

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Roberto Carlotto Batista

SISTEMA DE CONTROLE PARA CONVERSORES
MODULARES MULTINÍVEIS UTILIZADOS EM CONEXÕES
HVDC DE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

Santa Maria, RS, Brasil
2018

Roberto Carlotto Batista

**SISTEMA DE CONTROLE PARA CONVERSORES MODULARES
MULTINÍVEIS UTILIZADOS EM CONEXÕES HVDC DE PARQUES
EÓLICOS *OFFSHORE***

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM-RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Ph.D. Humberto Pinheiro

Santa Maria, RS, Brasil
2018

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Batista, Roberto Carlotto

SISTEMA DE CONTROLE PARA CONVERSORES
MODULARES MULTINÍVEIS UTILIZADOS EM CONEXÕES
HVDC DE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE* / Roberto
Carlotto Batista - 2018

141 p.; 30 cm

Orientador: Humberto Pinheiro

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Energia Eólica *Offshore* 2. Modular Multilevel Converter
(MMC) 3. Link High Voltage Direct Current (HVDC) 4.
Formação de rede AC no lado *offshore* 5. Controle da Tensão do
link HVDC 6. Balanço de energia nos polos do MMC 7.
Engenharia Elétrica I. Pinheiro, Humberto. II. Título.

© 2018

Todos os direitos autorais reservados a Roberto Carlotto Batista. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua Padre Miguel Ramos, Nº 320, Bairro Prado, Santana do Livramento, RS,
Brasil, CEP: 97571-170;

Fone: (55) 3244-2700;

Endereço Eletrônico: robertocarlotto@gmail.com.

Roberto Carlotto Batista

**SISTEMA DE CONTROLE PARA CONVERSORES MODULARES
MULTINÍVEIS UTILIZADOS EM CONEXÕES HVDC DE PARQUES
EÓLICOS OFFSHORE**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM-RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.


Aprovado em 27 de Fevereiro de 2018:



Humberto Pinheiro, Ph.D. (UFSM)
(Presidente/ Orientador)



Fernanda de Moraes Carnielutti, D.SC. (UFSM)



Guilherme Sebastião da Silva, D.SC. (UNIPAMPA)

Santa Maria, RS, Brasil
2018

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha esposa Renata que sempre me apoiou,
incentivou e acreditou no meu potencial ao longo dessa jornada.

Dedico este trabalho a minha mãe Rosa por todo o apoio que me forneceu
durante os estudos, sempre com muito amor, e a meu irmão Ronaldo e meu
pai Rogério (in memoriam) por terem me estimulado a escolher esta área de
atuação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meu orientador Professor Humberto Pinheiro pelo grande aprendizado que me proporcionou nesse período, compartilhando um pouco do seu vasto conhecimento em conversores e em energia eólica. Também agradeço ao Professor Humberto pela paciência e disponibilidade ao longo dos estudos desse trabalho.

Agradeço a empresa onde trabalho, Eletrosul Centrais Elétricas por ter investido na minha formação como mestre em engenharia elétrica, principalmente na figura do colega Mauricio Carrilho que foi o incentivador do meu retorno aos estudos após 7 anos de conclusão da graduação. Agradeço também aos meus colegas de empresa Luiz Antônio e Roberson pelas discussões sobre o tema do mestrado. Agradeço aos demais colegas Mauricio Novo, Rafael, Ronaldo Lima, Vinicius e Darian por terem me dado o apoio necessário para que eu pudesse me ausentar parcialmente das atividades durante os estudos de mestrado.

Agradeço a UFSM por ter me proporcionado tanto a graduação quanto o Mestrado em Engenharia Elétrica.

Agradeço aos colegas do GEPOC que sempre me deram apoio, com importantes sugestões e ideias ao longo desse período de estudo, Caio, Andre, Bernardo, Gleisson, Scapini, Thieli e Gustavo. Também agradeço aos professores que proferiram importantes disciplinas ao longo dos estudos e discutiram sobre temas importantes para o desenvolvimento desse trabalho, Professor Mauricio Sperandio, Professor Daniel Bernardon, Professor Cassiano Rech e o Professor Jorge Massing. Agradeço também a Professora Fernanda Carnielutti pelas importantes ideias sugeridas para a realização desse trabalho.

“Deus não escolhe os
capacitados, capacita os
escolhidos. Fazer ou não fazer
algo só depende de nossa
vontade e perseverança.
Albert Einstein”

RESUMO

SISTEMA DE CONTROLE PARA CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEIS UTILIZADOS EM CONEXÕES HVDC DE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

AUTOR: ROBERTO CARLOTTO BATISTA
ORIENTADOR: HUMBERTO PINHEIRO

Esta dissertação apresenta um breve histórico do sistema de geração eólica de maneira geral e o histórico em detalhes do sistema de geração eólica *offshore*. São apresentados dados atualizados sobre capacidade instalada, potência de máquinas utilizadas e distância dos parques eólicos até a costa. Apresenta-se as principais vantagens e os desafios da geração eólica *offshore*. São mencionadas as topologias de sistemas de transmissão dos parques eólicos *offshore* que podem ser em média tensão com corrente alternada (*Medium Voltage Alternating Current-MVAC*), alta tensão com corrente alternada (*High Voltage Alternating Current-HVAC*), média tensão com corrente contínua (*Medium Voltage Direct Current-MVDC*) e alta tensão com corrente contínua (*High Voltage Direct Current-HVDC*). Aborda-se a aplicação de cada uma das topologias anteriores, dando ênfase na comparação entre HVAC e HVDC, pontuando as limitações da HVAC e as possíveis vantagens da HVDC em função da distância do sistema de transmissão. Apresenta-se também o comparativo da tecnologia de conversores comutados pela rede (*Line Comutated Converters-LCC*) com conversores alimentados em tensão (*Voltage Source Converters-VSC*). É realizado um estudo de caso de um sistema de transmissão utilizando conversores multiníveis modulares (*Modular Multilevel Converters-MMC*) e um link em HVDC. Posteriormente, é apresentado em detalhes o funcionamento do MMC. O sistema de conversão é formado por duas estações conversoras, uma no lado *offshore* vinculada aos aerogerados e outra na costa vinculada com a conexão na rede (grid), ambas com conversores MMC. A conexão entre as estações conversoras se dará através de um link HVDC. A metodologia de controle de formação de rede do lado *offshore* é apresentada. O controle para sincronização com a rede no lado *onshore*, bem como controle da tensão no link HVDC também é abordado no trabalho. Além disso, apresenta-se a metodologia de controle de energia nos polos dos MMCs presentes em ambas estações conversoras. A fim de validar os modelos propostos, são apresentados resultados de simulações. Utiliza-se um caso base de simulação em que primeiramente irá haver fluxo de potência para o lado *offshore*, depois ocorrerá a inversão desse fluxo e por último, o fluxo alcançará o valor nominal do sistema. Através das simulações apresentadas, verifica-se que o sistema

proposto respondeu de maneira satisfatória.

Palavras-chave: Modular Multilevel Converter (MMC), Link High Voltage Direct Current (HVDC), Formação de rede com tensão alternada no lado *offshore*, controle de tensão do link HVDC, sincronismo com a rede, balanço de energia nos submódulos do MMC.

ABSTRACT

**CONTROL SYSTEM FOR MODULAR
MULTILEVEL CONVERTERS USED IN
OFFSHORE WIND POWER PLANTS THAT USE
HVDC CONNECTIONS FOR TRANSMISSION
SYSTEMS**

AUTHOR: ROBERTO CARLOTTO BATISTA
ADVISOR: HUMBERTO PINHEIRO

This work presents a brief history of the wind generation system in general and the detailed history of the offshore wind generation system. Current data on installed capacity, power of used wind turbines and distance from wind farms up to the coast are presented. The main advantages and challenges of offshore wind generation are presented. The topologies of offshore wind farms transmission systems that can be medium voltage with alternating current (MVAC), high voltage with alternating current (HVAC), medium voltage with direct current (MVDC) and high voltage with direct current (HVDC) are introduced. It is presented the application of each of the previous topologies, emphasizing the comparison between HVAC and HVDC, noting the limitations of HVAC and the possible advantages of HVDC as a function of the distance of the transmission system. The comparison of the technology of Line Comutated Converters (LCC) with Voltage Source Converters (VSC) is also presented. A case study of a transmission system using Modular Multilevel Converters (MMC) and a HVDC link in a offshore wind power plant is presented. The operation of the MMC is shown in detail. The conversion system consists of two converter stations, one on the offshore side linked to the wind turbines and another on the coast linked to the grid connection, both with MMC converters. The connection between the converter stations will be through an HVDC link. The methodology of control of offshore formation of the network is presented. The control for synchronization with the network on the onshore side as well as voltage control on the HVDC link is also shown at work. In addition, it is presented the methodology of energy control in the poles of the MMC in both converter stations. In order to validate the proposed models, simulation results are presented. A simulation base case is used in which power flows to the offshore side first and then the flow reverses, and finally the flow reaches the nominal value of the system. Through the simulations presented, it is verified that the proposed system responded satisfactorily.

Keywords: Modular Multilevel Converters (MMC), Link High Voltage Direct Current,

AC Forming Grid in Offshore, Voltage Control of HVDC Link, Energy Balance of Sub-modules of the MMC

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	– Primeira utilização de energia eólica para geração de energia elétrica, catavento proposto por Charles Bruch em 1888.	27
Figura 1.2	– Aerogerador Balaclava, instalado na Rússia em 1931, destaca-se por ser o primeiro aerogerador conectado em uma rede elétrica com tensão alternada.	28
Figura 1.3	– a) Aerogerador Hütter - Alemanha e b) Aerogerador Smith-Putnam - Estados Unidos.	29
Figura 1.4	– Evolução da tecnologia de aerogeradores.	30
Figura 1.5	– Evolução da capacidade instalada acumulada da energia elétrica oriunda de energia eólica no Mundo.	31
Figura 1.6	– Parque eólico <i>offshore</i> <i>Vindeby</i> instalado em 1991 na Dinamarca, com máquinas de 450 kW.	32
Figura 1.7	– Parque eólico <i>offshore</i> <i>Middelgrunden</i> instalado em 2002 na Dinamarca, com 40 MW.	32
Figura 1.8	– Evolução da utilização de energia eólica frente a matriz energética da União Europeia.	33
Figura 1.9	– Fator de capacidade dos principais países geradores de energia eólica <i>offshore</i> da União Europeia.	34
Figura 1.10	– Evolução da capacidade instalada de geração eólica <i>offshore</i> na União Europeia.	34
Figura 1.11	– Capacidade instalada de geração eólica por país da União Europeia ao final de 2016.	35
Figura 1.12	– Evolução da distância dos parques eólicos <i>offshore</i> da costa, sendo que os diâmetros dos círculos são proporcionais à potência instalada do parque eólico.	36
Figura 1.13	– Evolução da profundidade da água em parques instalados <i>offshore</i> , os diâmetros dos círculos são proporcionais à potência instalada do parque eólico.	36
Figura 1.14	– Evolução da capacidade anual instalada de geração eólica <i>offshore</i> nos principais países da Europa no período de 2001 a 2015.	37
Figura 1.15	– Evolução da potência média dos aerogeradores de parques <i>offshore</i> da União Europeia.	37
Figura 1.16	– Evolução da capacidade instalada média de parques eólicos <i>offshore</i> por ano da União Europeia.	38
Figura 1.17	– Evolução da média da velocidade dos ventos conforme acréscimo na distância da costa.	39
Figura 1.18	– Composição e evolução do custo do MWh de geração eólica <i>offshore</i>	40
Figura 1.19	– Projeto <i>Dolwin 2</i> instalado em 2016, com capacidade de transformação de 916 MW, coleta energia de três parques eólicos diferentes. ...	42
Figura 2.1	– Mapa do parque <i>Kentish Flats</i> e sua expansão (destacados na forma retangular).	48
Figura 2.2	– Comparativo de linhas HVAC submarinas com potência ativa máxima a ser transmitida, comprimento máximo da linha de transmissão, nível de tensão e compensação de reativos.	49
Figura 2.3	– Propostas de topologias em MVDC, a) Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com um estágio elevador, b) Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com dois estágios elevadores e c) Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com um estágio elevador no aerogerador.	50

Figura 2.4	– Exemplo de aplicação de um sistema de transmissão com link HVDC utilizando tecnologia VSC.....	52
Figura 2.5	– Exemplo de aplicação de um sistema de conversão utilizando tecnologia LCC.....	53
Figura 2.6	– Plataforma da estação conversora <i>Borwin</i> na Alemanha, comissionada em 2009.....	54
Figura 2.7	– Módulo de IGBT comercial da ABB de 4,5 kV e seu diagrama esquemático.....	55
Figura 2.8	– Comparativo de qualidade de energia com 2, 3, 5 e 7 níveis, apresentando harmônicos no domínio da frequência.....	56
Figura 2.9	– Circuito de um VSC com 2 níveis.....	56
Figura 2.10	– Circuito de um VSC com N níveis, com a função de dividir a tensão nas chaves.....	57
Figura 2.11	– Mapa do Projeto Desertec que interconecta Africa, Oriente Médio e Europa com diversas fontes de geração de diversos tipos.....	58
Figura 2.12	– Supergrid na Ásia.....	59
Figura 2.13	– Supergrid na costa leste dos EUA.....	59
Figura 2.14	– Conversor HVDC Light da ABB.....	60
Figura 2.15	– Diagrama elétrico do conversor HVDC Light da ABB.....	60
Figura 2.16	– A Alston apresentou em 2013 o produto <i>Alternate Arm Converter</i> , que é um conversor híbrido entre dois níveis e multiníveis.....	61
Figura 2.17	– Apresentação do modelo comercial HVDC <i>Plus</i> da Siemens, composto por submódulos HB.....	62
Figura 2.18	– Conversor HVDC <i>Plus</i> com 400 MW e 216 submódulos por fase. ...	62
Figura 2.19	– Projeto <i>Borwin 1</i> que foi comissionada em 2010, configurou-se como o primeiro sistema de transmissão VSC com HVDC para aplicação em parque eólico <i>offshore</i>	63
Figura 2.20	– Projeto <i>Borwin 2</i> que foi comissionada em 2015.....	64
Figura 2.21	– Os projetos <i>Borwin 1</i> e <i>Borwin 2</i> , o primeiro comissionado em 2010 e o segundo em 2015.....	65
Figura 2.22	– Mapa do projeto <i>Borwin 3</i> que será comissionado em 2019.....	65
Figura 2.23	– Mapa do projeto <i>Dolwin 1</i>	66
Figura 2.24	– Mapa do projeto <i>Dolwin 2</i>	67
Figura 2.25	– Mapa do projeto <i>Dolwin 3</i>	67
Figura 2.26	– Mapa do projeto <i>Helwin 1</i>	68
Figura 2.27	– Mapa do projeto <i>Helwin 2</i>	69
Figura 2.28	– Foto das estações conversoras <i>Helwin 1 e 2</i>	69
Figura 2.29	– Mapa do projeto <i>Sylwin 1</i>	70
Figura 3.1	– Diagrama inicial de um conversor de dois níveis que serviu de base para a proposta de Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002).....	75
Figura 3.2	– Diagrama de apresentação do modelo de submódulo que compõem os polos do conversor MMC.....	76
Figura 3.3	– Diagrama com a composição inicial de um MMC.....	76
Figura 3.4	– Submódulos em topologia a) <i>half bridge</i> e b) <i>full bridge</i>	77
Figura 3.5	– Submódulos com opção de isolamento em caso de avaria.....	78
Figura 3.6	– Composição de MMC: a) monofásico, b) bifásico e c) trifásico.....	78
Figura 3.7	– Terminologia utilizada nos MMCs.....	79
Figura 3.8	– Sistema de conexão de parques eólicos <i>offshore</i> utilizando tecnologia MMC.....	80
Figura 3.9	– Diagrama do MMC com conexão das fases em estrela com neutro não aterrado.....	81

Figura 3.10 – Diagrama por fase do conversor MMC, com fonte de tensão cc, mas não conectado a carga nem a rede. Aplicação da Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) para definição das equações de funcionamento do conversor, fases a (a), b (b) e c (c).	81
Figura 3.11 – Diagrama de LKT por fase (genérica) com submódulo simplificado.	82
Figura 3.12 – LKT entre as malhas das fases A e B.	83
Figura 3.13 – LKT entre as fases B e C.	83
Figura 3.14 – Detalhamento do Nó 1 para servir de análise da Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC).	84
Figura 3.15 – Detalhamento dos Nós 2, 3 e 4 para servir de análise da LKC, relacionado as correntes de fase (rede) com as correntes de fase (polos positivo e negativo).	84
Figura 3.16 – Diagrama simplificado para uma fase genérica que apresenta a tensão da fase e as duas malhas de tensão que serão analisadas para elaboração do circuito equivalente do conversor MMC.	88
Figura 3.17 – Circuito equivalente da entrada do conversor MMC.	93
Figura 3.18 – Circuito equivalente da saída do conversor MMC.	93
Figura 3.19 – Submódulo Inserido: (a) Capacitor carregando pelo diodo D1 e (b) diodo D1 deixa de conduzir, a chave S1 é fechada, capacitor começa a descarregar.	94
Figura 3.20 – Submódulo Contornado: (a) Corrente passando pelo diodo D2 e (b) diodo D2 deixa de conduzir e a chave S2 entra em condução.	95
Figura 3.21 – Circuito equivalente completo do Conversor MMC.	100
Figura 3.22 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo positivo.	102
Figura 3.23 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo positivo, com apresentação dos resultados no domínio da frequência.	103
Figura 3.24 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo negativo.	105
Figura 3.25 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo negativo, com apresentação dos resultados no domínio da frequência.	106
Figura 4.1 – Sistema utilizado como base para análise de controle dos MMC.	109
Figura 4.2 – Diagrama de blocos do controle de formação de rede do lado <i>offshore</i>	111
Figura 4.3 – Diagrama de blocos do sistema de controle de balanço de energia entre os polos de cada fase.	112
Figura 4.4 – Diagrama de blocos da relação entre a corrente interna e as energias nos polos do MMC.	114
Figura 4.5 – Diagrama de blocos do sistema de controle do inversor no lado <i>onshore</i> com função de controlar a tensão no link HVDC.	115
Figura 5.1 – Sistema a ser considerado para desenvolver os projetos de controle.	117
Figura 5.2 – Sistema final a ser considerado para desenvolver os projetos de controle.	120
Figura 5.3 – Simulação do caso base apresentando variáveis internas da estação conversora <i>offshore</i>	122
Figura 5.4 – Simulação do caso base apresentando variáveis internas da estação conversora <i>onshore</i>	123
Figura 5.5 – Simulação conforme caso base com as variáveis de controle de corrente interna e correntes de eixos síncronos na conversora <i>onshore</i>	125
Figura 5.6 – Simulação conforme caso base e degrau de potência reativa (200 MVar) em 3 s (entrada) e 3,5 s (saída).	126

Figura 5.7 – Simulação conforme caso base (gráficos 1 e 2) e caso base com degrau de 20% em 3 s na referência de energia do link HVDC e 5 s na referência da energia total nas fases do MMC, também em 20% (gráficos 3 e 4).	128
Figura 5.8 – Simulação conforme caso base (gráficos 1 e 2) e caso base com degrau de 20% em 3 s na referência de tensão V_d e 5 s na referência de tensão V_q , também em 20% (gráficos 3 e 4).	130
Figura 5.9 – Simulação conforme caso base com potência ativa e reativa nas redes trifásicas de cada conversora e tensão no barramento cc em cada conversora.	132
Figura 5.10 – Simulação conforme caso base com tensões das redes <i>onshore</i> e <i>offshore</i> e as correntes <i>onshore</i> e <i>offshore</i>	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	–	Resumo das conversoras utilizadas para conexão em HVDC dos parques eólicos <i>offshore</i>	71
Tabela 2.2	–	Resumo das conversoras utilizadas para conexão em HVDC dos parques eólicos <i>offshore</i> - dados da linha de transmissão.	71
Tabela 2.3	–	Lista de parques eólicos <i>offshore</i> conectados em sistemas de transmissão que utilizam tecnologia HVDC.....	72
Tabela 5.1	–	Principais Parâmetros do Sistema Considerado para Simulação.....	118
Tabela 5.2	–	Parâmetros dos cabos utilizados no link HVDC.....	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AC</i>	Alternating Current
<i>CA</i>	Corrente Alternada
<i>CC</i>	Corrente Contínua
<i>DC</i>	Direct Current
<i>FB</i>	Full Bridge (Ponte Completa)
<i>HB</i>	Half Bridge (Meia Ponte)
<i>HVDC</i>	High Voltage Direct Current (Alta Tensão em Corrente Contínua)
<i>HVDC</i>	High Voltage Direct Current (Alta Tensão em Corrente Contínua)
<i>HVAC</i>	High Voltage Alternating Current (Alta Tensão em Corrente Alternada)
<i>IGBT</i>	Insulated Gate Bipolar Transistor
<i>LCC</i>	Line Comutated Converters (Conversores Comutados Pela Rede)
<i>LKT</i>	Lei de Kirchhoff das Tensões
<i>LKC</i>	Lei de Kirchhoff das Correntes
<i>MVAC</i>	Medium Voltage Alternating Current (Média Tensão em Corrente Alternada)
<i>MVDC</i>	Medium Voltage Direct Current (Média Tensão em Corrente Contínua)
<i>MMC</i>	Modular Multilevel Converters (Conversores Modulares Multiníveis)
<i>PAC</i>	Ponto de Acoplamento Comum
<i>PI</i>	Proporcional Integral
<i>SCR</i>	Silicon Controlled Rectifier
<i>SCR</i>	Short Circuit Ratio
<i>SM</i>	Submódulo
<i>VSC</i>	Voltage Source Converters (Conversores Alimentados em Tensão)

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{eq}	Capacitância equivalente por submódulo
E_{dif}	Diferença de energia entre os polos de uma mesma fase.
E_{tot}	Energia total dos polos de uma mesma fase.
E_{xy}	Energia da fase x (a , b ou c) do polo y (positivo (p) ou negativo (n)) do conversor MMC
ϕ	Fase
i_{α}	Corrente em coordenada α
i_{β}	Corrente em coordenada β
i_{Cxy}	Corrente em um capacitor genérico da fase x (a , b ou c) do polo y (positivo (p) ou negativo (n)) do conversor MMC
i_d	Corrente em coordenada de eixo direto
i_q	Corrente em coordenada de eixo em quadratura
$\mathbf{i}_{rx,xint}$	Matriz combinada de correntes da rede nas fases (a , b , c) e das correntes internas (a , b , c)
\dot{i}_{xy}	Derivada da corrente em relação ao tempo na fase x (a , b ou c), no polo y (positivo (p) ou negativo (n)).
i_{xy}	Corrente na fase x (a , b ou c) do polo y (positivo (p) ou negativo (n)) do conversor MMC
ω_{ref}	Frequência de referência
P_{ca}	Potência ativa
Q_{ca}	Potência reativa
θ_{ref}	Ângulo teta de referência
\mathbf{T}_i	Matriz de transformação de corrente
\mathbf{T}_v	Matriz de transformação de tensão
u_{xy}	Ação de controle na fase x (a , b ou c) do polo y (positivo (p) ou negativo (n)) do conversor MMC
v_{α}	tensão em coordenada α
v_{β}	tensão em coordenada β
V_{cc}	Tensão no barramento ou link CC
v_{Cxy}	Tensão em um capacitor genérico da fase x (a , b ou c) do polo y (positivo (p) ou negativo (n)) do conversor MMC
\dot{v}_{Cxy}	Derivada da tensão no capacitor em relação ao tempo na fase x (a , b ou c), no polo y (positivo (p) ou negativo (n)).
v_d	Tensão em coordenada de eixo direto
v_{dref}	Tensão de referência em coordenada de eixo direto
V_{eq}	Tensão equivalente por submódulo
V_F	Tensão de fase
V_{FPICO}	Pico da tensão de fase
V_L	Tensão de linha

v_q	<i>Tensão em coordenada de eixo em quadratura</i>
v_{rx}	<i>Tensão na rede da fase x (a, b ou c)</i>
V_{SM}	<i>Tensão por submódulo</i>
v_x	<i>Tensão na fase x (a, b ou c)</i>
v_{xint}	<i>Tensão na fase x (a, b ou c) interna do conversor MMC</i>
$v_{xvirtual}$	<i>Tensão na fase x (a, b ou c) virtual do conversor MMC</i>
$\mathbf{V}_{\mathbf{xvirtual},\mathbf{xint}}$	<i>Matriz combinada das tensões virtuais das fases (a, b, c) e das tensões internas (a, b, c)</i>
v_{xy}	<i>Tensão na fase x (a, b ou c) do polo y (positivo (p) ou negativo (n)) do conversor MMC</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	27
1.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE	31
1.2 DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE	38
1.3 DESAFIOS NO CONTROLE DE CONVERSORES EM SISTEMAS DE HVDC	42
1.4 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	43
1.4.1 Objetivo Geral	43
1.4.2 Objetivos Específicos	43
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	44
2 PARQUES EÓLICOS <i>OFFSHORE</i>	47
2.1 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE PARQUES EÓLICOS <i>Offshore</i>	47
2.1.1 Topologia MVAC	47
2.1.2 Topologia HVAC	49
2.1.3 Topologia MVDC	50
2.1.4 Topologia HVDC	51
2.1.4.1 LCC - Line Comutated Converters	52
2.1.4.2 VSC - Voltage Source Converters	53
2.1.4.3 Supergrid	57
2.2 PRODUTOS COMERCIAIS DISPONÍVEIS	59
2.3 PARQUES EÓLICOS INSTALADOS COM TECNOLOGIA MMC DE CONVERSORES	62
2.3.1 Conjunto <i>Borwin 1, 2 e 3</i>	63
2.3.2 Conjunto <i>Dolwin 1, 2 e 3</i>	66
2.3.3 Conjunto <i>Helwin 1 e 2</i>	68
2.3.4 Sylwin 1	70
2.4 CONCLUSÃO	72
3 CONVERSOR MMC	75
3.1 APRESENTAÇÃO DO MMC	75
3.2 MODELO DINÂMICO DO MMC	80
3.2.1 Etapas de operação dos conversores	94
3.3 CONCLUSÃO	107
4 SISTEMAS DE CONTROLE DOS CONVERSORES MULTINÍVEIS MODULARES	109
4.1 CONTROLE <i>Offshore</i> DE RETIFICAÇÃO E FORMAÇÃO DE REDE CA	109
4.2 CONTROLE DE BALANÇO DE ENERGIA NOS POLOS	112
4.3 CONTROLE <i>Onshore</i> DE INVERSÃO E REGULAÇÃO DE TENSÃO DO LINK HVDC	114
4.4 CONCLUSÃO	116

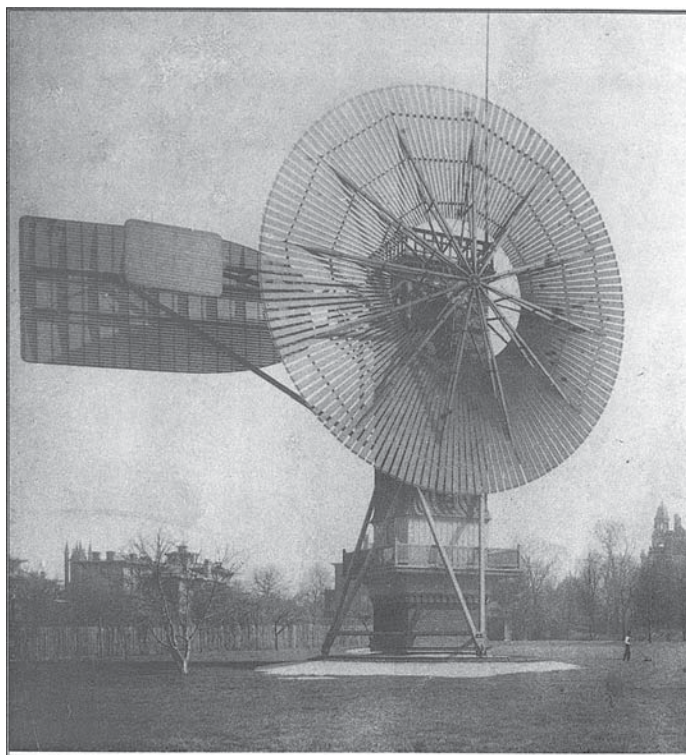
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	117
5.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA	117
5.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	120
5.3 CONCLUSÃO	135
6 CONCLUSÃO	137
6.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	138
6.2 ARTIGOS PUBLICADOS	138
6.3 TRABALHOS FUTUROS	138
REFERÊNCIAS	139

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica através de energia eólica, conhecida simplesmente como geração eólica conforme (ABEEólica, 2016), desenvolveu-se desde o século 19. No princípio os estudos se iniciaram com protótipos, e assim que alguns protótipos comprovaram desempenho satisfatório bem como possibilidade de retorno financeiro, os projetos comerciais começaram a ser implementados.

Em 1888, o norte americano Charles Brush desenvolveu a primeira aplicação eólica para geração de energia elétrica (Figura 1.1). Tratava-se de um catavento com capacidade instalada de 12 kW com tensão contínua que alimentava um banco de baterias, que por sua vez abastecia cerca de 350 lâmpadas incandescentes. Naquela época era inviável a conexão a um sistema elétrica e, dessa forma, a proposta de armazenamento da energia era uma necessidade. Atualmente, a busca de armazenamento de energia é um objetivo das grandes usinas eólicas, mas que ainda enfrenta algumas dificuldades em relação a custos e operacionalização. O rotor da turbina eólica proposta por Charles Brush tinha 144 pás, com diâmetro de 17 metros em uma torre de 18 metros de altura. O sistema funcionou por cerca de 20 anos, e foi desativado em 1908, sendo considerado um marco na utilização de geração eólica (adaptado de Spera (2009)).

Figura 1.1 – Primeira utilização de energia eólica para geração de energia elétrica, catavento proposto por Charles Brush em 1888.



Fonte: Spera (2009).

Naquela época, a comunicação de maneira global era muito demorada em relação aos dias atuais, dessa forma as novidades tecnológicas demoravam anos para serem divulgadas para outros cientistas ou inventores, bem como a cadeia produtiva era praticamente inexistente e os projetos dependiam da criatividade de adaptação dos inventores.

Em função disso, apenas em 1931 foi dado um próximo passo significativo em relação a evolução dos aerogeradores. Foi instalado na Rússia um modelo de grande porte, denominado aerogerador Balaclava (Figura 1.2), o qual tratava-se de um modelo avançado de 100 kW conectado por uma linha de transmissão de 6,3 kV de 30 km. Na outra extremidade da linha conectava-se uma termoelétrica com capacidade instalada de 20 MW, sendo esse o primeiro aerogerador conectado em uma rede elétrica com tensão alternada.

Figura 1.2 – Aerogerador Balaclava, instalado na Rússia em 1931, destaca-se por ser o primeiro aerogerador conectado em uma rede elétrica com tensão alternada.



Fonte: Spera (2009).

Por mais que a Segunda Guerra Mundial (1939-1945) tenha sido extremamente negativa em relação ao lado humano, com milhares de perdas de pessoas, pelo lado tecnológico apresentou avanços importantes em diversas áreas, inclusive em relação aos aerogeradores, contribuindo para desenvolvimento de máquinas de médio e grande porte. Nesse caso específico, como os combustíveis fósseis eram utilizados nos motores dos blindados e nas demais instalações de guerra, buscou-se gerar energia elétrica sem a necessidade

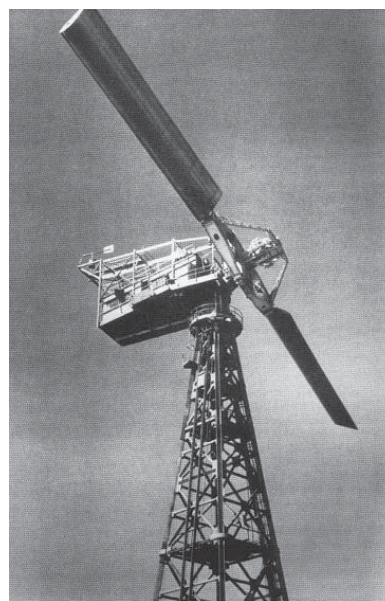
de utilização de combustíveis fósseis. Dessa forma, os Estados Unidos desenvolveram um projeto denominado Smith-Putnam (Figura 1.3) que possuía 53,3 metros de altura e duas pás de aço com 16 toneladas. Nesse projeto foi utilizado um gerador síncrono de 1250 kW com rotação constante de 28 rpm, que funcionava em corrente alternada, conectada diretamente à rede elétrica. Essa máquina funcionou apenas por cerca de 4 anos, pois uma das pás quebrou-se por fadiga.

Durante o período entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu e operou o aerogerador *Hütter* (Figura 1.3) com diversas inovações tecnológicas, dentre as quais se destaca a utilização de pás não metálicas, que utilizavam fibra de vidro, sendo mais leve que os modelos anteriores. Tratava-se de um aerogerador de 34 metros de diâmetro de rotor, com potência nominal de 100 kW a ventos de 8 m/s que operou entre 1957 e 1968. As pás aliviaram os esforços em rolamentos por serem feitas de materiais mais leves, diminuindo os problemas de fadiga, a partir dessa máquina alterou-se a filosofia de construção das pás. Quando o aerogerador foi descomissionado em 1968 as pás ainda possuíam um bom estado de conservação.

Figura 1.3 – a) Aerogerador Hütter - Alemanha e b) Aerogerador Smith-Putnam - Estados Unidos.



a) Aerogerador Hütter-Alemanha
(100 kW, $D = 34$ m, D 1958)



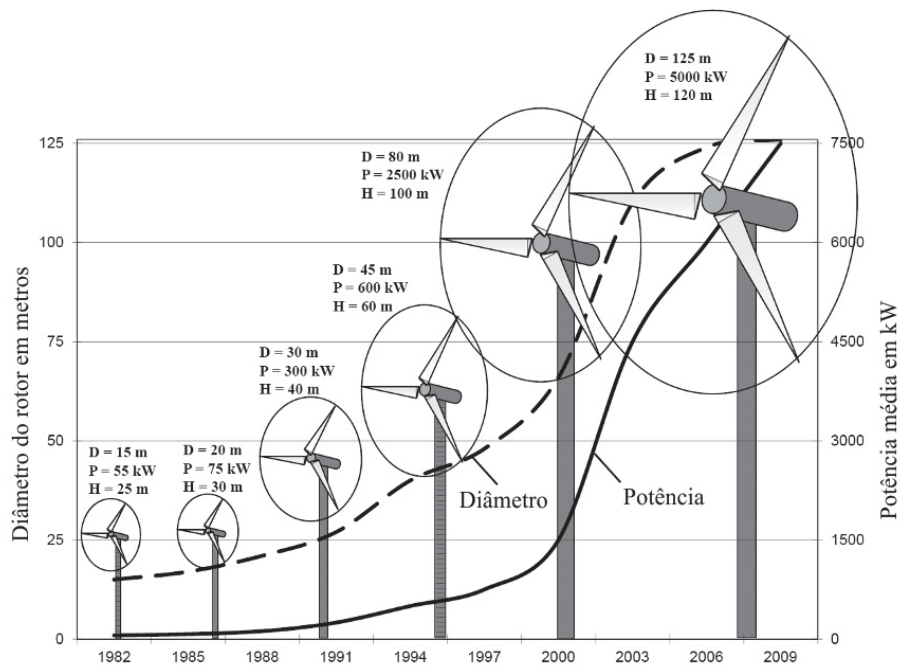
d) Aerogerador Smith-Putnam
(1,250 kW, $D = 53$ m, Estados Unidos 1941)

Fonte: Adaptado de Gasch e Twele (2012).

Após esse primeiro período de evolução dos aerogeradores, houve uma demanda abrupta pela geração eólica quando ocorreu a crise do petróleo no final da década de 1970, e os países perceberam que deveriam explorar mais as energias renováveis ao invés dos combustíveis fósseis. Dessa forma, a evolução dos aerogeradores ocorreu de maneira rápida. Em 1982 o modelo (comercial) de aerogerador da época possuía 15 metros de

diâmetro e tinha potência de 55 kW. Um pouco mais tarde, por volta de 1995 as máquinas possuíam diâmetro de 45 metros e tinham potência de 600 kW. Em 2008 o diâmetro alcançou 125 metros e a potência 5000 kW conforme se verifica na Figura 1.4.

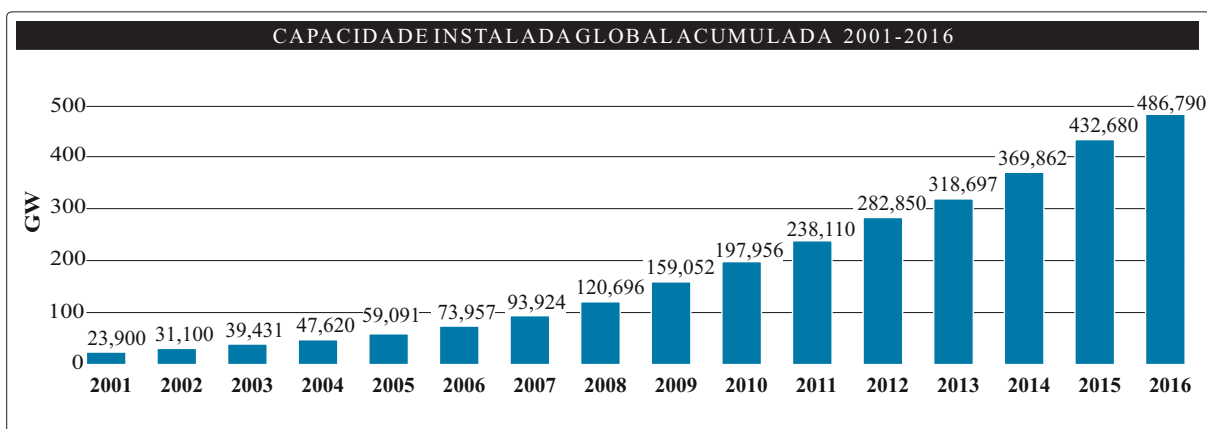
Figura 1.4 – Evolução da tecnologia de aerogeradores.



Fonte: Adaptado de Gasch e Twele (2012).

Analisando os dados de final de 2016, verifica-se que a capacidade instalada de energia elétrica através de fontes de energia eólica no mundo era de 486,79 GW. Sendo os principais países geradores China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Espanha (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017).

Figura 1.5 – Evolução da capacidade instalada acumulada da energia elétrica oriunda de energia eólica no Mundo.



Fonte: Adaptado de GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2017).

1.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

Os parques eólicos podem ser denominados como *onshore* ou *offshore*, sendo que os primeiros referem-se aos parques instalados no continente, em terra firme e o outro grupo refere-se aos parques instalados em regiões marítimas, afastadas da costa com a possibilidade de variar de poucos até centenas de quilômetros da costa.

No ano de 1991, na Dinamarca, o primeiro parque eólico *offshore* foi instalado. Esse parque foi batizado com o nome de *Vindeby* (Figura 1.6). As instalações foram realizadas em águas rasas, distantes de cerca de 2 km da costa. O parque foi instalado com 11 máquinas de 450 kW (SOUTH BALTIC OFFSHORE WIND ENERGY REGIONS, 2011).

Figura 1.6 – Parque eólico *offshore* *Vindeby* instalado em 1991 na Dinamarca, com máquinas de 450 kW.



Fonte: Gasch e Twele (2012).

As primeiras instalações de parques eólicos *offshore* com potência superior a 30 MW surgiram também na Dinamarca. No ano de 2001 entrou em operação o parque *Middlegrunden* (Figura 1.7) com 40 MW de capacidade instalada e distante cerca de 5 km da costa. Em 2002, o parque *Horns Rev1* com capacidade instalada 4 vezes superior ao anterior entrou em operação com distância de cerca de 18 km da costa (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2016).

Figura 1.7 – Parque eólico *offshore* *Middlgrunden* instalado em 2002 na Dinamarca, com 40 MW.



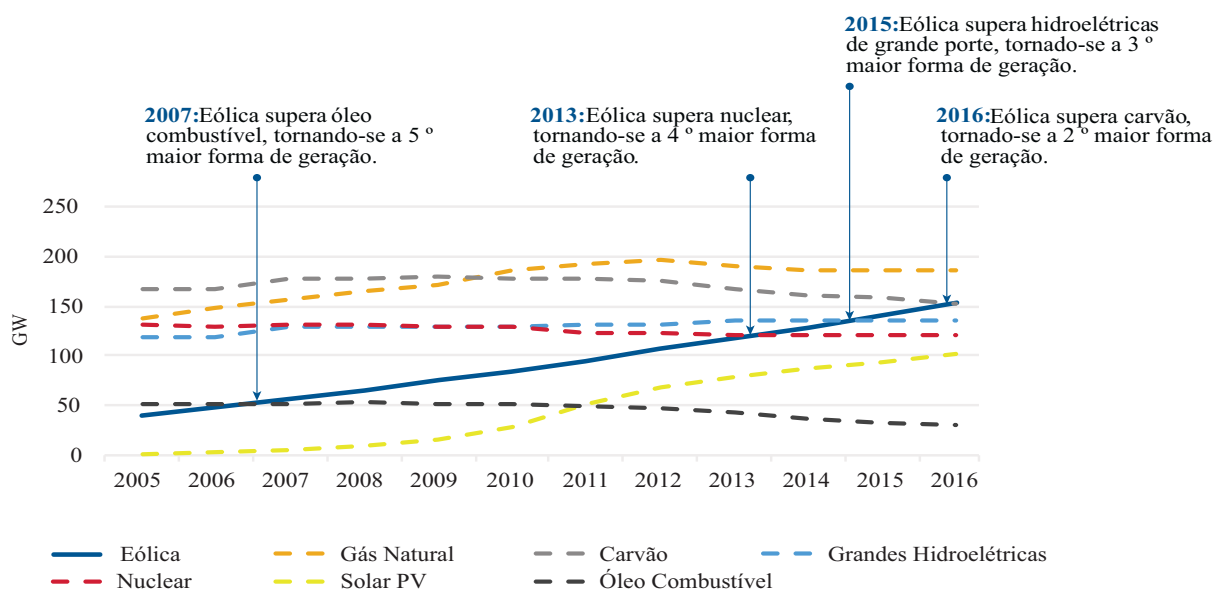
Fonte: Tavner (2012).

A capacidade instalada da energia eólica *offshore* evoluiu a partir de 2001 e no final do ano de 2016 alcançou 14.384 MW, sendo 88 % ou 12.631 MW instalados na costa de 10 países europeus. O restante das instalações foram realizadas basicamente na

China. Outros países como Japão, Coreia do Sul, Estados Unidos, entre outros apresentam também alguns projetos realizados, mas com potência instalada reduzida. (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017)

A geração eólica nos países da União Europeia vem crescendo num ritmo quase constante desde 2005 e, dessa forma, superando as demais fontes de energia em capacidade instalada. A primeira fonte superada foi o óleo combustível em 2007, seguida da nuclear em 2013, hidroelétricas de grande porte em 2015 e carvão em 2016, quando alcançou o posto de segunda principal fonte de energia ao final de 2016, perdendo apenas para gás natural, conforme pode-se verificar na Figura 1.8. Cabe ressaltar que a matriz energética consiste em valores de capacidade instalada e não de geração média. Nesse caso deve-se levar em consideração o fator de capacidade, ou seja, o percentual de geração da instalação em determinado período. O fator de capacidade da geração eólica tipicamente assume valores entre 30 a 45 % do total de geração possível.

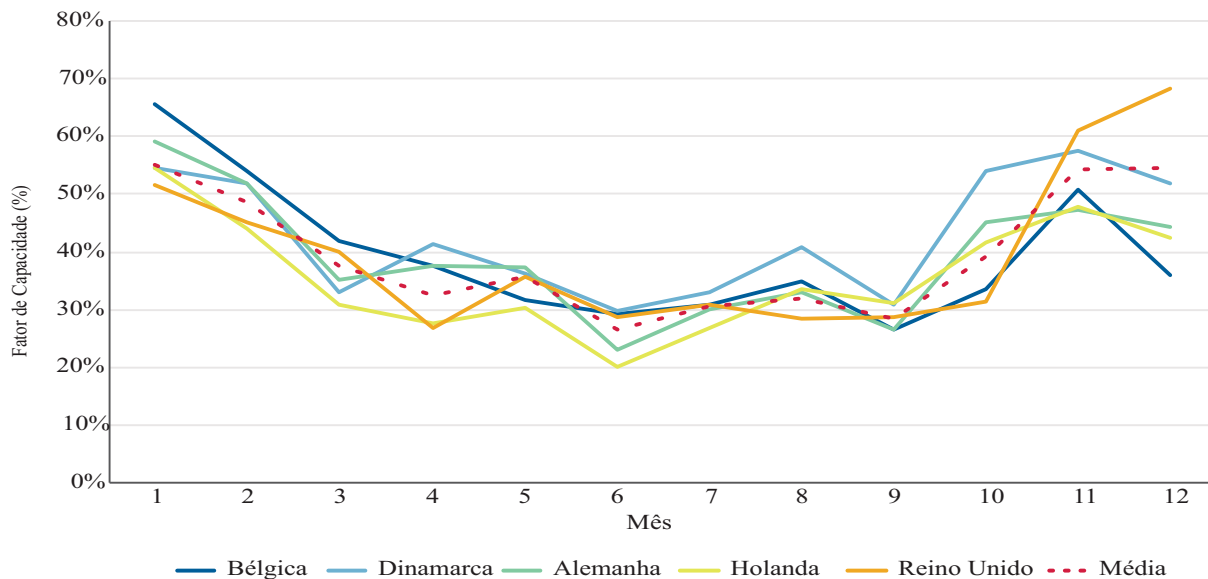
Figura 1.8 – Evolução da utilização de energia eólica frente a matriz energética da União Europeia.



Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017b).

Os valores de fator de capacidade das instalações *offshore* costumam ser superiores do que as *onshore* em virtude da reduzida rugosidade da superfície. Na Figura 1.9 apresenta-se os fatores de capacidade com média mensal dos principais países com geração eólica *offshore* na União Europeia. Destaca-se a média de todos os países em pontilhado, que oscila entre 28 % e 55 % em relação a média mensal e apresenta uma média anual em torno de 40 %.

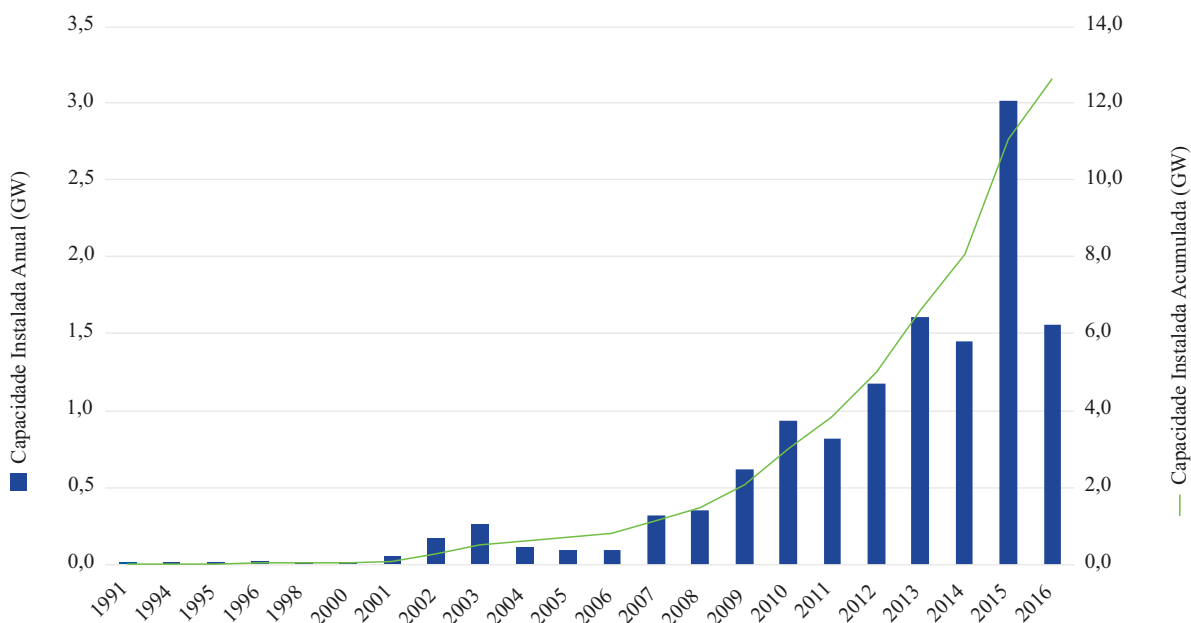
Figura 1.9 – Fator de capacidade dos principais países geradores de energia eólica *offshore* da União Europeia.



Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017a).

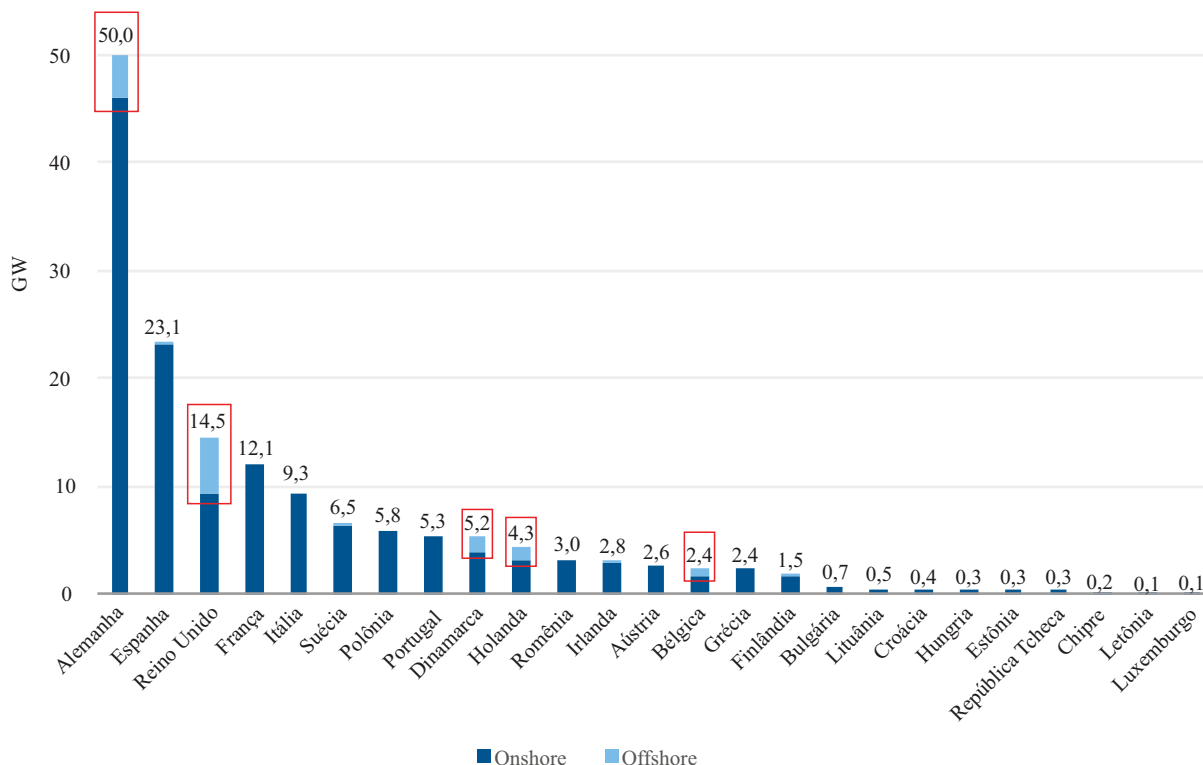
Salienta-se que a modalidade *onshore* ainda é predominante tanto em capacidade instalada acumulada (Figura 1.11) quanto em crescimento anual, entretanto a modalidade *offshore* vem demonstrando seu potencial de crescimento ao longo dos últimos anos, conforme verificado na Figura 1.10.

Figura 1.10 – Evolução da capacidade instalada de geração eólica *offshore* na União Europeia.



Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017a).

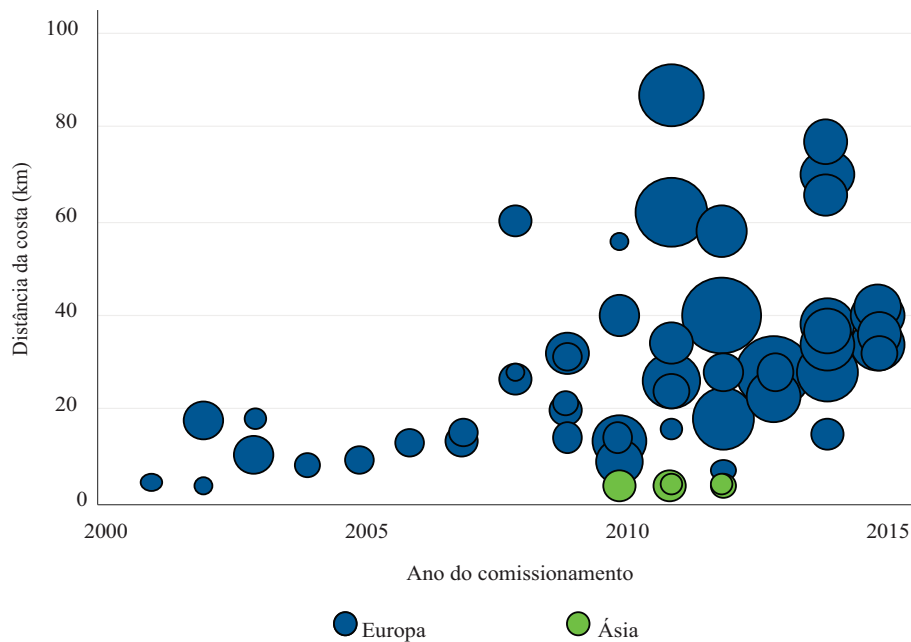
Figura 1.11 – Capacidade instalada de geração eólica por país da União Europeia ao final de 2016.



Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017b).

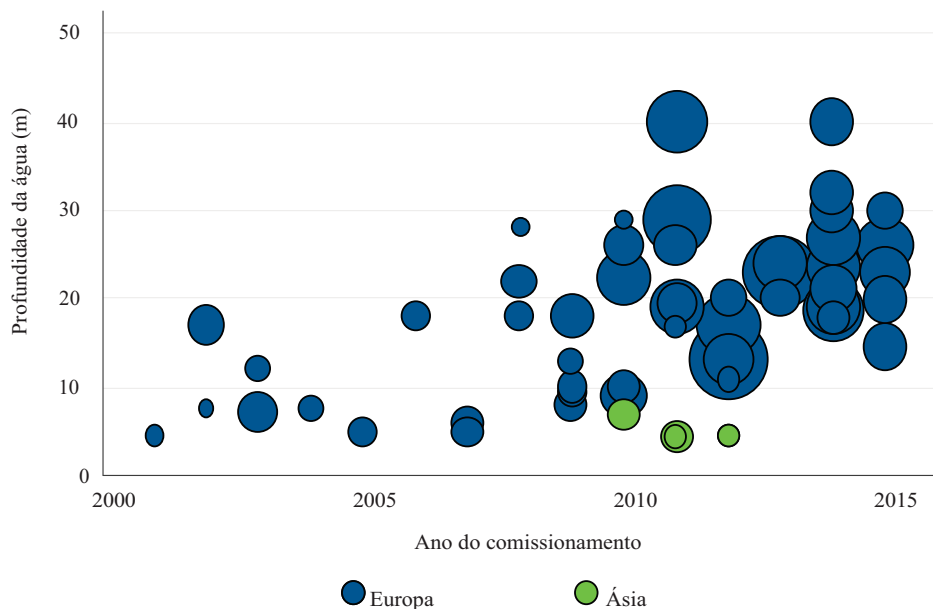
A evolução e amadurecimento da tecnologia de aerogeradores para geração eólica *offshore*, tornou possível a instalação de parques eólicos em águas mais profundas e em locais mais distantes da costa (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2016). Por meio da análise das Figuras 1.12 e 1.13 pode-se verificar que no princípio os projetos iniciaram-se em áreas próximas da costa e com baixas potências instaladas. Entretanto com o passar dos anos, alguns projetos já foram instalados em distâncias em torno de 20 km, o que se justificou economicamente através de projetos com potência instalada superior aos antigos. Isso se pode verificar nas Figuras 1.15 e 1.16.

Figura 1.12 – Evolução da distância dos parques eólicos *offshore* da costa, sendo que os diâmetros dos círculos são proporcionais à potência instalada do parque eólico.



Fonte: Adaptado de INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2016).

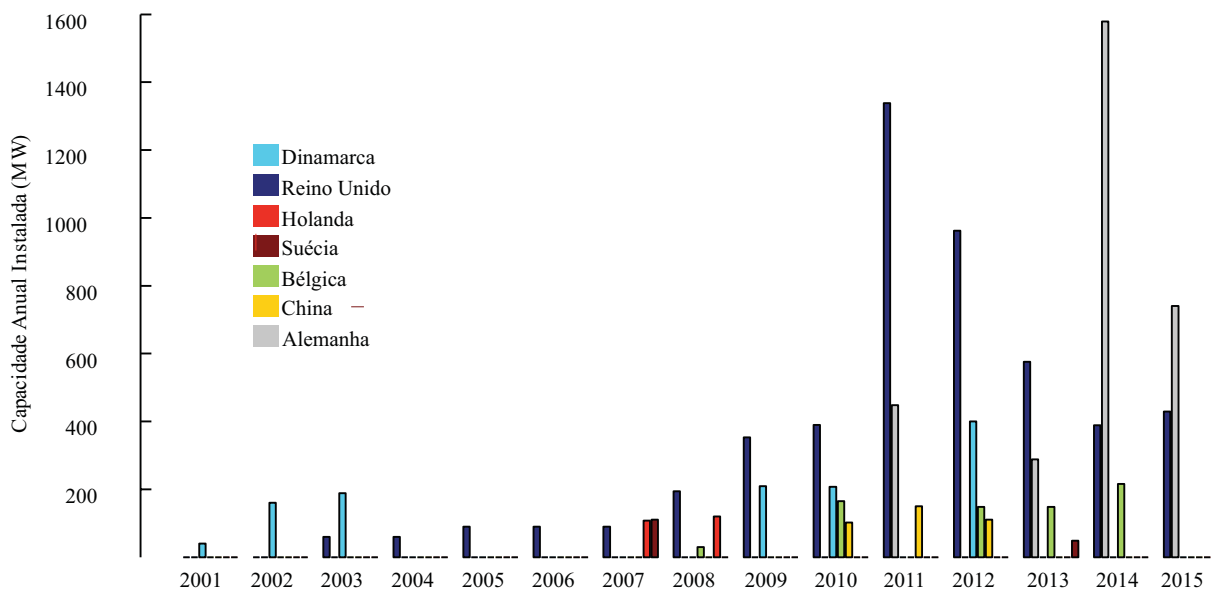
Figura 1.13 – Evolução da profundidade da água em parques instalados *offshore*, os diâmetros dos círculos são proporcionais à potência instalada do parque eólico.



Fonte: Adaptado de INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2016).

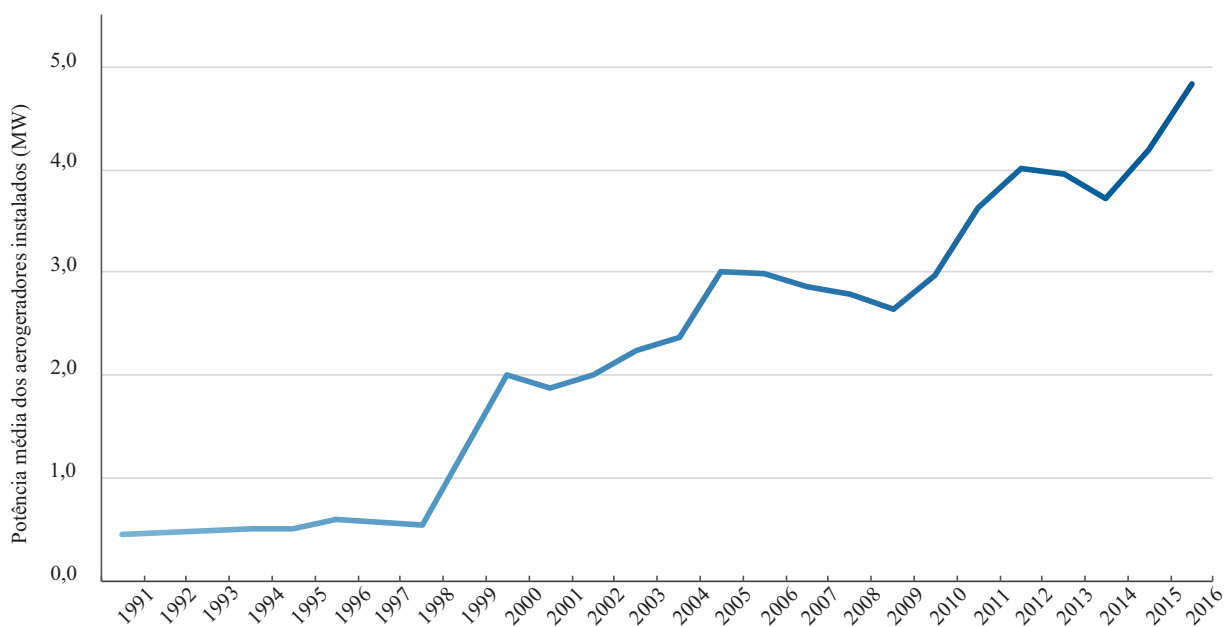
A aposta de alguns países como Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Holanda e Bélgica na modalidade de geração eólica *offshore* é demonstrada nas Figuras 1.11 e 1.14.

Figura 1.14 – Evolução da capacidade anual instalada de geração eólica *offshore* nos principais países da Europa no período de 2001 a 2015.



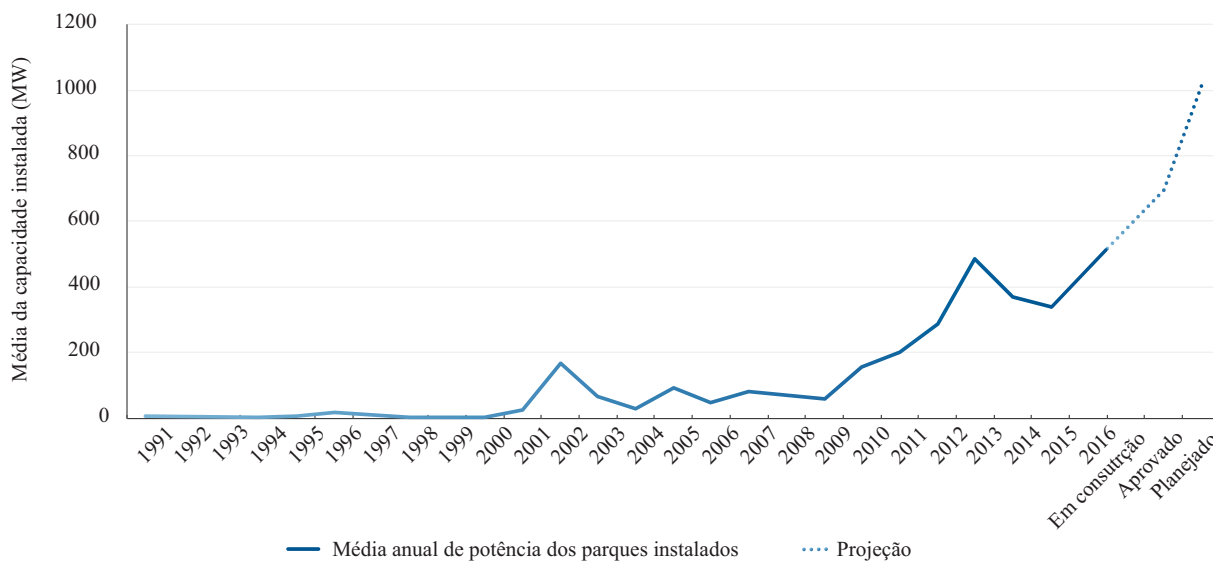
Fonte: Adaptado de INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2016).

Figura 1.15 – Evolução da potência média dos aerogeradores de parques *offshore* da União Europeia.



Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017a).

Figura 1.16 – Evolução da capacidade instalada média de parques eólicos *offshore* por ano da União Europeia.



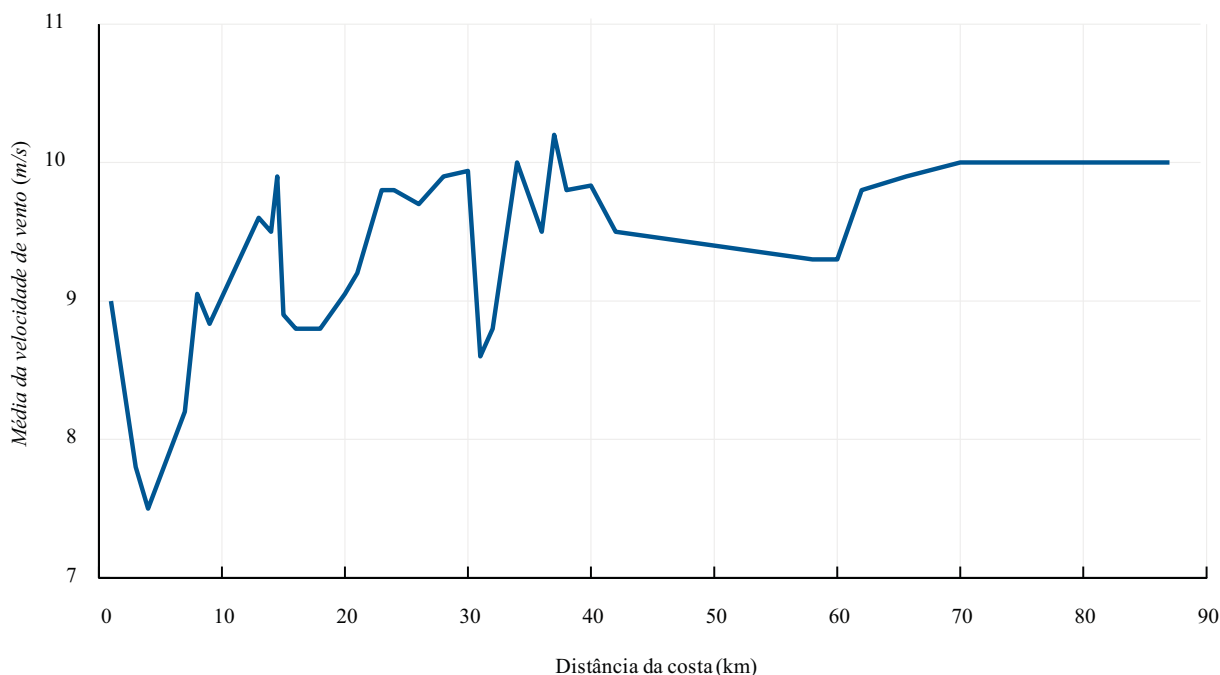
Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017a).

1.2 DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

Após transcorridos 15 anos de evolução da geração eólica *offshore*, destacam-se alguns fatores importantes que justificam o desenvolvimento desse tipo de geração. Entre eles os melhores recursos de vento em alto mar, avanços tecnológicos, a busca pela descarbonização da matriz energética, escassez de lugares *onshore* disponíveis para novos projetos, aumento das restrições ambientais, menor impacto visual e infraestrutura otimizada entre novos parques eólicos *offshore*. Por outro lado, alguns desafios ainda dificultam um maior avanço desse tipo de geração, como por exemplo a dificuldade em instalação em regiões de águas profundas, o ambiente hostil em função das ondas e salinidade, a logística para realização de instalação e manutenção, bem como o sistema de transmissão para parques cada vez mais distantes.

Conforme se verifica na Figura 1.17, há uma tendência de que em locais mais distantes da costa, a velocidade média de vento seja maior. Percebe-se que nos parques instalados a partir de 70 km da costa a velocidade média dos ventos se mantém em 10 m/s. Isso se deve principalmente pelo fato de que em áreas mais abertas, há poucos obstáculos que possam diminuir a velocidade do vento, fator considerado como reduzida rugosidade do terreno.

Figura 1.17 – Evolução da média da velocidade dos ventos conforme acréscimo na distância da costa.

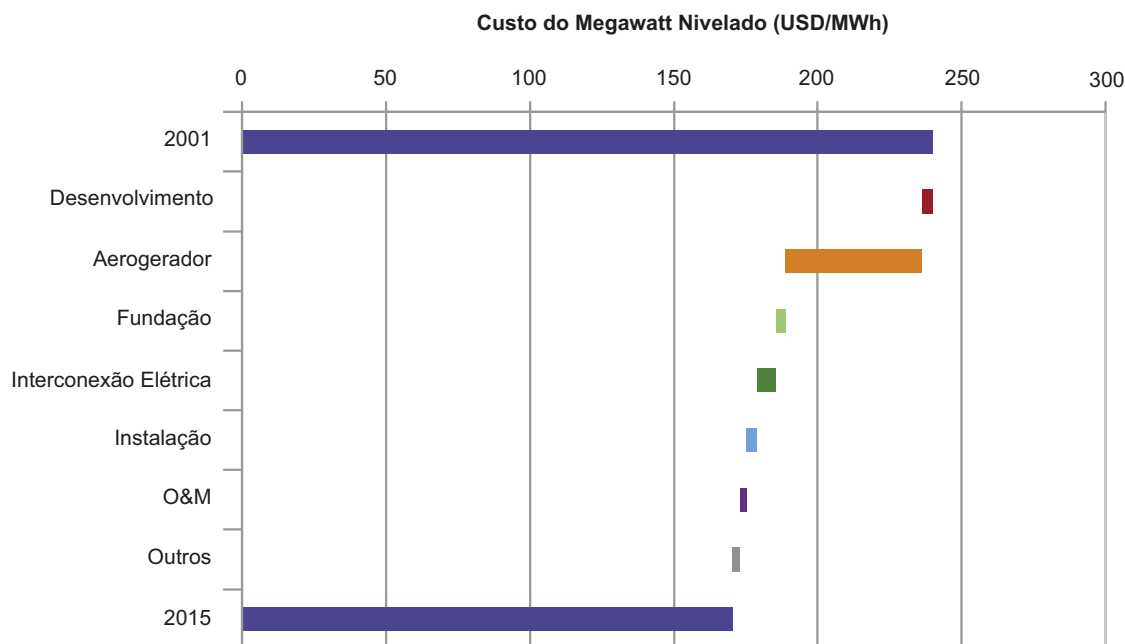


Fonte: Adaptado de WIND EUROPE (2017a).

Com a instalação de parques com potência instalada em centenas de MW, o que ocorreu em 2002 na Dinamarca, com o parque *Horns Rev 1*, iniciou o desenvolvimento da cadeia de suprimentos desse nicho específico de mercado. Entretanto, vale ressaltar que durante os 18 meses iniciais de operação desse parque eólico, houve registro de poucas horas em que as 80 máquinas ficaram em operação de maneira simultânea, as falhas eram frequentes, cerca de duas ocorrências por turbina a cada dia. Além disso, os transformadores e os geradores das turbinas eólicas apresentaram defeitos e tiveram de ser transportados de volta à fábrica para a sua devida manutenção, o que ocasionou ainda mais desafios com logística dos equipamentos (MODERN POWER SYSTEMS, 2004). Após a verificação dos desafios encontrados no primeiro grande projeto, a indústria compreendeu melhor o ambiente hostil das instalações *offshore* e projetou seus produtos de maneira a ter uma maior confiabilidade. Outro fator importante foi que os modelos de máquina com maior potência instalada começaram a ser idealizados para instalação *offshore*. Dessa forma, após o aprendizado inicial em meados de 2000 a indústria se solidificou e conforme o número de instalações *offshore* foi aumentando, os custos começaram a diminuir. Em relação aos valores do custo do MWh, apresenta-se um custo médio de parques eólicos *offshore* na Figura 1.18 em que os custos iniciais eram em torno de US\$ 240,00 e que em 2015 o custo já havia baixado para cerca de US\$ 170,00, sendo o custo do aerogerador um dos principais fatores da redução do custo global (INTERNATIONAL RENEWABLE

ENERGY AGENCY, 2016).

Figura 1.18 – Composição e evolução do custo do MWh de geração eólica *offshore*.



Fonte: Adaptado de INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2016).

Em 2016 o custo do MWh despencou, em junho, na Holanda foram registrados valores de US\$ 80,64 (valor original em EUR 72,00) nos parques *Borssele 1 e 2* com potência prevista de 752 MW, entretanto o custo não inclui os custos com o sistema de transmissão. Em setembro, na Dinamarca foram registrados valores de US\$ 71,62 (valor original em EUR 64,00) para uma área próxima da costa, com cerca de 4 km de distância, representada pelos parques *Vesterhav Sid e Vesterhav Nord* que totalizam 350 MW de potência. Ainda em novembro do mesmo ano, também na Dinamarca, o recorde de menor valor por MWh foi alcançado registrando-se cerca de incríveis US\$ 54,89 (valor original em EUR 49,90) no projeto *Krieger's Flack*. Esse projeto possui capacidade instalada de 600 MW e sua localização é considerada a mais favorável dos projetos eólicos *offshore* indicados pelo governo dinamarquês desde 2011. Outro fator importante para o custo do MWh ser reduzido é de que o parque terá distância de apenas 15 km da costa e além disso, todas as máquinas dos leilões citados anteriormente possuem potência de 8 MW, o que melhora o custo benefício das máquinas. Esses parques possuem previsão para entrada em operação em 2020 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017) e (4COFFSHORE, 2017). Dessa forma, mesmo sendo estes parques considerados como exceção, pois possuem alguns fatores particulares para a redução do custo do MWh, percebe-se a tendência de desses.

Sendo assim, na busca pela descarbonização da matriz energética europeia, a energia eólica é uma opção a ser considerada. Alguns países possuem uma certa restrição

territorial para expansão da geração eólica em áreas *onshore* e dessa forma, as áreas *offshore* se tornam uma opção viável, principalmente para os países localizados próximos ao Mar do Norte, Mar Báltico e Mar da Irlanda.

As restrições ambientais vêm apresentando cada vez mais rigidez. Locais que antigamente poderiam ser candidatos a instalação de parques eólicos *onshore*, atualmente não são mais autorizados. Dessa forma, a possibilidade de instalação *offshore* aumentam as opções de locais aptos a instalações de parques eólicos.

Os parques eólicos podem causar impacto visual negativo para a população da região em que estão inseridos, dependendo do seu *layout* no cenário onde estão instalados. Nesse aspecto, a geração eólica *offshore* colabora com a redução desse fator negativo, pois os parques eólicos estão inseridos em regiões mais remotas com dezenas de quilômetros de distância da costa, o que causa um menor impacto visual em relação ao comparativo se estivessem no continente. Entretanto, os parques eólicos projetados na Dinamarca *Vesterhav Sid* e *Vesterhav Nord* que ganharam o leilão em 2016 tiveram muita discussão sobre esse tema, pois apesar de serem em região *offshore* são distantes apenas 4 quilômetros da costa e por isso, tiveram uma certa dificuldade nas licenças de instalação (4COFFSHORE, 2017). Por outro lado, como a tendência das novas instalações é serem instaladas em regiões mais distantes da costa, esse problema não irá ocorrer.

Um fator importante que poderá reduzir os custos dos parques eólicos *offshore* é a utilização conjunta de linhas de transmissão e/ou subestações conversoras entre parques instalados de regiões próximas. Cita-se por exemplo o Mar do Norte, onde em certos locais é mais fácil conectar-se a uma subestação pré-existente que se distancia poucos quilômetros do que realizar uma conexão até a costa, que pode ser uma distância de dezenas de quilômetros. Entretanto para isso ser realizado, os projetos devem prever essa expansão, tanto a subestação conversora, quanto a linha submarina. Pode-se tomar como exemplo o caso da estação conversora *Dolwin 2* instalada em 2016, essa possui capacidade de transformação de 916 MW e irá converter a potência de três parques eólicos diferentes de acordo com a Figura 1.19. O sistema está localizado na Alemanha, abrange os parques eólicos *Gode Wind I*, *Gode Wind II* e *Nordsee One*, existe uma linha submarina de 45 km complementada por uma linha subterrânea de 90 km, totalizando 135 km de cabos isolados.

Figura 1.19 – Projeto *Dolwin 2* instalado em 2016, com capacidade de transformação de 916 MW, coleta energia de três parques eólicos diferentes.



Fonte: Adaptado de ABB (2017).

1.3 DESAFIOS NO CONTROLE DE CONVERSORES EM SISTEMAS DE HVDC

Um dos desafios da implantação de parques eólicos *offshore* é o sistema de transmissão. O sistema envolve a questão de utilização de cabos isolados, do tipo submarino, com aplicação em elevado nível de tensão e com níveis de potência que podem chegar até a 900 MW. Além disso, as distâncias dos parques eólicos podem chegar a dezenas de quilômetros da costa. Para complexos eólicos com distância da costa a partir de 70 quilômetros, a opção de um sistema de transmissão em corrente contínua se torna uma forte candidata (HERTEM; BELLMUNT; LIANG, 2016), conforme será verificado em detalhes posteriormente no Capítulo 2.

Os sistemas de transmissão de alta tensão com corrente contínua (HVDC) são utilizados a mais de 50 anos, as principais aplicações são para interconexão de redes

assíncronas, transporte de energia elétrica em longas distâncias e sistemas com cabos subterrâneos ou submarinos. Para aplicação específica em complexos eólicos *offshore* a tecnologia mais utilizada é dos conversores alimentados em tensão (VSC), conforme será apresentado Capítulo 2. Dentre as possíveis configurações dos VSC destaca-se o conversor modular multinível (MMC) em função de ter elevada confiabilidade, ser modular e poder operar com elevado nível de tensão. O MMC possui a importante característica de dividir a tensão do sistema entre o número de submódulos que o conversor possui, dessa forma, para uma mesma tensão do sistema quanto mais níveis o conversor tiver, menor será a tensão em cada submódulo. Entretanto, quanto mais níveis, maior será a complexidade de controle do sistema. Além disso, outros desafios são o balanço de tensão nos capacitores, o controle da corrente circulante e os requisitos para armazenamento de energia nos capacitores (PEREIRA; CUPERTINO; SELEME, 2017).

Este trabalho, tem o objetivo de apresentar um modelo dinâmico de um conversor MMC trifásico e seu respectivo sistema de controle para aplicação em um sistema de transmissão de parques eólicos *offshore*.

1.4 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho é analisar uma das topologias de escoamento de energia de um parque eólico *offshore* que utiliza uma linha em HVDC e duas estações conversoras. As duas estações conversoras CA/CC e CC/CA são compostas por conversores multiníveis modulares (*Modular Multilevel Converters* - MMC). Os modelos dinâmicos desses conversores serão analisados nesse trabalho.

1.4.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Apresentar a evolução do mercado de energia eólica *offshore*, demonstrando os sistemas de transmissão de energia, com ênfase na topologia que utiliza HVDC.
- Apresentar o histórico de parques eólicos *offshore* que utilizam a topologia em HVDC para escoar a energia, pontuando os modelos comerciais existentes.
- apresentar em detalhes o estudo para definição do modelo dinâmico do MMC para aplicação num sistema de transmissão HVDC de parque eólico *offshore*;

- propor e implementar através de simulação uma metodologia de controle que forme a rede trifásica no lado *offshore* e que despache a potência gerada nos parques eólicos;
- propor e implementar através de simulação uma metodologia que controle a tensão no link HVDC e que sincronize a potência oriunda da linha HVDC com o sistema interligado;
- propor e implementar através de simulação uma metodologia para controlar a energia nos polos dos conversores, para isso será utilizado um modelo simplificado para os submódulos de maneira que fique resumida a apenas um submódulo equivalente. Assim, o controle de energia interna de cada submódulo não será escopo desse trabalho.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Essa dissertação está organizada da seguinte forma, no Capítulo 2 apresenta-se as topologias do sistema de transmissão dos parques eólicos *offshore* com ênfase no comparativo entre HVAC (*High Voltage Alternating Current* - Alta Tensão em Corrente Alternada) e HVDC, é realizada uma revisão sobre as tecnologias de conversores LCC (*Line Commutated Converters* - Conversores Comutados pela Rede) e VSC (*Voltage Source Converters* - Conversores Alimentados em Tensão) que podem ser utilizados em sistemas HVDC. Também são apresentados as topologias de MVAC (*Medium Voltage Alternating Current* - Média Tensão em Corrente Alternada), as quais foram as primeiras topologias a serem utilizadas. Apresenta-se também as topologias de aplicação futura, as quais são em MVDC (*Medium Voltage Direct Current* - Média Tensão em Corrente Contínua). Posteriormente são apresentados os modelos comerciais de conversores de tecnologia VSC em HVDC. Realiza-se um estudo do inventário com as estações conversoras instaladas bem como os respectivos parques eólicos *offshore*.

No Capítulo 3 é realizada a revisão bibliográfica da tecnologia MMC, apresentando o modelo proposto por Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002), posteriormente apresenta-se as duas principais topologias associadas ao MMC que seriam os conversores *Half Bridge* (Meia Ponte - HB) e *Full Bridge* (Ponte Completa - FB). Escolhe-se o conversor *Half Bridge* para se apresentar o modelo dinâmico, detalhando o seu funcionamento e descrevendo as equações que regem o seu funcionamento. Neste capítulo apresenta-se uma abordagem com o objetivo de desacoplar os circuitos em três partes, entrada, interna e saída. São apresentadas algumas simulações que comprovam o comportamento do circuito conforme as equações apresentadas ao longo do capítulo.

No Capítulo 4 apresentam-se as estratégias de controle do sistema. No lado *offshore* o objetivo é formar a rede dos aerogeradores e despachar a potência gerada para a linha

HVDC. No lado da costa ou *onshore* o objetivo é controlar a tensão na linha HVDC e despachar a potência gerada pelo parque no sistema interligado, de maneira que seja feito o devido sincronismo. Além disso, há a estratégia de controle para realizar o balanço de energia nos capacitores dos submódulos, sendo que no caso desse trabalho optou-se por utilizar um submódulo equivalente e portanto é controlado a energia em um capacitor equivalente, não sendo escopo o controle individual dos submódulos.

No Capítulo 5 são apresentadas as simulações realizadas demonstrando que a metodologia de controle proposta previamente funcionou de maneira adequada, para isso o sistema foi formado por duas estações conversoras uma no lado *offshore* e outra no lado *onshore*, uma linha HVDC que conecta as duas conversoras, o sistema interligado no lado *onshore* que será usado para realizar o sincronismo da potência oriunda dos parques eólicos. Também foi necessário a inserção de um simulador de geração do parque eólico, possibilitando degraus de geração e inclusive reversão de fluxo de potência. Situação em que os parques eólicos estão com geração baixa ou nula e seus sistemas auxiliares demandam mais potência do que o parque está gerando. Ao realizar as simulações são verificadas variáveis como potência despachada ou consumida, corrente circulante no conversor, tensão na linha HVDC, tensão na rede coletora dos parques eólicos, energia nos submódulos equivalentes, variáveis de controle, variáveis internas, entre outras informações.

No capítulo 6 apresenta-se as conclusões do trabalho bem como indicações de trabalhos futuros.

2 PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

Neste capítulo são apresentadas as topologias de sistemas de distribuição de parques eólicos *offshore* com ênfase nos sistemas em HVDC. Posteriormente serão apresentados os modelos comerciais utilizados nos sistemas de conversão dos projetos em HVDC, bem como o histórico de instalação dos projetos na Europa.

2.1 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE*

Em relação as redes de conexão elétrica dos parques eólicos *offshore* existe a rede coletora do próprio parque e a linha de conexão do parque ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Essa última, conecta a estação coletora até a subestação do lado da costa que está conectada ao sistema interligado. A rede coletora interna é na maioria dos casos composta por um sistema trifásico de média tensão, tipicamente 33 kV. Há algumas propostas em que a rede coletora seria em tensão contínua, conforme mencionado em Alagab, Tennakoon e Gould (2015), as quais serão abordadas em detalhes posteriormente.

Em relação a linha de transmissão que conecta o parque eólico ao PAC, existem quatro topologias:

- Média tensão em corrente alternada (MVAC);
- Alta tensão em corrente alternada (HVAC);
- Média tensão em corrente contínua (MVDC);
- Alta tensão em corrente contínua (HVDC).

A seguir as quatro topologias serão descritas em detalhes.

2.1.1 Topologia MVAC

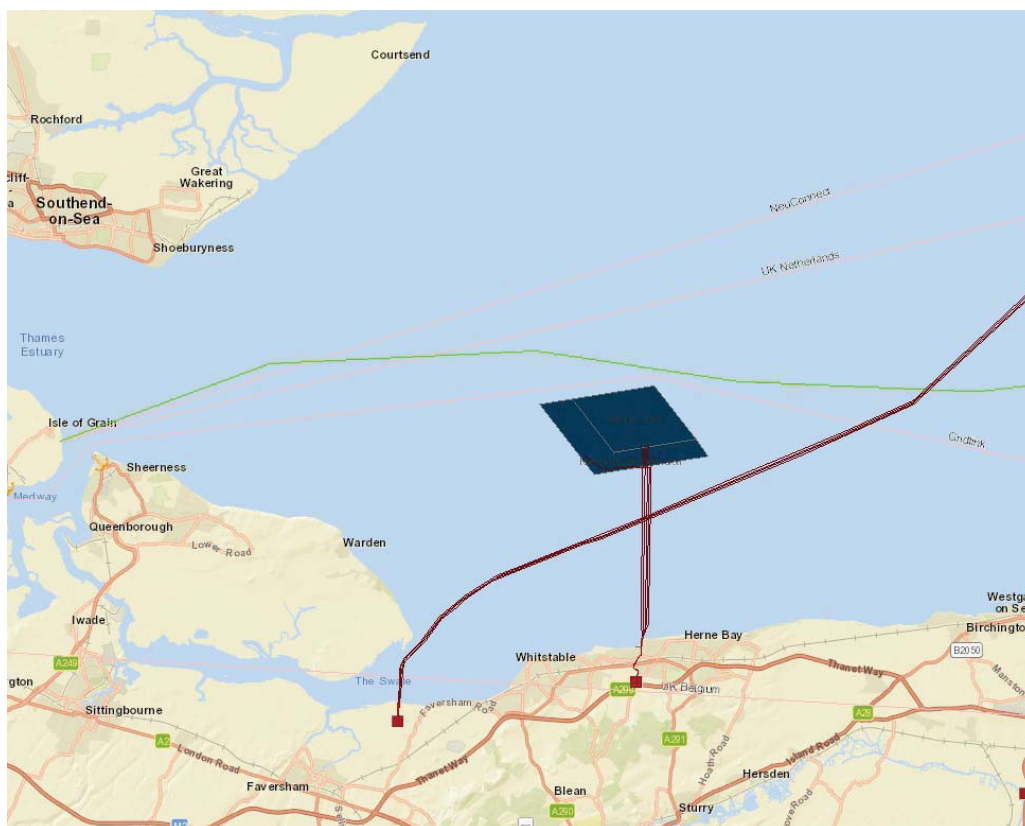
Esta topologia é utilizada em situações em que o parque eólico possui potência instalada máxima em torno de 150 MW e que não seja muito distante da costa, com distância máxima em torno de 20 km. Normalmente nessa configuração, a tensão da rede coletora é a mesma da linha que se conecta ao ponto de acoplamento comum (PAC) que está localizado na costa. *Kentish Flats* é um parque eólico *offshore* instalado no Reino Unido que utiliza conexão com a costa em MVAC, em que o nível de tensão dessa rede é de 33 kV e o tipo de isolamento do cabo é XLPE. Esse parque se localiza a cerca de 10 km da costa, possui capacidade instalada de 139,5 MW com o projeto original e

uma extensão construída alguns anos depois. O parque possui ao todo 5 circuitos que se conectam diretamente dos aerogeradores para a costa sem a necessidade de uma estação coletora *offshore*. Esse parque está sobre propriedade da companhia alemã *Vatenfall* que é produtora e comercializadora de energia elétrica na Europa.

Esta opção de conexão é mais utilizada para parques com potência instalada reduzida e em locais próximos da costa, situação que era mais frequente de ocorrer no início da expansão do setor eólico *offshore*. Atualmente, no contexto europeu, a tendência é a instalação de parques com maior potência instalada e mais distante da costa, pois os locais mais próximos e de melhor custo benefício já foram quase totalmente utilizados. Dessa forma, por critério de perdas elétricas e queda de tensão, os cabos deveriam ter uma seção elevada para transportar a energia de parques distantes ou com potência elevada, assim a opção inicial é elevar o nível de tensão para que os critérios de perdas elétricas e queda de tensão sejam atendidos.

Na Figura 2.1 é apresentado o layout do parque *Kentish Flats* com a conexão à costa, inclusive com apresentação do traçado da rede interna e a linha que se conecta ao PAC.

Figura 2.1 – Mapa do parque *Kentish Flats* e sua expansão (destacados na forma retangular).



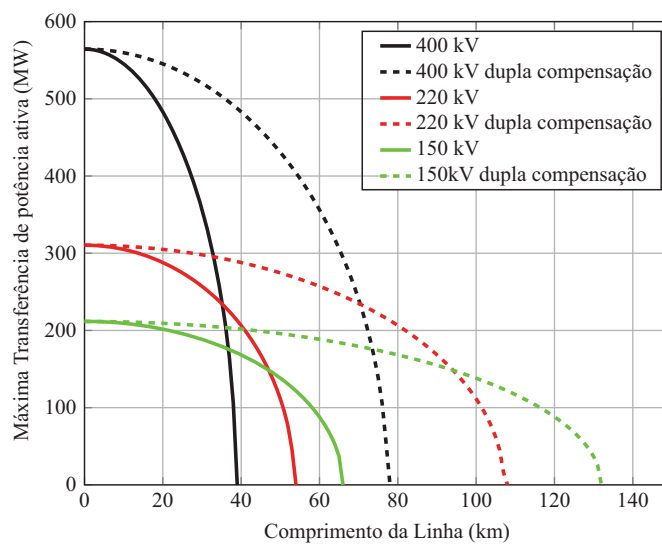
Fonte: 4COFFSHORE (2017).

2.1.2 Topologia HVAC

Esta topologia é a mais utilizada na conexão dos parques eólicos *offshore*, é indicada para parques eólicos distantes até cerca de 70 km da costa. Após a utilização inicial de conexão direta em MVAC, as distâncias dos parques e as potências instaladas aumentaram, dessa forma, se fez necessária a elevação da tensão para diminuição das perdas elétricas com correntes que seriam elevadas, bem como atender critérios de queda de tensão ao longo da linha.

Em distâncias superiores a 70 km de comprimento de linhas de transmissão submarinas em HVAC, a componente capacitiva do cabo submarino (isolado) limita o envio de potência ativa do parque para a costa, assim é necessária a instalação de estações de compensação de reativos. Na Figura 2.2 são apresentadas algumas curvas de potência ativa máxima transferida pela linha em função do comprimento da linha em HVAC submarina. Para o cálculo desses valores foram considerados 3 níveis de tensão e a seção do condutor de 1000 mm². Foram geradas curvas sem compensação de reativos nos terminais (lado *offshore* e *onshore*) bem como curvas com compensação em ambos terminais (pontilhado).

Figura 2.2 – Comparativo de linhas HVAC submarinas com potência ativa máxima a ser transmitida, comprimento máximo da linha de transmissão, nível de tensão e compensação de reativos.



Fonte: Hertem, Bellmunt e Liang (2016)

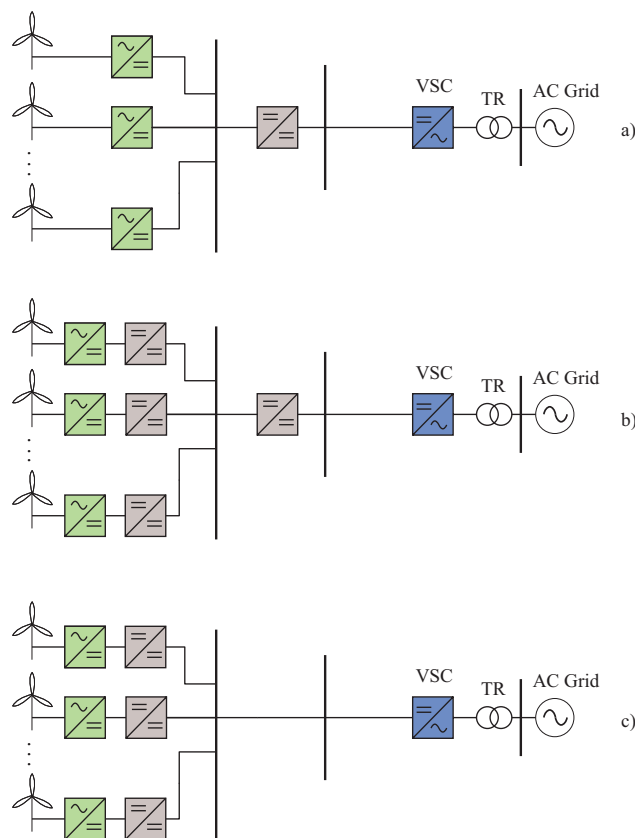
Como exemplo de utilização dessa topologia, cita-se o primeiro parque com mais de 100 MW de potência instalada, o parque *Horns Rev 1*. Esse parque possui capacidade instalada de 160 MW e conecta-se ao PAC através de uma linha de transmissão submarina com nível de tensão de 150 kV. O parque *Anholt*, também na Dinamarca, possui potência instalada de 399,6 MW e se conecta com a costa através de uma conexão do tipo HVAC

com nível de tensão nominal de 220 kV, ambos os parques são distantes cerca de 18 km da costa.

2.1.3 Topologia MVDC

A topologia MVDC ainda não está bem difundida, é indicada para aplicações similares aos parques em MVAC com distância e potência não muito elevadas. Entretanto seu custo em relação a opção de MVAC é mais elevado e, além disso, exigiriam alterações de projeto nas turbinas eólicas.

Figura 2.3 – Propostas de topologias em MVDC, a) Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com um estágio elevador, b) Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com dois estágios elevadores e c) Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com um estágio elevador no aerogerador.



Fonte: Adapato de Alagab, Tennakoon e Gould (2015).

Em Alagab, Tennakoon e Gould (2015) são apresentadas algumas propostas de utilização de sistemas em corrente contínua:

- Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com um estágio elevador;
- Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com dois estágios elevadores;

- Rede coletora em CC e linha de transmissão em CC com um estágio elevador no aerogerador.

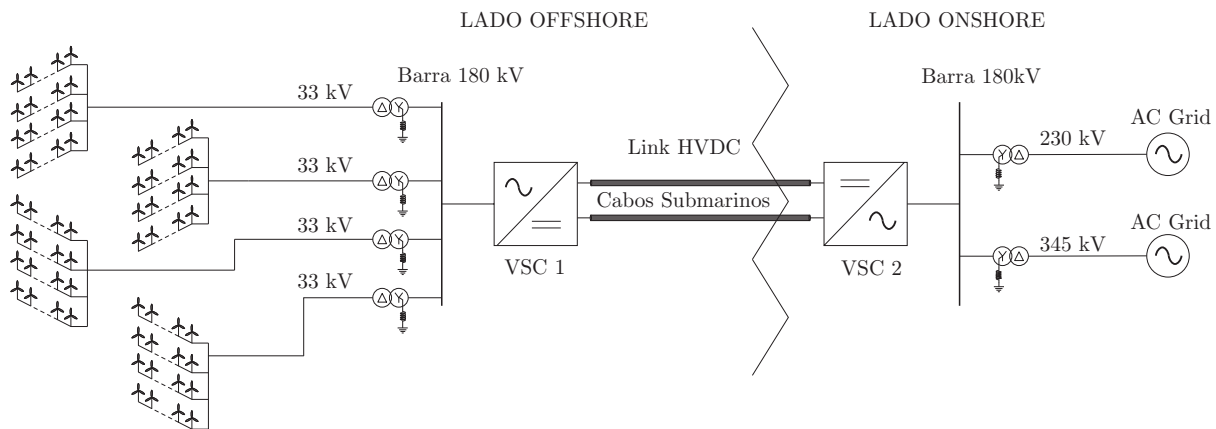
Em todos os casos, a tensão de saída do aerogerador deverá ser em corrente contínua. No caso em que houver apenas um estágio elevador centralizado na estação coletora, caso da Figura 2.3 (a), a tensão da rede coletora irá depender apenas do nível de saída dos próprios aerogeradores. O sistema proposto com dois estágios elevadores, caso da Figura 2.3 (b), considera uma elevação de tensão após cada turbina com um conversor adicional (externamente a turbina) e também um conversor centralizado na subestação coletora, nesse caso a tensão poderia inclusive alcançar níveis de transmissão. Na última proposta, caso da Figura 2.3 (c), haverá um conversor adicional para elevar a tensão na própria máquina. Nesse caso a tensão da rede coletora e da linha será a mesma.

2.1.4 Topologia HVDC

Conforme os parques eólicos *offshore* vão se distanciando da costa, as dificuldades técnicas em relação aos sistemas de transmissão tornam-se mais complexas. Conforme verificado na seção HVAC, existe uma distância que limita a utilização de cabos isolados. Essa distância varia conforme o nível de tensão e as características dimensionais dos cabos. A distância de referência utilizada para iniciar os estudos de viabilidade de projetos em HVDC é em torno de 70 km, pois a partir dessa distância as estações de compensação de reativos são necessárias para as aplicações em HVAC, o que acaba encarecendo os custos do sistema de transmissão. Nas instalações de HVAC necessita-se de uma corrente para carregar o cabo que varia linearmente conforme a frequência do sistema, ou seja caso essa frequência seja zero, a corrente de carga do cabo será nula. Dessa forma, não há limitação em função do comprimento do cabo para aplicações em sistemas de transmissão com HVDC. Além disso as perdas na linha de transmissão de um sistema HVAC são superiores do que HVDC em função do efeito *skin* (HERTEM; BELLMUNT; LIANG, 2016).

Na composição de um sistema de transmissão em HVDC poderia ser utilizado duas tecnologias, a mais consolidada é a de conversores comutados pela rede (Line Comutated Converters-LCC) e a mais moderna é de conversores alimentados em tensão (Voltage Source Converters-VSC), entretanto para a realização dessa escolha, as características específicas da aplicação devem ser consideradas.

Figura 2.4 – Exemplo de aplicação de um sistema de transmissão com link HVDC utilizando tecnologia VSC.



Fonte: autor

2.1.4.1 LCC - Line Comutated Converters

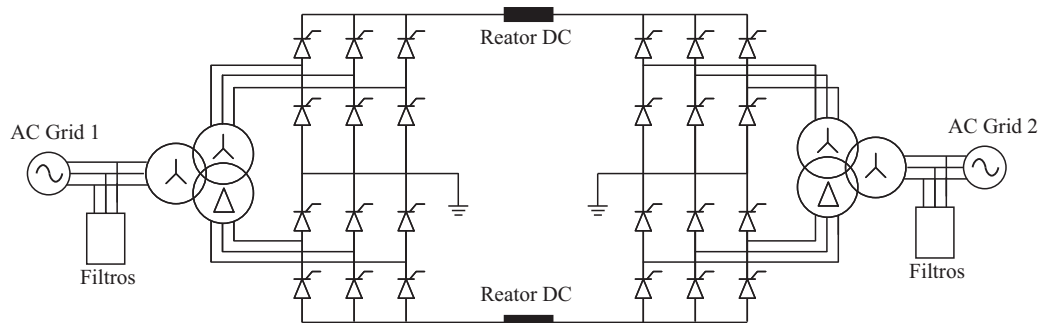
A tecnologia LCC é também conhecida como conversor alimentado em corrente, utiliza semicondutores semicontrolados do tipo SCR conduzindo a corrente em apenas um sentido. O interruptor SCR entra em condução quando o gate recebe o sinal de comando e sai de condução quando a corrente passa por zero. Este tipo de conversor consiste em duas pontes de seis pulsos com SCRs, denominadas Pontes de *Graetz* que estão conectados em série no lado CC e em paralelo no lado CA através de um transformador com secundários em Y-D. Assim, no lado CA uma ponte está conectada em um transformador com conexão Y-Y e a outra ponte em um transformador Y-D (Figura 2.5). Os conversores LCC requerem conexão em redes fortes para garantirem a comutação e evitar uma operação instável do conversor. Em relação aos distúrbios na rede, os mesmos podem prejudicar a sequência de comutação, pois podem ocasionar o desligamento de uma chave no momento inadequado (SHARIFABADI et al., 2016).

A relação denominada taxa de curto circuito (Short-Circuit Ratio - SCR), que representa o valor entre a potência de curto circuito da rede pela potência nominal do conversor, caracteriza se uma rede é fraca ou forte no ponto de conexão em questão. Se esse valor for menor que 3 vezes, a rede é considerada fraca. Essa tecnologia é indicada para conectar dois sistemas robustos, como a interligação entre dois países, por exemplo.

A seguir são apresentados os pontos positivos dessa tecnologia em relação a aplicação em sistemas de transmissão de parques eólicos *offshore* (MUKHEDKAR, 2001):

- Tecnologia mais madura;
- Possui menor custo de instalação se comparada ao VSC;

Figura 2.5 – Exemplo de aplicação de um sistema de conversão utilizando tecnologia LCC.



Fonte: autor

- Possui menor perdas de comutação se comparada ao VSC;

Por outro lado, apresenta as seguintes desvantagens:

- Requer grandes filtros para harmônicos de ordens baixas;
- Requer conexão em redes fortes de ambos os lados, caso a rede seja fraca ainda poderá ser instalado um compensador elevando o custo do sistema;
- Requer um tamanho maior para instalação da estação conversora, se comparado a tecnologia VSC;
- Como esta tecnologia não aceita a capacidade de *Black Start**, necessitaria de alteração no projeto dos aerogeradores para que esses formassem a rede em um dos lados após um desligamento, nesse caso específico o lado *offshore* pois o lado *onshore* estaria conectado a rede.

**Black Start*: Capacidade do sistema reiniciar a operação após o desligamento.

2.1.4.2 VSC - Voltage Source Converters

Essa tecnologia opera como fonte de tensão através da operação das chaves semicondutoras completamente controladas onde o sinal de comando pode definir a entrada ou saída de condução. Nos VSCs utilizados em geração eólica *offshore*, utiliza-se exclusivamente semicondutores do tipo *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBTs) (HERTEM; BELLMUNT; LIANG, 2016). Em função dessa tecnologia ter sua própria comutação ela independe da rede, de maneira que se houver algum distúrbio na rede, isso não influenciará na operação do conversor, podendo portanto, ser instalada em redes fracas.

A tecnologia VSC iniciou com aplicação utilizando apenas dois níveis. A primeira instalação a utilizar a tecnologia foi *Gotland*, que foi comissionada em 1999 com 50 MW

de capacidade instalada e tensão de ± 80 kV no link CC. Em 2009, o primeiro projeto para aplicação em parques eólicos *offshore* foi comissionado, a estação conversora *BorWin* (Figura 2.6) está instalada na Alemanha com capacidade instalada de 400 MW e tensão de 150 kV no link CC. Essa tecnologia já utilizava MMC, ao invés de apenas dois níveis.

Figura 2.6 – Plataforma da estação conversora *Borwin* na Alemanha, comissionada em 2009.



Fonte: (HERTEM; BELLMUNT; LIANG, 2016)

A necessidade por melhorar a qualidade de tensão CA, reduzindo as perdas de comutação e eliminando a necessidade de instalação de filtros foram as condições que impulsionaram o desenvolvimento do MMC. Os MMCs sintetizam uma forma de onda de tensão de alta qualidade chaveando de maneira incremental o grande número de módulos que estão conectados em série. A frequência de comutação dos IGBTs (Figura 2.7) quando operados em conversores de dois ou três níveis são da ordem de 1 a 2 kHz, entretanto para aplicações em MMC, operam na faixa entre 100 e 150 Hz. Dessa forma, se reduz as perdas totais das estações conversoras para cerca de 1% em cada uma delas (SHARIFABADI et al., 2016). Cabe ressaltar que as perdas ainda são maiores que as da tecnologia LCC, mas inferiores em relação aos VSC de dois ou três níveis. Os MMCs podem ser compostos por módulos em HB ou FB. Caso for utilizado a topologia de FB, os MMCs poderão bloquear faltas que ocorrerem no link HVDC. Entretanto, o número total de chaves semicondutoras

irá aumentar substancialmente em relação a opção com HB.

Figura 2.7 – Módulo de IGBT comercial da ABB de 4,5 kV e seu diagrama esquemático.



Fonte: Hertem, Bellmunt e Liang (2016)

A qualidade de energia com o avanço dos níveis na composição do conversor pode ser verificada na Figura 2.8. No lado esquerdo, apresentam-se as formas de onda dos níveis de tensão no domínio do tempo, e no lado direito, são apresentados os níveis de tensão no domínio da frequência.

Com base nas tecnologias de conversores apresentadas nessa seção, pode-se sintetizar que a tecnologia VSC apresenta os seguintes pontos positivos quando comparada a LCC:

- Pode ser instalado em redes fracas;
- Possui melhor qualidade de energia, não geram harmônicos de baixa ordem;
- Possui capacidade de *Black Start*;

Por outro lado, destacam-se algumas desvantagens:

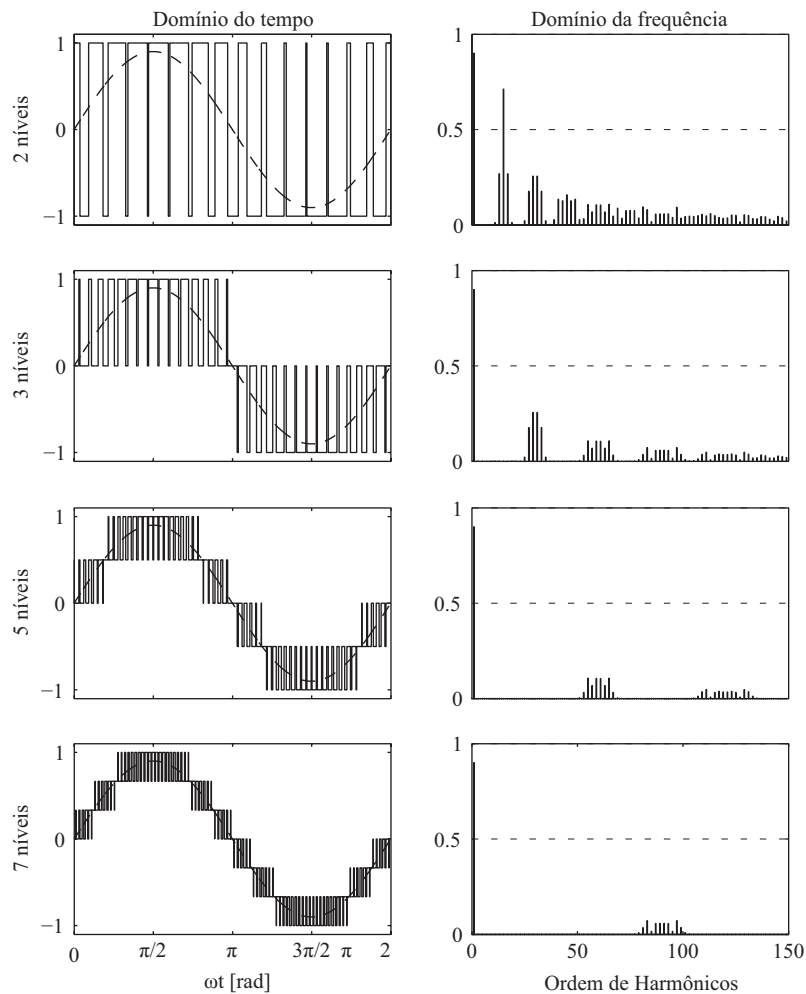
- Possui maior custo de instalação se comparada a LCC;
- Possui maior índice de perdas totais se comparada a LCC;

Na Figura 2.9, apresenta-se um conversor VSC com apenas 2 níveis, muito utilizado para aplicações em baixas tensões e potência. Na Figura 2.10 apresenta-se um conversor multinível com aplicações em tensões e potências mais elevadas, que possui várias chaves em série a fim de reduzir a tensão do barramento em cada uma delas. Caso se considere que ao invés das chaves, sejam utilizados submódulos, conforme apresentado no detalhe da mesma figura, constitui-se o conversor modular multinível. Os submódulos e os conversores modulares multiníveis serão abordados em detalhes no Capítulo 3.

Uma das aplicações dos conversores multiníveis é conectar sistemas de transmissão através de uma linha HVDC. Este trabalho irá analisar a conexão entre um sistema interligado e um sistema gerador isolado, no caso, um parque eólico *offshore*.

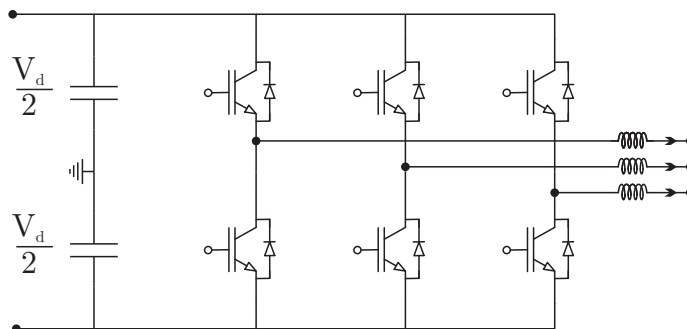
Entretanto, há aplicações que conectam dois sistemas robustos, seja em função de dois sistemas com frequência de operação diferente, ou em função de que a transmissão

Figura 2.8 – Comparativo de qualidade de energia com 2, 3, 5 e 7 níveis, apresentando harmônicos no domínio da frequência.



Fonte: Sharifabadi et al. (2016)

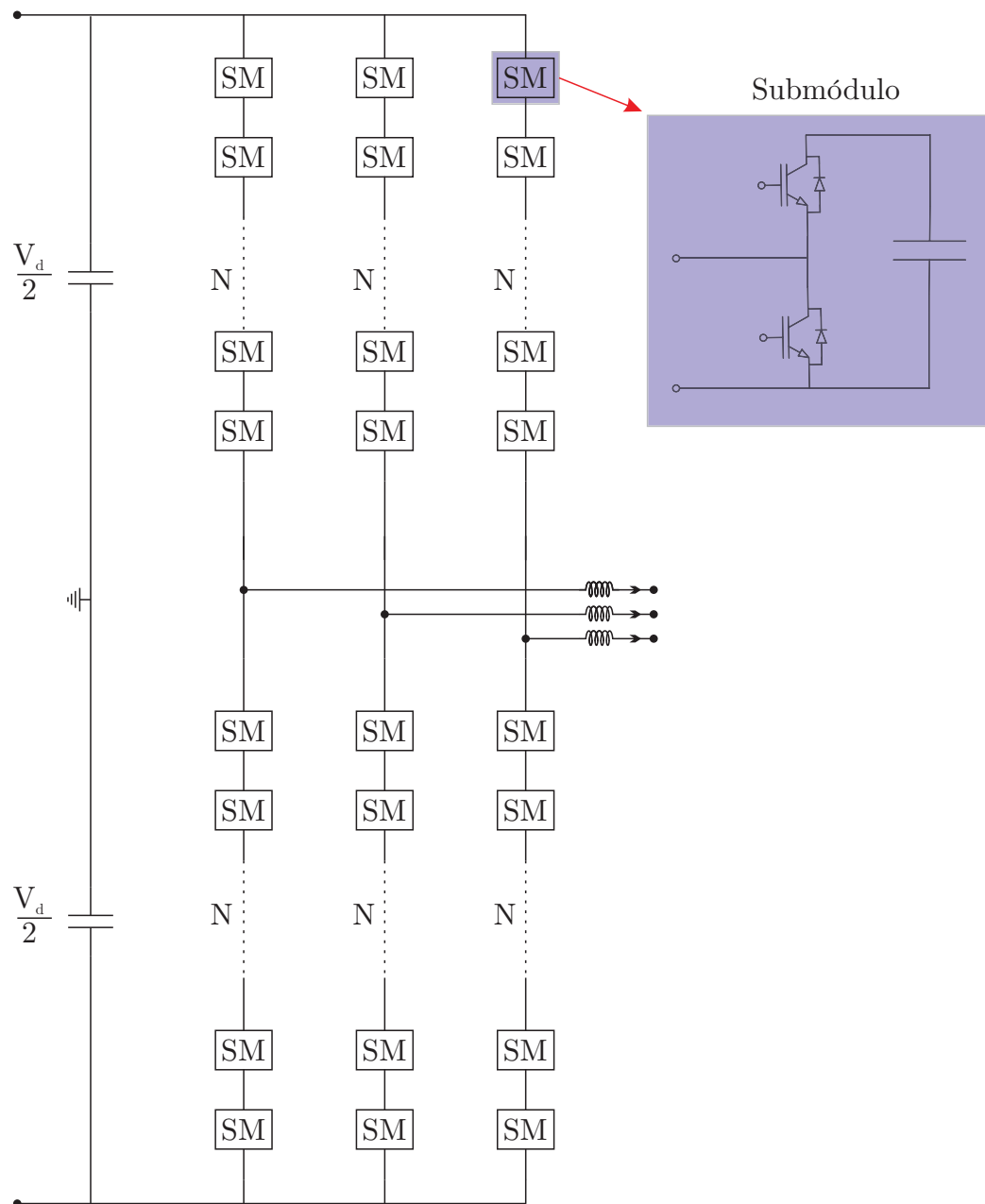
Figura 2.9 – Circuito de um VSC com 2 níveis.



Fonte: Adaptado de Sharifabadi et al. (2016)

em HVDC possui melhor custo benefício quando comparada a HVAC. Em função disso, apresenta-se na próxima seção alguns projetos de super redes em HVDC na Europa-África, Ásia e Estados Unidos.

Figura 2.10 – Circuito de um VSC com N níveis, com a função de dividir a tensão nas chaves.



Fonte: Adaptado de Sharifabadi et al. (2016)

2.1.4.3 Supergrid

O *Supergrid* é um conceito de uma grande rede em HVDC que interliga uma vasta área. Há projetos na Europa, Estados Unidos e Ásia. Na Europa e no norte da África, cita-se o projeto *Desertec* que é um projeto que tem o objetivo de interligar diferentes fontes de energia renovável, incluindo eólica, solar, hídrica, etc. A energia elétrica oriunda de fonte eólica do norte da Europa poderá ser balanceada pela mesma fonte proveniente

da Espanha ou da energia elétrica oriunda de fonte solar no deserto do Sahara, o restante da demanda poderia ainda ser provido por energia hidroelétrica possivelmente de países da Escandinávia. Através da integração entre diversas fontes renováveis e da diferença geográfica das fontes, o sistema se torna mais estável pois as diferentes fontes de energias tornam-se complementares em um sistema que alcança um vasto território geográfico (HERTEM; BELLMUNT; LIANG, 2016).

Figura 2.11 – Mapa do Projeto Desertec que interconecta Africa, Oriente Médio e Europa com diversas fontes de geração de diversos tipos.



Fonte: DESERTEC (2011).

Na Ásia, a conexão seria entre Japão, China, Índia, Coreia do Sul e Tailândia. Nos Estados Unidos, na costa leste, o projeto envolve a conexão de cidades do litoral com futuros parques eólicos *offshore*.

Figura 2.12 – Supergrid na Ásia.



Fonte: Hertem, Bellmunt e Liang (2016).

Figura 2.13 – Supergrid na costa leste dos EUA.



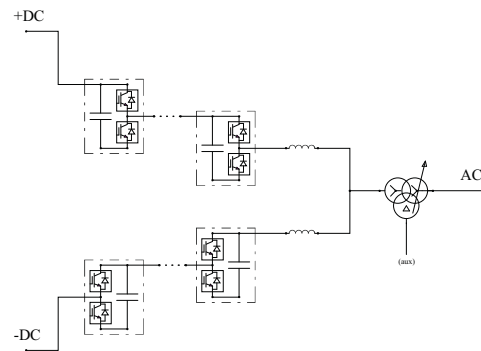
Fonte: Hertem, Bellmunt e Liang (2016).

2.2 PRODUTOS COMERCIAIS DISPONÍVEIS

ABB, Alston e Siemens são os três fabricantes de produtos comerciais com tecnologia VSC, que utilizam conversores modulares multiníveis para aplicação em HVDC. ABB possui a linha HVDC *Light*, Alston HVDC *MaxSine* e Siemens o modelo HVDC *Plus*.

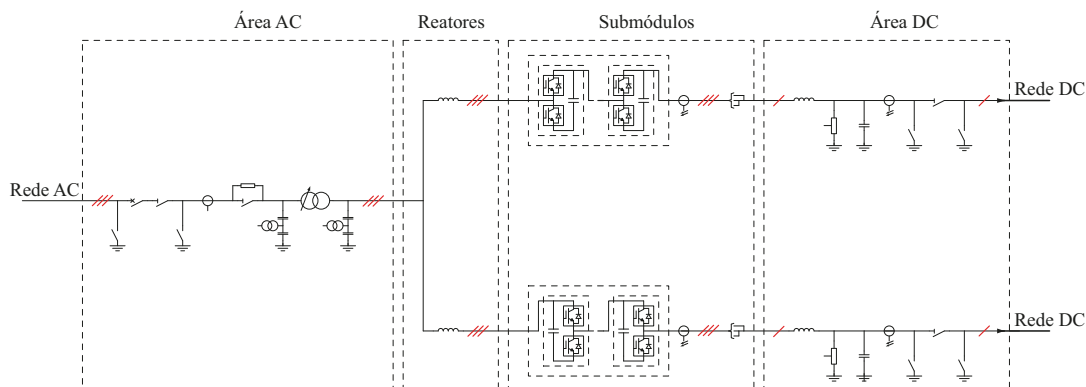
A ABB foi a pioneira na utilização de tecnologia VSC em HVDC, em 1999 comissionou o projeto *Gotland*, na ocasião utilizava conversores com dois níveis, posteriormente passou para utilização de três níveis e por fim a utilização de MMC (ABB, 2017). Em 2010 comissionou o sistema de transmissão do parque eólico *offshore Bard*. Esse foi o primeiro parque eólico *offshore* conectado a rede através do sistema de transmissão em HVDC com conversores modulares multiníveis. Nos diagramas apresentados pela ABB os desenhos indicam um conversor em cascata, entretanto percebe-se que esse é similar ao MMC, inclusive em função de que quando o conversor é em cascata, cada célula necessita de uma fonte de tensão isolada, o que não se percebe no diagrama apresentado na Figura 2.14. Os submódulos da ABB são compostos por conversores *half bridge*.

Figura 2.14 – Conversor HVDC Light da ABB.



Fonte: ABB (2017).

Figura 2.15 – Diagrama elétrico do conversor HVDC Light da ABB.

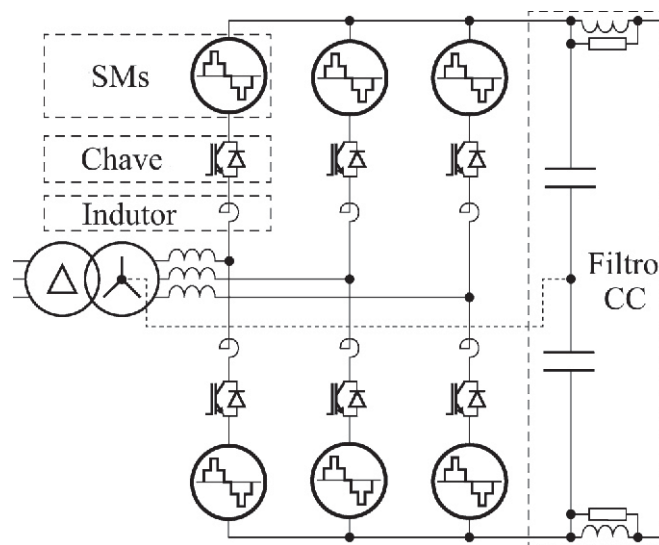


Fonte: Adaptado de ABB (2017).

Em 2013, A Alston apresentou seu produto denominado HVDC *MaxSine*. Essa tecnologia utiliza um conversor híbrido de tecnologia de dois níveis e multiníveis. A patente do conversor foi publicada apenas em 2016 nos Estados Unidos, denominada *Alternate Arm Converter* (OATES et al., 2016). A característica de dois níveis ocorre em função das chaves instaladas em cada braço do conversor. A característica de multinível

ocorre em função de que cada braço possui diversos submódulos que podem sintetizar um alto nível de tensão, desde que os capacitores dos submódulos estejam inseridos no circuito. Entretanto, a característica de conversor de dois níveis é de perder qualidade de energia em função dos harmônicos, dessa forma se faz necessária a instalação de um filtro no barramento CC. Os submódulos da Alston são compostos por conversores FB, diferente dos demais modelos comerciais, dessa forma, é possível a extinção de um curto circuito no barramento CC através do bloqueio dos SMs em FB.

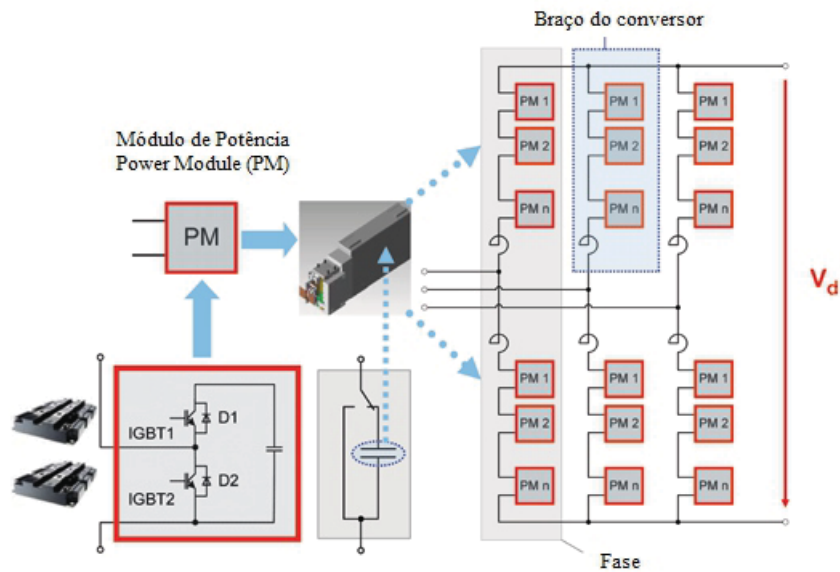
Figura 2.16 – A Alston apresentou em 2013 o produto *Alternate Arm Converter*, que é um conversor híbrido entre dois níveis e multiníveis.



Fonte: Adaptado de Merlin et al. (2014).

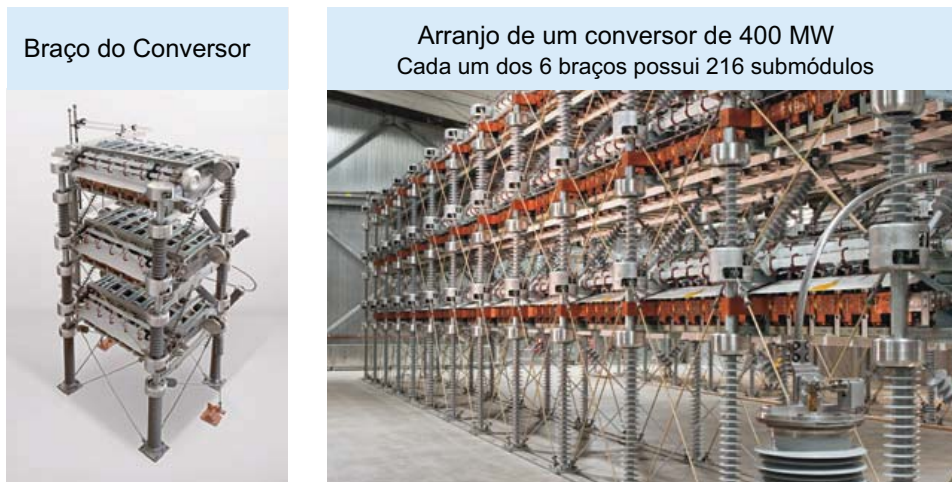
A fabricante Siemens em 2010 finalizou o projeto *Trans Bay Cable*. Esse projeto foi o primeiro da Siemens a utilizar MMC, o modelo comercial da Siemens é o HVDC *Plus* e utiliza submódulos HB, conforme apresentado na Figura 2.17. O projeto possui capacidade instalada de 400 MW de potência ativa e limite de até 170 MVar de potência reativa. O projeto foi instalado na Baía de São Francisco na Califórnia.

Figura 2.17 – Apresentação do modelo comercial HVDC *Plus* da Siemens, composto por submódulos HB.



Fonte: Adaptado de Davies et al. (2011).

Figura 2.18 – Conversor HVDC *Plus* com 400 MW e 216 submódulos por fase.



Fonte: Adaptado de ABB (2017).

2.3 PARQUES EÓLICOS INSTALADOS COM TECNOLOGIA MMC DE CONVERSORES

Os projetos instalados e em desenvolvimento que conectam parques eólicos *offshore* ao sistema elétrico utilizando tecnologia VSC com linhas em HVDC são os seguintes:

- Borwin 1, 2 e 3;
- Dolwin 1, 2 e 3;
- Helwin 1, 2;
- Sylwin 1.

A seguir serão detalhados cada um desses projetos.

2.3.1 Conjunto *Borwin 1, 2 e 3*

A estação conversora Borwin *alpha* faz parte do sistema denominado Borwin 1. A instalação foi a primeira instalação de parques eólicos *offshore* para escoamento de energia utilizando tecnologia VSC com HVDC.

Figura 2.19 – Projeto *Borwin 1* que foi comissionada em 2010, configurou-se como o primeiro sistema de transmissão VSC com HVDC para aplicação em parque eólico *offshore*.



Fonte: TENNET (2017).

O sistema entrou em funcionamento em 2010 através de uma linha de transmissão de 200 km, sendo 125 km *offshore* e 75 km subterrâneo relativo a parte *onshore*. A potência instalada do sistema é de 400 MW. O sistema de transmissão Borwin 1 está conectado ao

parque eólico BARD com capacidade instalada de 400 MW. O projeto utiliza o produto HVDC Light da ABB. A conexão do parque eólico até a conversora é realizada em tensão alternada com 155 kVac. Na linha em HVDC, o nível de tensão da linha é de 150 kVcc.

Posteriormente a instalação de Borwin *alpha*, iniciou-se o projeto de ampliação do sistema, a proposta foi construir uma nova estação conversora com 800 MW ao lado da primeira. A nova estação foi comissionada em 2015 tendo as mesmas características de distância em relação a primeira. No lado *offshore* a estação ficou instalada ao lado da primeira. No lado *onshore*, a linha se conecta na mesma conversora da anterior, em *Diele* na Alemanha. A estação conversora Borwin *beta* conecta-se aos parques *Veja Mate* (400 MW), *Deutsche Bucht* (252 MW), *Albatros* (117 MW) e de maneira temporária ao parque *Global Tech I* (400 MW) que posteriormente será conectado em Borwin *gamma*, quando isso ocorrer, o parque *Deutsche Bucht* que ainda está em obra será conectado a Borwin *beta*. Dessa vez optou-se por utilizar tecnologia da Siemens, com o modelo HVDC *Plus*. As linhas que chegam dos parques até a conversora possuem 155 kVac e a linha CC possui 300kVcc de nível de tensão.

Figura 2.20 – Projeto *Borwin 2* que foi comissionada em 2015.



Fonte: TENNET (2017).

O terceiro projeto, denominado *Borwin gamma* fica próximo aos anteriores, possuindo 5 km a mais de cabos submarinos, somando 130 km de cabos no mar e mais 30 km de cabos subterrâneos que vão até a conversora de *Emdem/Ost* na Alemanha. Esse projeto é para uma potência de 900 MW. A expectativa de funcionamento desse projeto

é para 2019.

Figura 2.21 – Os projetos *Borwin 1* e *Borwin 2*, o primeiro comissionado em 2010 e o segundo em 2015.



Fonte: TENNET (2017).

Figura 2.22 – Mapa do projeto *Borwin 3* que será comissionado em 2019.



Fonte: TENNET (2017).

O parque *EnBW Hohe See* de 500 MW será conectado nessa estação conversora,

o parque *Global Tech I* que está conectado em *Borwin beta* de maneira temporária será conectado em *Borwin gama* quando a mesma ficar pronta. Esse projeto será desenvolvido utilizando também a tecnologia da Siemens HVDC *Plus*. As linhas de conexão dos parques até a conversora serão em tensão alternada de 155 kVac e a tensão da linha CC será de 320 kVcc.

2.3.2 Conjunto *Dolwin 1, 2 e 3*

O projeto *Dolwin alpha* foi comissionado em 2015, com potência de 800 MW, com comprimento total de 165 km, sendo 75 km *offshore* e 90 *onshore*. Em 2016 foi comissionado *Dolwin beta* com potência de 916 MW, comprimento de linha total de 135 km, sendo 45 km *offshore* e 90 *onshore*. Para ambos projetos, o modelo comercial utilizado foi o HVDC Light da ABB. Para o ano de 2018 está previsto a conclusão da terceira etapa do conjunto, *Dolwin gama* com potência de 900 MW que será a primeira conversora de aplicação eólica *offshore* a utilizar a tecnologia da Alstom *MaxSine*. A linha HVDC terá 160 km, sendo 80 km *offshore* e 80 km *onshore*. O nível de tensão das três linhas será o mesmo: 320 kVcc, todas as conversoras estarão conectadas à mesma estação conversora *onshore*, *Dörpen West*.

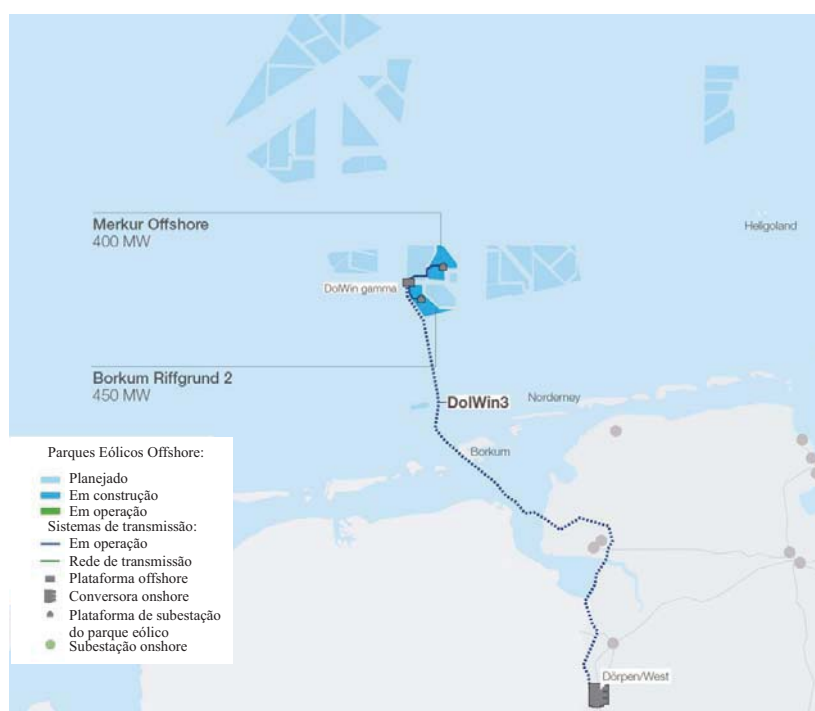
Figura 2.23 – Mapa do projeto *Dolwin 1*.



Fonte: TENNET (2017).

Figura 2.24 – Mapa do projeto *Dolwin 2*.

Fonte: TENNET (2017).

Figura 2.25 – Mapa do projeto *Dolwin 3*.

Fonte: TENNET (2017).

O nível de tensão das coletoras dos parques até as conversoras apresentadas anteriormente é de 155 kVac. Os parques conectados a cada conversora estão indicados na tabela 2.3.

2.3.3 Conjunto *Helwin 1 e 2*

Os projetos *Helwin 1 e 2*, que englobam o sistema de transmissão e as conversoras *Helwin alpha* e *beta* foram comissionados em 2015, as estações foram instaladas uma ao lado da outra, de maneira a similar a *Borwin alpha* e *beta*. A potência da unidade *alpha* é de 576 MW enquanto que a *beta* é de 690 MW. O comprimento da linha HVDC é de 130 km, sendo 85 km *offshore* e 45 km *onshore*, ambas estações se conectam a conversora *Büttel*. O nível de tensão da conversora *Helwin alpha* é de 250 kVcc, enquanto a *beta* possui nível de 320 kVcc. A rede coletora dos parques até as conversoras é de 155 kVacc. Os nomes dos parques que se conectam a cada conversora estão apresentados na tabela 2.3. Os modelos comerciais utilizados em ambos projetos foi o HVDC Plus da Siemens.

Figura 2.26 – Mapa do projeto *Helwin 1*.



Fonte: TENNET (2017).

Figura 2.27 – Mapa do projeto *Helwin 2*.

Fonte: TENNET (2017).

Figura 2.28 – Foto das estações conversoras *Helwin 1 e 2*.

Fonte: TENNET (2017).

2.3.4 *Sylwin 1*

O projeto *Sylwin 1*, que foi comissionado em 2015, possui capacidade de conversão de 864 MW, conecta as estações *Sylwin alpha* e *Büttel* através de uma linha HVDC de 320 kVcc com 205 km de comprimento total, sendo 160 km *offshore* e 45 *onshore*. O modelo comercial utilizado nesse projeto foi o Siemens HVDC Plus. Os parques eólicos vinculados a essa estação conversora possuem uma linha de transmissão em 155 kVca. Os parques vinculados a esse projeto são *Sandbank*, *DanTysk* e *Butendiek*, cada um com 288 MW, apenas *Sandbank* ainda está em fase de construção, os demais já estão operando.

Figura 2.29 – Mapa do projeto *Sylwin 1*.



Fonte: TENNET (2017).

A seguir nas tabelas 2.1 e 2.2 verifica-se o modelo comercial utilizado em cada projeto, a potência instalada, o ano de comissionamento, a tensão de operação, o comprimento da linha, entre outras informações. Na tabela 2.3 pode-se verificar quais os parques eólicos estão conectados em cada sistema HVDC, além disso apresenta-se a tensão coletora na rede do parque eólico e a capacidade instalada. Verifica-se que a tensão da rede coletora é de 155 kV em todos os parques e que as capacidades instaladas variam de 117 a 500 MW, o que demonstra a evolução das capacidades instaladas por parques eólicos *offshore*.

Tabela 2.1 – Resumo das conversoras utilizadas para conexão em HVDC dos parques eólicos *offshore*.

Conversora Offshore	Modelo	Potência (MW)	Ano Comissionamento	Tensão (kVcc)
<i>Borwin alpha</i>	ABB-HVDC Light	400	2010	150
<i>Borwin beta</i>	Siemens-HVDC Plus	800	2015	300
<i>Borwin gama</i>	Siemens-HVDC Plus	900	2019	320
<i>Dolwin alpha</i>	ABB-HVDC Light	800	2015	320
<i>Dolwin beta</i>	ABB-HVDC Light	916	2016	320
<i>Dolwin gama</i>	Alstom-MaxSine	900	2018	320
<i>Helwin alpha</i>	Siemens-HVDC Plus	576	2015	250
<i>Helwin beta</i>	Siemens-HVDC Plus	690	2015	320
<i>Sylwin alpha</i>	Siemens-HVDC Plus	864	2015	320

Tabela 2.2 – Resumo das conversoras utilizadas para conexão em HVDC dos parques eólicos *offshore* - dados da linha de transmissão.

Conversora Offshore	Comprimento da Linha (km)			Conversora Onshore
	Total	Offshore	Onshore	
<i>Borwin alpha</i>	200	125	75	Diele
<i>Borwin beta</i>	200	125	75	Diele
<i>Borwin gama</i>	160	130	30	Emdem/Ost
<i>Dolwin alpha</i>	165	75	90	Dörpen West
<i>Dolwin beta</i>	135	45	90	Dörpen West
<i>Dolwin gama</i>	160	80	80	Dörpen West
<i>Helwin alpha</i>	130	85	45	Büttel
<i>Helwin beta</i>	130	85	45	Büttel
<i>Sylwin alpha</i>	205	160	45	Büttel

Tabela 2.3 – Lista de parques eólicos *offshore* conectados em sistemas de transmissão que utilizam tecnologia HVDC.

Conversora coletora	Parque Eólico Offshore	Tensão LT coletora (kVac)	Potência (MW)
<i>Borwin alpha</i>	<i>Bard</i>	155	400
<i>Borwin beta</i>	<i>Veja Mate</i>	155	400
<i>Borwin beta</i>	<i>Deutsche Bucht</i>	155	252
<i>Borwin beta</i>	<i>Albatros</i>	155	117
<i>Borwin gama</i>	<i>EnbW Hohe See</i>	155	500
<i>Borwin gama</i>	<i>Global Tech I *</i>	155	400
<i>Dolwin alpha</i>	<i>Trianel Windpark Borkum</i>	155	450
<i>Dolwin alpha</i>	<i>Borkum Riffgrund 1</i>	155	312
<i>Dolwin beta</i>	<i>Nordsee One</i>	155	332
<i>Dolwin beta</i>	<i>Gode Wind 2</i>	155	252
<i>Dolwin beta</i>	<i>Gode Wind 1</i>	155	332
<i>Dolwin gama</i>	<i>Merkur Offshore</i>	155	400
<i>Dolwin gama</i>	<i>Borkum Riffgrund 2</i>	155	450
<i>Helwin alpha</i>	<i>Nordsee Ost</i>	155	288
<i>Helwin alpha</i>	<i>Meerwind Sür/Ost</i>	155	288
<i>Helwin beta</i>	<i>Amrumbank West</i>	155	303
<i>Sylwin alpha</i>	<i>Sandbank</i>	155	288
<i>Sylwin alpha</i>	<i>Dan Tysk</i>	155	288
<i>Sylwin alpha</i>	<i>Butendiek</i>	155	288

* O parque eólico *Global Tech I* foi inicialmente conectado à estação conversora *Borwin beta*, entretanto seu projeto final prevê que o mesmo seja instalado junto à *Borwin gama*.

2.4 CONCLUSÃO

Após análise do que foi exposto nesse capítulo pode-se constatar que a utilização de sistemas coletores com tecnologia em HVDC é uma forte tendência no mercado de geração

eólica *offshore*. Atualmente apenas a Alemanha usufrui desta tecnologia, entretanto a tendência é que os demais países iniciem a sua utilização. Para fins de análise, o somatório das potências de conversão das estações conversoras apresentadas anteriormente é de 6.846 MW, o que corresponde a mais da metade da capacidade instalada de geração eólica da União Europeia ao final de 2016, conforme visto no Capítulo 1.

Em função de fatores como modularidade, confiabilidade, qualidade de energia, necessidade de componentes com classes de tensão inferiores as outras topologias e necessidade de apenas um barramento cc para transferir potência ativa para os polos, os MMCs destacam-se nas aplicações em links HVDC *offshore*. Além disso, o MMC possui a importante característica de poder ser instalado em redes fracas, podendo até formar a rede. As tabelas 2.1, 2.2 e 2.3 comprovam essa tendência na utilização dos MMCs.

Para utilização do MMC na aplicação de um link HVDC *offshore*, o sistema de controle torna-se um desafio em relação a complexidade. Esse trabalho apresenta uma topologia de controle para um sistema de transmissão *offshore* que utiliza a tecnologia MMC.

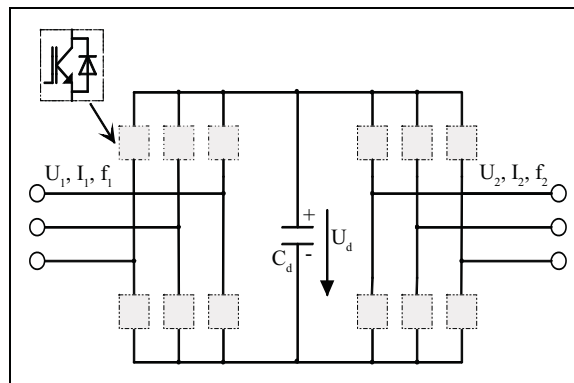
3 CONVERSOR MMC

Neste capítulo apresenta-se as duas principais topologias associadas ao MMC que seriam as que utilizam módulos *half bridge* e *full bridge*. Escolhe-se o conversor MMC com módulos *half bridge* e desenvolve-se o modelo dinâmico, detalhando o seu funcionamento e descrevendo as equações que regem o seu comportamento dinâmico. Apresenta-se uma abordagem com o objetivo de segregar os circuitos em tensão alternada, tensão contínua e operação interna do MMC. Finalmente, o modelo é validado através de simulações.

3.1 APRESENTAÇÃO DO MMC

Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002) apresentaram o conversor MMC, com um comparativo entre um conversor *back to back* de dois níveis, representado na Figura 3.1, e um conversor multiníveis, através da utilização de vários conversores conectados em série. Essa estrutura pode ser verificada na Figura 3.2.

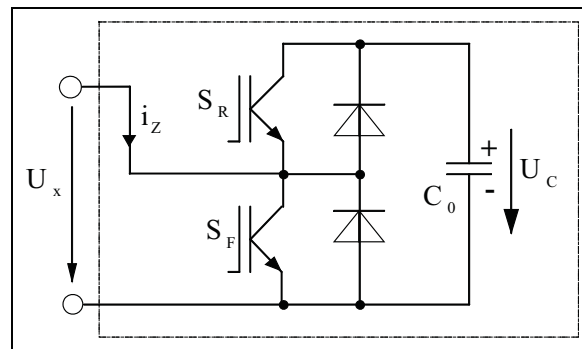
Figura 3.1 – Diagrama inicial de um conversor de dois níveis que serviu de base para a proposta de Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002).



Fonte: Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002)

A proposta era portanto, substituir a chave semicondutora e o diodo em antiparalelo por submódulos conectados em série que poderiam variar de 2 até N . Nessa primeira apresentação, os submódulos foram propostos com arranjo em meia ponte (*half bridge* - HB), ou seja, os submódulos possuíam duas chaves com diodo em antiparalelo e um capacitor, conforme pode ser verificado na Figura 3.2.

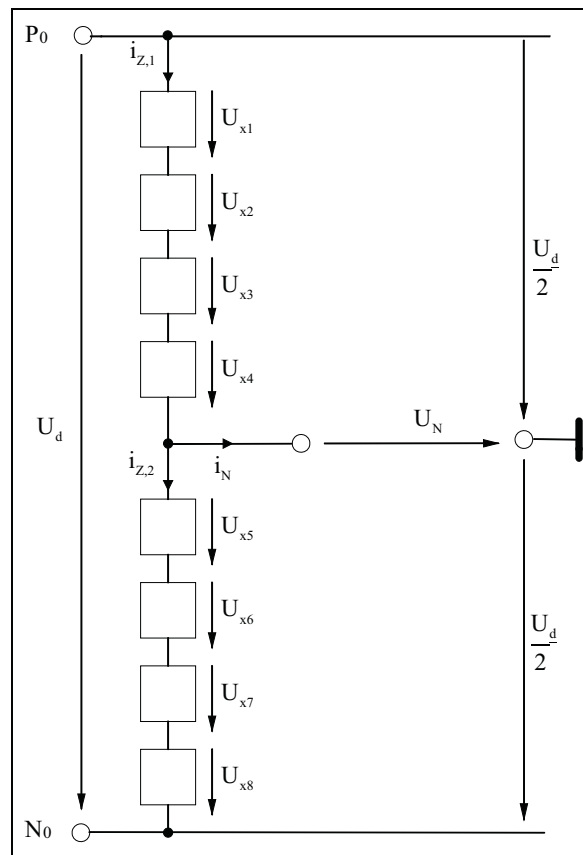
Figura 3.2 – Diagrama de apresentação do modelo de submódulo que compõem os polos do conversor MMC.



Fonte: Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002)

Na Figura 3.3 apresenta-se a concepção do MMC com a substituição de apenas uma chave semicondutora e um diodo em antiparalelo por 4 submódulos. Pode-se verificar também que a tensão total do conversor, denominada U_d , torna-se a metade para cada polo.

Figura 3.3 – Diagrama com a composição inicial de um MMC.

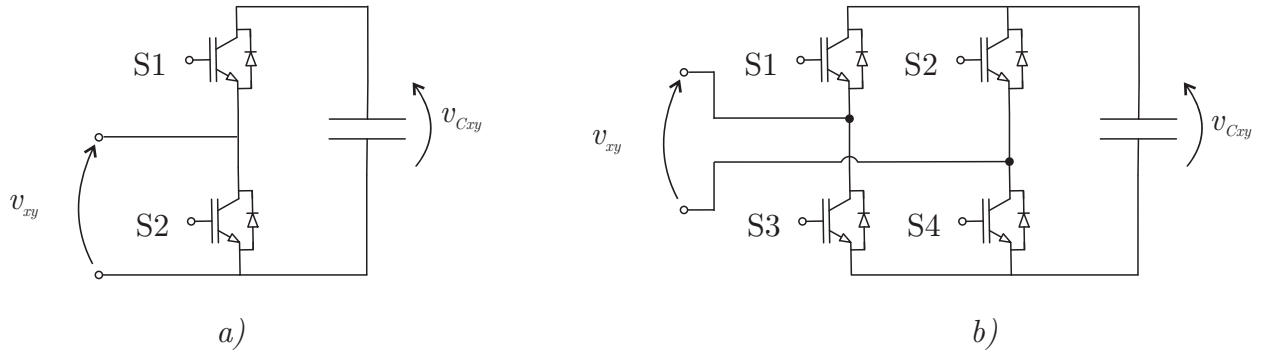


Fonte: Marquardt, Lesnicar e Hildinger (2002)

Pode-se perceber que nessa primeira publicação ainda não havia o indutor ao final dos polos a fim de limitar a corrente circulante, o que já se pode verificar na Figura 3.6.

Na Figura 3.4 pode-se verificar as principais composições dos submódulos, *half bridge* e *full bridge*.

Figura 3.4 – Submódulos em topologia a) *half bridge* e b) *full bridge*.



Fonte: Adaptado de (SILVA, 2013).

A topologia que utiliza os submódulos em HB é a mais usual pois utiliza menos chaves semicondutoras controladas, e dessa forma, o custo de implantação de projeto bem como os níveis de perdas por comutação são inferiores. Entretanto, os submódulos em FB apresentam a vantagem da possibilidade de interromper curto circuitos que ocorrem no barramento ou linha CC (MERLIN et al., 2014).

Nesse trabalho, a composição dos submódulos será com conversores *half bridge*. Embora a tecnologia HB não possa extinguir os curto-circuitos nos barramentos ou linhas, (ADAPA, 2012) apresenta uma proposta para interromper o curto no barramento CC através de disjuntores CC.

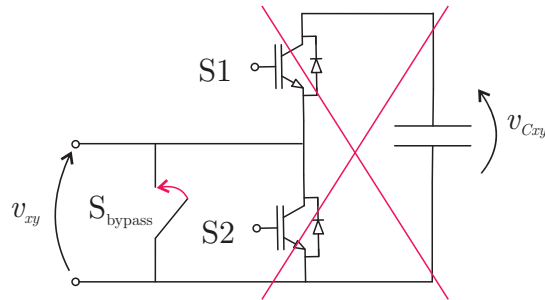
A vantagem da utilização de submódulos (SM) nos conversores MMC é de que a tensão em cada SM será dividida igualmente entre o número de SM. Quanto maior o número de SM no conversor, menor será a tensão sobre os componentes, ou seja, não serão necessários componentes com alto nível de isolamento para compor um sistema que opere em alto nível de tensão, o que faz com que o custo individual dos componentes seja menor. Nesse caso deve ser realizada uma análise de custo benefício em relação a utilizar mais chaves com nível de isolamento reduzido (valor unitário mais barato) ou menos chaves com nível de isolamento elevado (valor unitário mais caro).

Outro fator positivo do maior número de SM, é que quanto maior o número de níveis, mais próxima da forma senoidal será a saída da tensão alternada no conversor MMC.

Outra importante característica do MMC é que sua construção é modular, como o nome já indica. Diferentes níveis de tensão podem ser atingidos com a inserção ou remoção de SMs. Além disso, há a possibilidade de aumento de confiabilidade do conversor através

de utilização de um sistema de controle específico de falhas e chaves controladas de *bypass* que fecham quando é detectado que um SM está avariado, isolando o SM com defeito, conforme pode-se verificar na Figura 3.5.

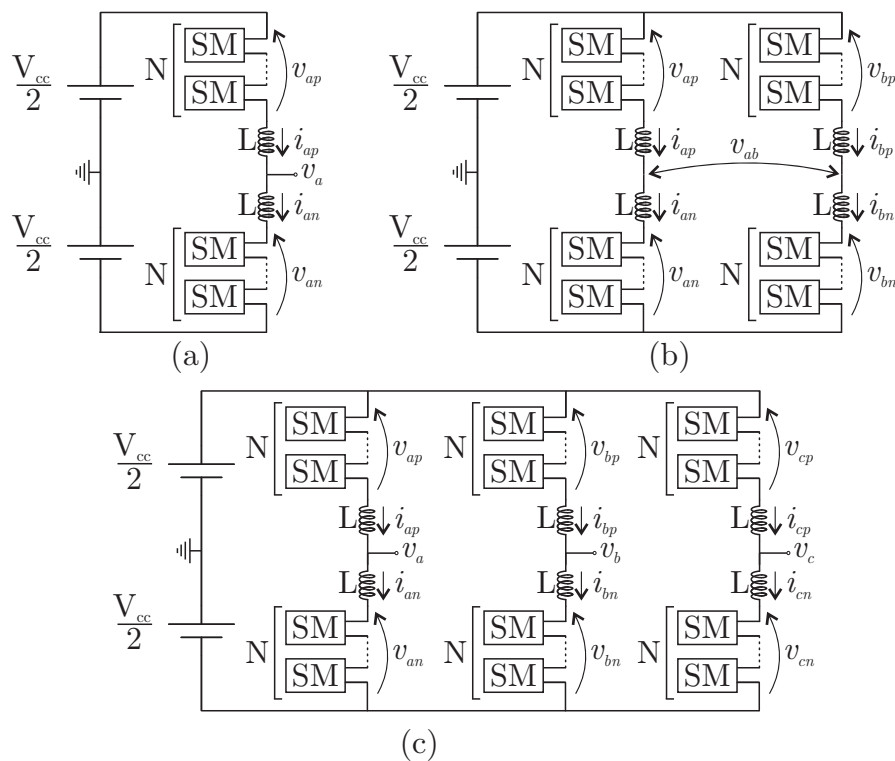
Figura 3.5 – Submódulos com opção de isolamento em caso de avaria.



Fonte: Adaptado de (CEBALLOS, 2013).

Os MMCs podem portanto possuir de 2 até N SMs por polo e também podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos, conforme verifica-se na Figura 3.6.

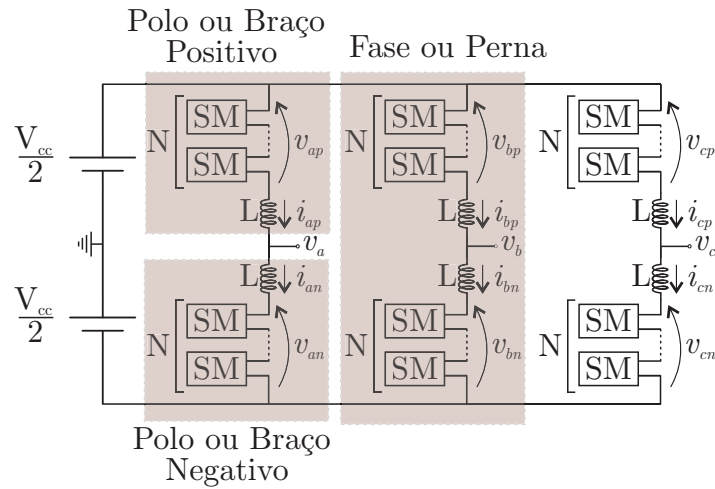
Figura 3.6 – Composição de MMC: a) monofásico, b) bifásico e c) trifásico.



Fonte: Adaptado de (SILVA, 2013).

Para uma melhor compreensão das terminologias utilizadas para se referenciar partes do MMC, pode-se verificar a Figura 3.7 que apresenta as nomenclaturas que serão adotadas neste trabalho.

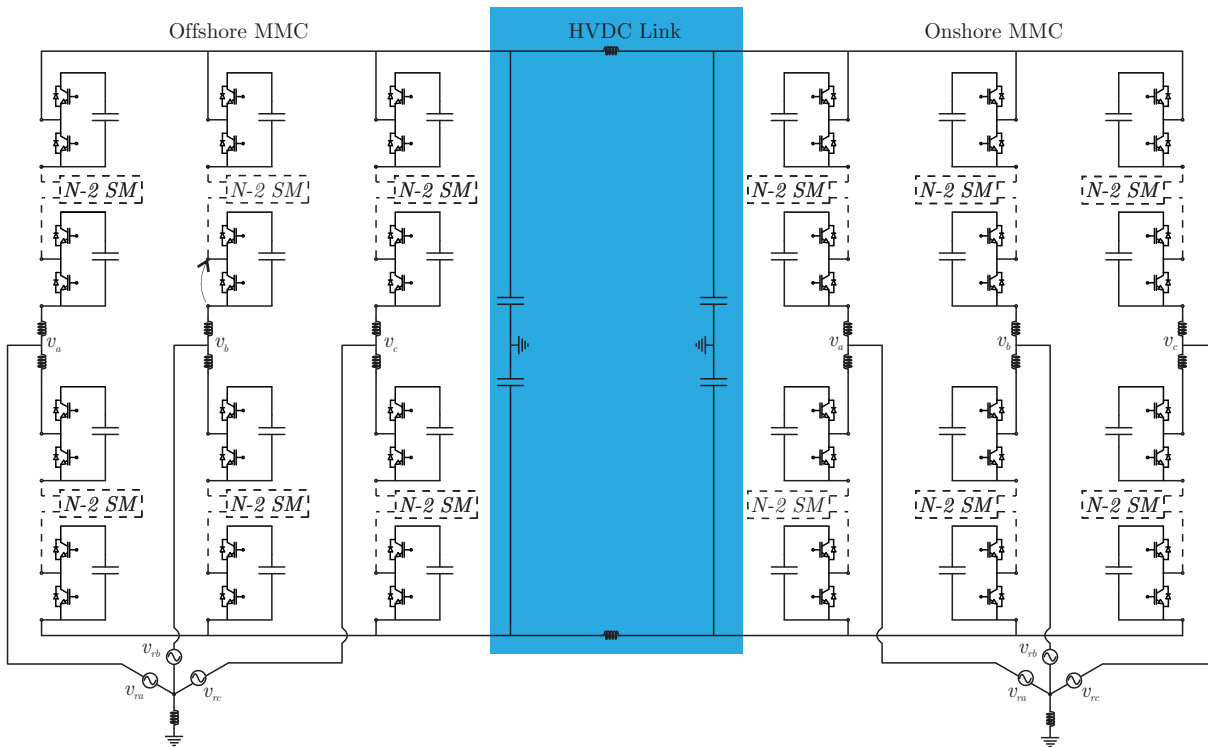
Figura 3.7 – Terminologia utilizada nos MMCs.



Fonte: Autor.

Nesse trabalho a aplicação será em conversores trifásicos. Em relação aos SMs, é analisado apenas um SM equivalente, ou seja, a diferença de tensão entre os capacitores dos SMs individuais de um mesmo polo não é objeto deste trabalho, mas pode ser analisado em (SILVA, 2017).

Após a introdução sobre o funcionamento do MMC com uma revisão sobre as possibilidades de composição dos SMs, pode-se fazer a análise do funcionamento do mesmo a fim de buscar o modelo médio que descreva seu comportamento dinâmico visando a sua aplicação em um sistema de transmissão entre parques eólicos *offshore* e o sistema interligado na costa, conforme verifica-se na Figura 3.8. Pode-se notar que a rede em ambos os lados possui um reator conectado ao neutro. A esse reator se dá o nome de bobina de *Petersen* e a função é limitar a corrente de curto circuito para o terra. O detalhamento do seu funcionamento pode ser verificado em (TEIXEIRA, 2012).

Figura 3.8 – Sistema de conexão de parques eólicos *offshore* utilizando tecnologia MMC.

Fonte: Autor.

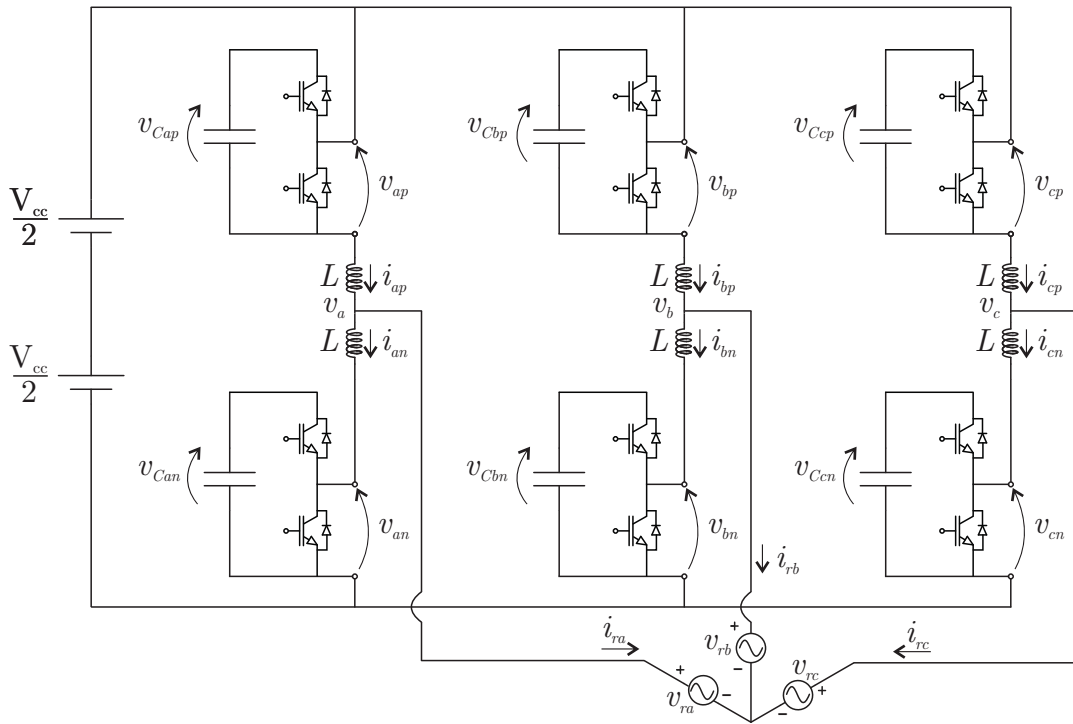
3.2 MODELO DINÂMICO DO MMC

O conversor *MMC* trifásico pode ser representado pela Figura 3.9, nesse caso considerando que o barramento *CC* é representado por duas fontes de tensão e que o lado do sistema interligado ou rede (*grid*) está conectado em estrela.

Ao aplicar a Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) nas malhas internas, pode-se chegar no diagrama apresentado na Figura 3.10. Este diagrama servirá de base para o equacionamento do conversor. Conforme mencionado nos objetivos específicos desse trabalho, será considerado um *SM* equivalente nas análises de circuito.

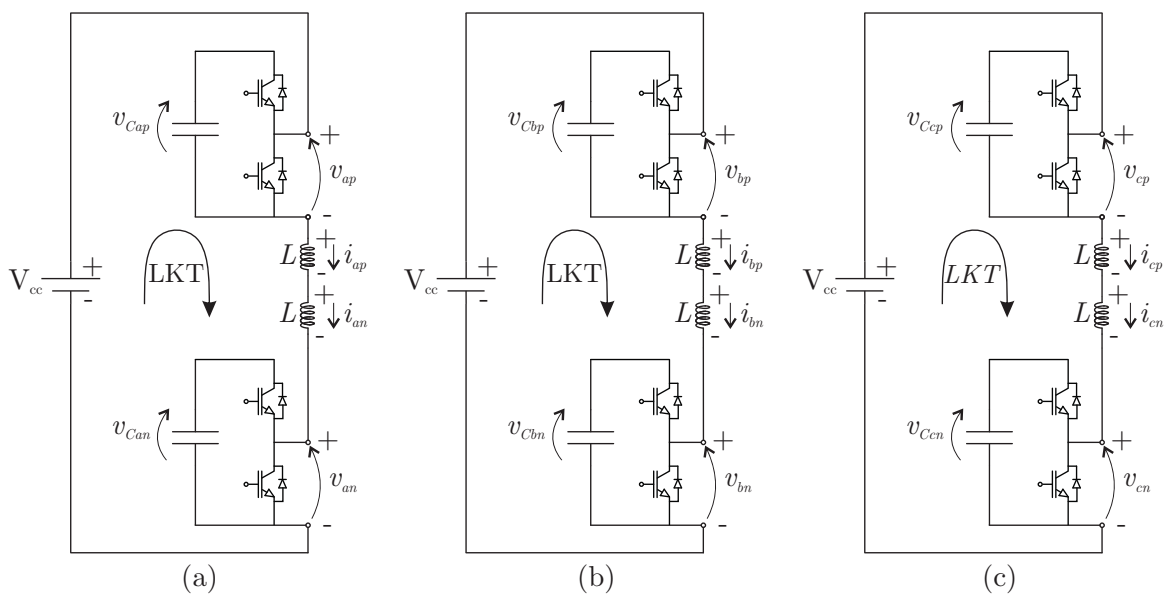
Cabe salientar que nesta análise, por simplificação, omitiu-se o indutor no neutro aterrado da rede trifásica em *Y*, pois assume-se que o somatório da corrente será igual a zero, não sendo considerado o caso de curto-circuito no link *HVDC*.

Figura 3.9 – Diagrama do MMC com conexão das fases em estrela com neutro não aterrado.



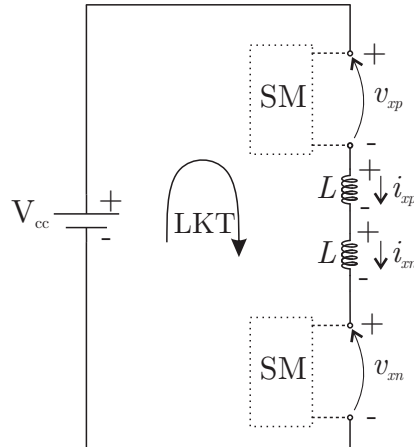
Fonte: Autor.

Figura 3.10 – Diagrama por fase do conversor MMC, com fonte de tensão cc, mas não conectado a carga nem a rede. Aplicação da Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) para definição das equações de funcionamento do conversor, fases a (a), b (b) e c (c).



Fonte: Autor.

Figura 3.11 – Diagrama de LKT por fase (genérica) com submódulo simplificado.



Fonte: Autor.

A partir da análise do circuito elétrico das Figuras 3.9, 3.10 e 3.11, utilizando a LKT, chega-se nas equações (3.1), (3.2) e (3.3).

$$V_{cc} = v_{ap} + L \frac{di_{ap}}{dt} + L \frac{di_{an}}{dt} + v_{an} \quad (3.1)$$

$$V_{cc} = v_{bp} + L \frac{di_{bp}}{dt} + L \frac{di_{bn}}{dt} + v_{bn} \quad (3.2)$$

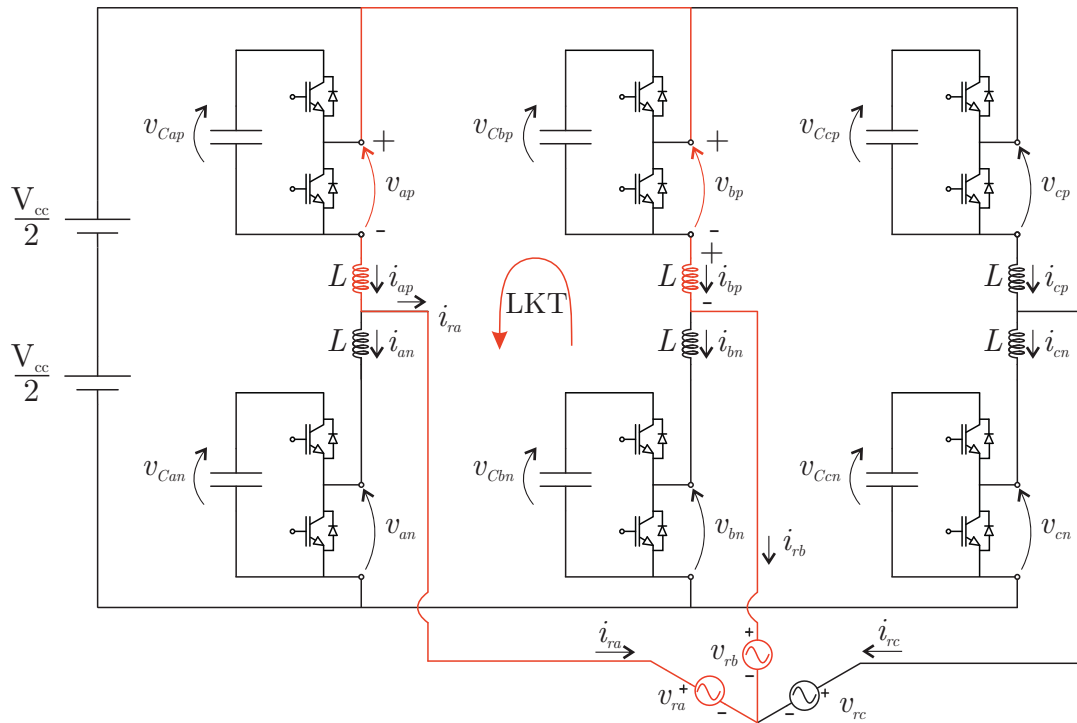
$$V_{cc} = v_{cp} + L \frac{di_{cp}}{dt} + L \frac{di_{cn}}{dt} + v_{cn} \quad (3.3)$$

Analisando a saída do MMC para a rede, e a circulação de corrente entre fases, pode-se analisar as malhas entre as fases A e B, bem como entre as malhas B e C conforme as Figuras 3.12 e 3.13. Através da análise das malhas apresentadas, pode-se chegar em (3.4) e (3.5).

$$v_{ap} + L \frac{di_{ap}}{dt} + v_{ra} - v_{rb} - L \frac{di_{bp}}{dt} - v_{bp} = 0 \quad (3.4)$$

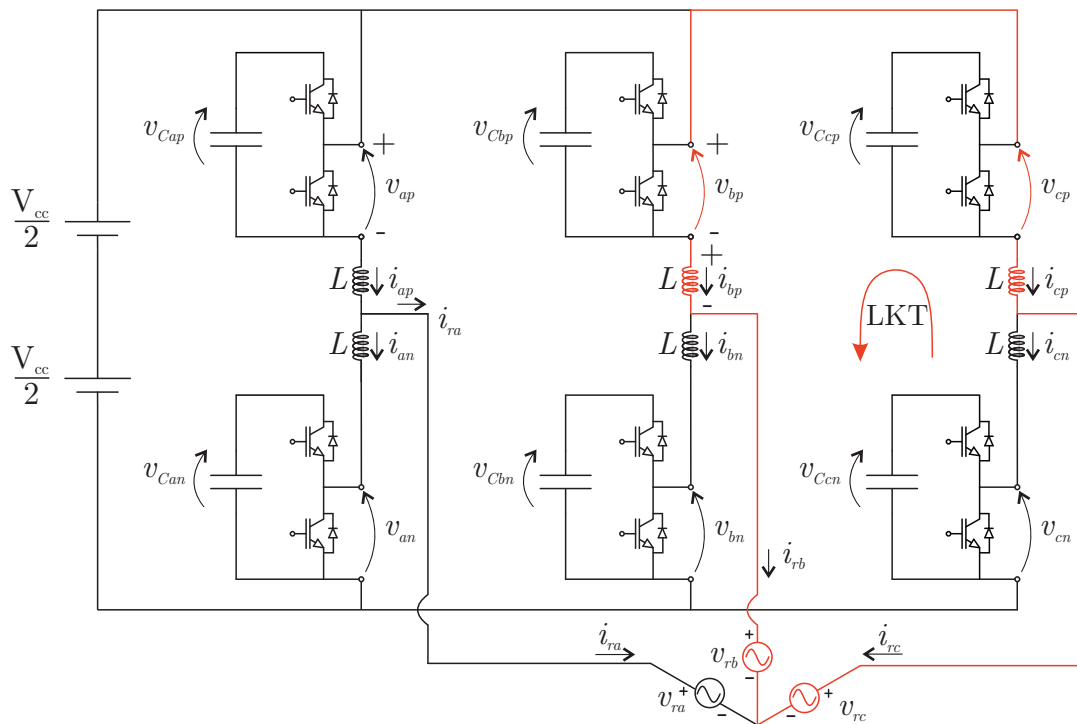
$$v_{bp} + L \frac{di_{bp}}{dt} + v_{rb} - v_{rc} - L \frac{di_{cp}}{dt} - v_{cp} = 0 \quad (3.5)$$

Figura 3.12 – LKT entre as malhas das fases A e B.



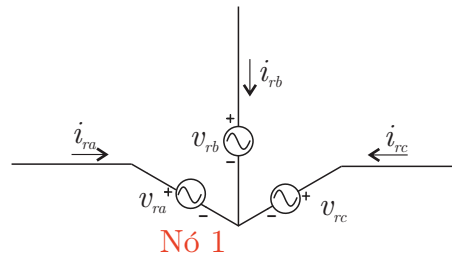
Fonte: Autor.

Figura 3.13 – LKT entre as fases B e C.



Fonte: Autor.

Figura 3.14 – Detalhamento do Nó 1 para servir de análise da Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC).

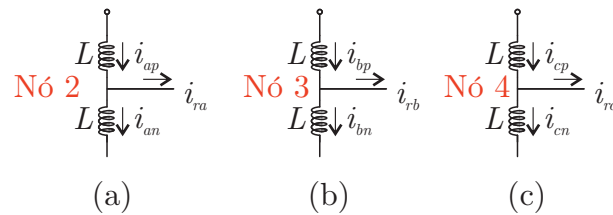


Fonte: Autor.

O nó 1 que é o fechamento das fases oriundas do *MMC* em Y, pode ser verificado na Figura 3.14. Como o sistema não está aterrado, o somatório das correntes das fases deve ser igual a zero, conforme a equação (3.6).

$$i_{ra} + i_{rb} + i_{rc} = 0 \quad (3.6)$$

Figura 3.15 – Detalhamento dos Nós 2, 3 e 4 para servir de análise da LKC, relacionado as correntes de fase (rede) com as correntes de fase (polos positivo e negativo).



Fonte: Autor.

Aplicando a LKC nos nós 2, 3 e 4, chega-se nas seguintes equações:

$$i_{ap} - i_{an} = i_{ra} \quad (3.7)$$

$$i_{bp} - i_{bn} = i_{rb} \quad (3.8)$$

$$i_{cp} - i_{cn} = i_{rc} \quad (3.9)$$

Por fim, substituindo, as equações (3.7), (3.8) e (3.9) em (3.6), chega-se em:

$$i_{ap} - i_{an} + i_{bp} - i_{bn} + i_{cp} - i_{cn} = 0 \quad (3.10)$$

Para fins de simplificação de cálculo, aplica-se a derivada da corrente em relação

ao tempo, e multiplica-se a equação (3.10) pela indutância L .

$$L \frac{d(i_{ap} - i_{an} + i_{bp} - i_{bn} + i_{cp} - i_{cn})}{dt} = 0 \quad (3.11)$$

Reorganizando as equações (3.1), (3.2), (3.3), (3.4) e (3.5) com a indutância L multiplicada pela derivada da corrente em relação ao tempo em um dos lados e as tensões no outro, chega-se nas seguintes equações:

$$L \frac{d(i_{ap} + i_{an})}{dt} = -v_{ap} - v_{an} + V_{cc} \quad (3.12)$$

$$L \frac{d(i_{bp} + i_{bn})}{dt} = -v_{bp} - v_{bn} + V_{cc} \quad (3.13)$$

$$L \frac{d(i_{cp} + i_{cn})}{dt} = -v_{cp} - v_{cn} + V_{cc} \quad (3.14)$$

$$L \frac{d(i_{ap} - i_{bp})}{dt} = -v_{ap} + v_{bp} - v_{ra} + v_{rb} \quad (3.15)$$

$$L \frac{d(i_{bp} - i_{cp})}{dt} = -v_{bp} + v_{cp} - v_{rb} + v_{rc} \quad (3.16)$$

$$L \frac{d(i_{ap} - i_{an} + i_{bp} - i_{bn} + i_{cp} - i_{cn})}{dt} = 0 \quad (3.17)$$

Aplicando uma matriz para os coeficientes pode-se apresentar as equações anteriores no formato de uma equação matricial, obtém-se (3.18).

$$L \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{an} \\ i_{bp} \\ i_{bn} \\ i_{cp} \\ i_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$+ \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} V_{cc} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix}$$

As matrizes utilizadas em (3.18) são apresentadas a seguir:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (3.19)$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{6 \times 1} \quad (3.21)$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}_{6 \times 3} \quad (3.22)$$

$$\dot{\mathbf{i}}_{\text{xy}} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{an} \\ i_{bp} \\ i_{bn} \\ i_{cp} \\ i_{cn} \end{bmatrix}_{6 \times 1} \quad (3.23)$$

Após a definição das matrizes auxiliares, a equação matricial (3.18) pode ser reescrita em um formato mais simples, conforme (3.24), neste caso a matriz \mathbf{A} passa para o lado oposto na forma inversa, a matriz \mathbf{A}^{-1} pode ser verificada em (3.25).

$$L\dot{\mathbf{i}}_{\text{xy}} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{B}\mathbf{v}_{\text{xy}} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{C}\mathbf{V}_{\text{cc}} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{D}\mathbf{v}_{\text{rx}} \quad (3.24)$$

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 4 & 2 & 1 \\ 5 & -1 & -1 & -4 & -2 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & -2 & 2 & 1 \\ -1 & 5 & -1 & 2 & -2 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & -2 & -4 & 1 \\ -1 & -1 & 5 & 2 & 4 & -1 \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (3.25)$$

As matrizes apresentadas em (3.26) e (3.27) são as matrizes com as variáveis de interesse que se deseja medir ou calcular.

$$\mathbf{v}_{\mathbf{rx}} = \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$\mathbf{v}_{\mathbf{xy}} = \begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

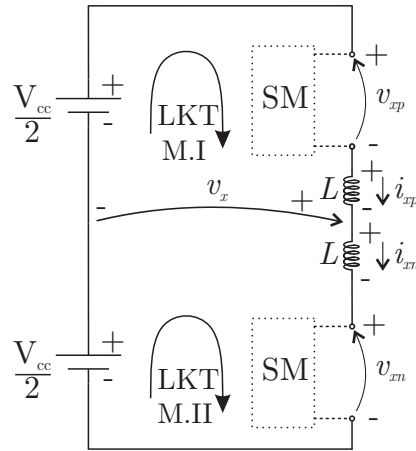
Multiplicando-se as matrizes \mathbf{B} , \mathbf{C} e \mathbf{D} por \mathbf{A}^{-1} e passando a indutância para o lado da direita, chega-se na seguinte equação:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{an} \\ i_{bp} \\ i_{bn} \\ i_{cp} \\ i_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{6L} \begin{bmatrix} -5 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ -1 & -5 & -1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & -1 & -5 & -1 & 1 & -1 \\ -1 & 1 & -1 & -5 & -1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & -5 & -1 \\ -1 & 1 & -1 & 1 & -1 & -5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$+ \frac{1}{6L} \begin{bmatrix} 3 \\ 3 \\ 3 \\ 3 \\ 3 \\ 3 \end{bmatrix} V_{cc} + \frac{1}{6L} \begin{bmatrix} -4 & 2 & 2 \\ 4 & -2 & -2 \\ 2 & -4 & 2 \\ -2 & 4 & -2 \\ 2 & 2 & -4 \\ -2 & -2 & 4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix}$$

Pode-se também verificar a tensão de uma fase do conversor MMC, baseado na Figura 3.11, pode-se adicionar a tensão v_x ao diagrama, conforme verifica-se na Figura 3.16.

Figura 3.16 – Diagrama simplificado para uma fase genérica que apresenta a tensão da fase e as duas malhas de tensão que serão analisadas para elaboração do circuito equivalente do conversor MMC.



Fonte: Autor.

Através da análise da Figura 3.16, pode-se fazer a análise das malhas I e II pela LKT, conforme equações a seguir:

Malha I:

$$\frac{-V_{cc}}{2} + v_{xp} + L \frac{di_{xp}}{dt} + v_x = 0 \quad (3.29)$$

Malha II:

$$\frac{-V_{cc}}{2} + v_{xn} + L \frac{di_{xn}}{dt} - v_x = 0 \quad (3.30)$$

Considerando que a tensão (v_x) terá uma influência do indutor e que não será possível realizar uma medição direta de (v_x), será adotada a alteração de nomenclatura de (v_x) para ($v_{x,virtual}$).

Malha I:

$$\frac{-V_{cc}}{2} + v_{xp} + L \frac{di_{xp}}{dt} + v_{x,virtual} = 0 \quad (3.31)$$

Malha II:

$$\frac{-V_{cc}}{2} + v_{xn} + L \frac{di_{xn}}{dt} - v_{x,virtual} = 0 \quad (3.32)$$

Ao subtrair (3.32) de (3.31) e ao isolar $v_{x,virtual}$, chega-se na relação entre a tensão virtual de saída ($v_{x,virtual}$) e a tensão nos submódulos dos polos negativo (v_{xn}) e positivo (v_{xp}) além da diferença de tensão nos indutores, que em regime será zero.

$$\mathbf{v}_{x,virtual} = \frac{\mathbf{v}_{xn} - \mathbf{v}_{xp}}{2} + L \frac{d(\mathbf{i}_{xn} - \mathbf{i}_{xp})}{dt} \quad (3.33)$$

De forma similar, se somar (3.31) com (3.32), será definido uma tensão interna

v_{xint} que será definida por (3.34), sendo que em regime a tensão nos indutores será zero.

$$\mathbf{v}_{xint} = V_{cc} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \mathbf{v}_{xn} + \mathbf{v}_{xp} + L \frac{d(\mathbf{i}_{xn} + \mathbf{i}_{xp})}{dt} \quad (3.34)$$

Partindo de (3.33) e (3.34) pode-se apresentar a matriz (3.35) que relaciona as tensões nos polos positivos (\mathbf{v}_{xp}) e negativos (\mathbf{v}_{xn}), as tensões internas (\mathbf{v}_{xint}) e as tensões virtuais de saída ($\mathbf{v}_{x,virtual}$).

$$\begin{bmatrix} v_{a,virtual} \\ v_{b,virtual} \\ v_{c,virtual} \\ v_{aint} \\ v_{bint} \\ v_{cint} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,5 & 0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,5 & 0,5 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

(3.35) pode ser expressa de uma maneira compacta, através de (3.36). Em que a matriz de transformação de tensão \mathbf{T}_v é definida por (3.37) e $\mathbf{v}_{(xvirtual,xint)}$ por (3.38).

$$\mathbf{v}_{(xvirtual,xint)} = \mathbf{T}_v \mathbf{v}_{xy} \quad (3.36)$$

$$\mathbf{T}_v = \begin{bmatrix} -0,5 & 0,5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,5 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,5 & 0,5 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\mathbf{v}_{(xvirtual,xint)} = \begin{bmatrix} v_{a,virtual} \\ v_{b,virtual} \\ v_{c,virtual} \\ v_{aint} \\ v_{bint} \\ v_{cint} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

De forma dual, o mesmo raciocínio pode ser desenvolvido para equacionar a matriz similar para correlação das correntes.

A relação entre as correntes dos polos positivos (\mathbf{i}_{xp}) e negativos (\mathbf{i}_{xn}), com a tensão de saída (\mathbf{i}_x) já foi definida por (3.7), (3.8) e (3.9).

Por definição, a corrente interna (\mathbf{i}_{xint}) será definida como a diferença entre as correntes dos polos positivos (\mathbf{i}_{xp}) e negativos (\mathbf{i}_{xn}) em função de que os capacitores dos

submódulos possuem capacitância finita e, dessa forma, haverá uma circulação de corrente entre os polos, a fim de equalizar a tensão destes capacitores, a essa corrente, que equaliza a tensão entre os capacitores, se dá o nome de corrente interna, conforme pode-se observar em (3.39).

$$\mathbf{i}_{\text{xint}} = \mathbf{i}_{\text{xp}} + \mathbf{i}_{\text{xn}} \quad (3.39)$$

Dessa forma, pode-se definir a relação entre as correntes nos polos positivos (\mathbf{i}_{xp}) e negativos (\mathbf{i}_{xn}), correntes de fase (\mathbf{i}_{x}) e correntes internas (\mathbf{i}_{xint}). A relação pode ser vista no formato matricial através de (3.40), em que a matriz de transformação de corrente \mathbf{T}_i é definida como (3.41) e $\mathbf{i}_{(\text{rx},\text{xint})}$ é definido como (3.42). A matriz (3.43) indica a nomenclatura genérica utilizada.

$$\begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \\ i_{aint} \\ i_{bint} \\ i_{cint} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{an} \\ i_{bp} \\ i_{bn} \\ i_{cp} \\ i_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$\mathbf{T}_i = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

$$\mathbf{i}_{(\text{rx},\text{xint})} = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \\ i_{aint} \\ i_{bint} \\ i_{cint} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$\mathbf{i}_{\text{xy}} = \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{an} \\ i_{bp} \\ i_{bn} \\ i_{cp} \\ i_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Dessa forma, em notações matriciais simplificadas, pode-se indicar (3.40) como

(3.44).

$$\mathbf{i}_{(\text{rx},\text{xint})} = \mathbf{T}_i \mathbf{i}_{\text{xy}} \quad (3.44)$$

Retomando (3.24) verifica-se que as variáveis estão dispostas em relação a tensão e corrente nas fases e polos positivos ou negativos (\mathbf{v}_{xy}) e (\mathbf{i}_{xy}). Dessa forma, pode-se reescrever (3.36) e (3.44) isolando-se as variáveis (\mathbf{v}_{xy}) e (\mathbf{i}_{xy}).

$$\mathbf{v}_{\text{xy}} = \mathbf{T}_v^{-1} \mathbf{v}_{(\text{xvirtual},\text{xint})} \quad (3.45)$$

$$\mathbf{i}_{\text{xy}} = \mathbf{T}_i^{-1} \mathbf{i}_{(\text{rx},\text{xint})} \quad (3.46)$$

Dessa forma, retomando (3.24) e substituindo (3.45) e (3.46), chega-se em (3.47).

$$L\mathbf{T}_i^{-1} \dot{\mathbf{i}}_{(\text{rx},\text{xint})} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B} \mathbf{T}_v^{-1} \mathbf{v}_{(\text{xvirtual},\text{xint})} + \mathbf{A}^{-1} \mathbf{C} V_{cc} + \mathbf{A}^{-1} \mathbf{D} \mathbf{v}_{\text{rx}} \quad (3.47)$$

Passando a matriz de transformação de corrente para o outro lado e fazendo as substituições apresentadas em (3.48), (3.49) e (3.50), chega-se em (3.51)

$$\mathbf{J}_1 = \mathbf{T}_i \mathbf{A}^{-1} \mathbf{B} \mathbf{T}_v^{-1} \quad (3.48)$$

$$\mathbf{J}_2 = \mathbf{T}_i \mathbf{A}^{-1} \mathbf{C} \quad (3.49)$$

$$\mathbf{J}_3 = \mathbf{T}_i \mathbf{A}^{-1} \mathbf{D} \quad (3.50)$$

$$L \dot{\mathbf{i}}_{(\text{rx},\text{xint})} = \mathbf{J}_1 \mathbf{v}_{(\text{xvirtual},\text{xint})} + \mathbf{J}_2 V_{cc} + \mathbf{J}_3 \mathbf{v}_{\text{rx}} \quad (3.51)$$

Em que \mathbf{T}_v^{-1} é dado por (3.52)

$$\mathbf{T}_v^{-1} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0.5 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0.5 \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Dessa forma, após as devidas multiplicações matriciais, (3.51) pode ser reescrita

conforme (3.53).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \\ i_{aint} \\ i_{bint} \\ i_{cint} \end{bmatrix} = \frac{2}{3L} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ -\frac{3}{2} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{3}{2} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{3}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{a,virtual} \\ v_{b,virtual} \\ v_{c,virtual} \\ v_{aint} \\ v_{bint} \\ v_{cint} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ V_{cc} \\ V_{cc} \\ V_{cc} \end{bmatrix} + \frac{2}{3L} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

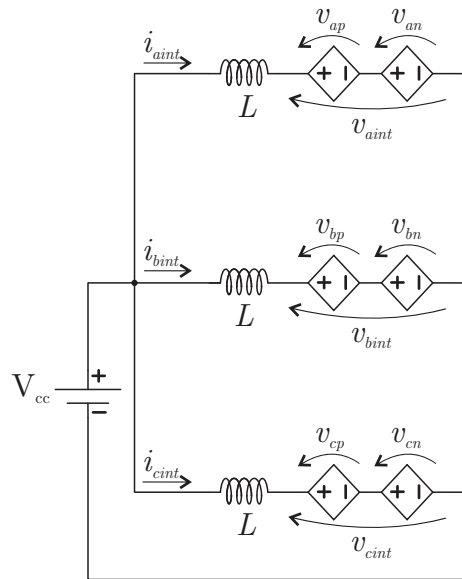
Através da análise de (3.53) pode-se verificar a influência de correntes internas e correntes vinculadas a rede, ou seja, de saída, dessa forma, pode-se dividir a matriz em duas, as quais são apresentadas em componentes internas (3.54) e externas (3.55).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{aint} \\ i_{bint} \\ i_{cint} \end{bmatrix} = -\frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_{aint} \\ v_{bint} \\ v_{cint} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{cc} \\ V_{cc} \\ V_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} = \frac{2}{3L} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{a,virtual} \\ v_{b,virtual} \\ v_{c,virtual} \end{bmatrix} + \frac{2}{3L} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

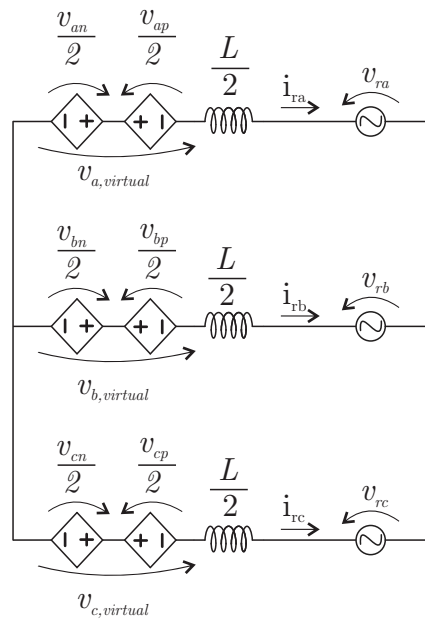
A partir de (3.54) pode-se representar o circuito equivalente de entrada do conversor MMC e a partir de (3.55) pode-se definir o circuito equivalente de saída do conversor MMC, conforme pode ser verificado nas Figuras 3.17 e 3.18.

Figura 3.17 – Circuito equivalente da entrada do conversor MMC.



Fonte: Autor.

Figura 3.18 – Circuito equivalente da saída do conversor MMC.



Fonte: Autor.

Ao final desta seção chegou-se no circuito simplificado de entrada e saída do MMC.

Pode-se verificar no circuito de entrada, Figura 3.17, que a tensão v_{xint} é o somatório das tensões nos polos positivos e negativos e se a tensão no indutor for desconsiderada, a tensão V_{cc} é a mesma que v_{xint} .

Em relação ao circuito de saída, Figura 3.18, cada saída de fase do conversor conecta-se a respectiva fase da rede, e essas fases estão conectadas em Y. Conforme

apresentado em (3.33), a tensão virtual, em regime, é definida como a diferença entre as tensões dos polos dividido por dois.

No circuito de entrada, a indutância é representada apenas como L pois está relacionada com a definição da corrente interna como o somatório das correntes dos polos conforme (3.39). Por outro lado, no circuito de saída, a indutância é dividida por 2. Isso ocorre pois a tensão virtual é definida como a diferença entre as tensões dos polos dividido por dois conforme (3.33). Pode-se verificar em (3.48) que a equação para definição da derivada das correntes nos circuitos internos e externos depende tanto da matriz de transformada de tensão como de corrente, ocasionando a diferença na indutância dos circuitos equivalentes.

Na próxima seção será estudado o comportamento interno do MMC a fim de também ser apresentado um circuito simplificado.

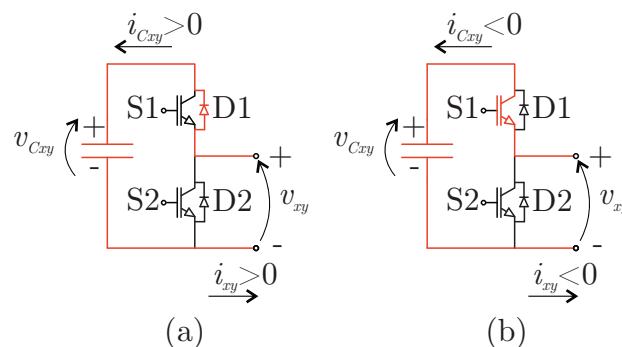
3.2.1 Etapas de operação dos conversores

Os conversores MMC com submódulos de meia ponte possuem duas etapas de operação, cada etapa pode ocorrer de duas formas distintas.

- Etapa 1: Submódulo Inserido

Nessa etapa de funcionamento o capacitor está inserido no sistema. Dependendo o sentido da corrente, pode estar carregando ou descarregando, conforme verifica-se na Figura 3.19.

Figura 3.19 – Submódulo Inserido: (a) Capacitor carregando pelo diodo D1 e (b) diodo D1 deixa de conduzir, a chave S1 é fechada, capacitor começa a descarregar.

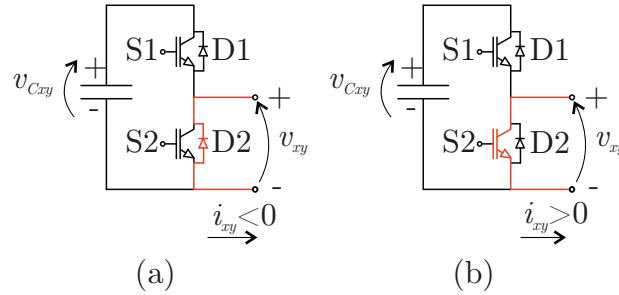


Fonte: Autor.

- Etapa 2: Submódulo Contornado

Nessa etapa o submódulo é contornado, e dessa forma, a tensão V_{xy} é zero (desconsiderando as quedas de tensão no diodo D2 e na chave S2), conforme se pode verificar na Figura 3.20.

Figura 3.20 – Submódulo Contornado: (a) Corrente passando pelo diodo D2 e (b) diodo D2 deixa de conduzir e a chave S2 entra em condução.



Fonte: Autor.

A tensão em um submódulo genérico (\mathbf{v}_{xy}) é dada pela tensão no capacitor (\mathbf{v}_{Cxy}) multiplicada pela ação de controle (\mathbf{u}_{xy}) conforme (3.56), considera-se neste caso que a ação de controle ocasione a inserção do submódulo, conforme Figura 3.19. A corrente no capacitor (\mathbf{i}_{Cxy}) pode ser obtida através da relação entre a corrente na fase (\mathbf{i}_{xy}) multiplicada pela ação de controle (\mathbf{u}_{xy}) conforme (3.57).

A corrente no capacitor (\mathbf{i}_{Cxy}) é definida pela relação entre capacitância (C) e a variação da tensão do capacitor ($d\mathbf{v}_{Cxy}/dt$), equação demonstrada por (3.58).

$$\mathbf{v}_{xy} = \mathbf{u}_{xy} \mathbf{v}_{Cxy} \quad (3.56)$$

$$\mathbf{i}_{Cxy} = \mathbf{u}_{xy} \mathbf{i}_{xy} \quad (3.57)$$

$$C \frac{d\mathbf{v}_{Cxy}}{dt} = \mathbf{i}_{Cxy} \quad (3.58)$$

Considerando que o valor da ação de controle está entre 0 e 1 e lembrando que x se refere a fase e y se refere ao polo positivo ou negativo: ($x = a, b, c$) e ($y = p, n$).

Substituindo (3.57) em (3.58) obtém-se (3.59).

$$C \frac{d\mathbf{v}_{Cxy}}{dt} = \mathbf{u}_{xy} \mathbf{i}_{xy} \quad (3.59)$$

Em relação a tensão nos capacitores, considerando a combinação das três fases e dos dois polos, pode-se apresentar a tensão nos capacitores na forma matricial, conforme

apresentado em (3.60).

$$\mathbf{v}_{C_{xy}} = \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

Considerando de modo similar a tensão nos capacitores, a ação de controle nos submódulos, pode-se chegar em (3.61).

$$\mathbf{u}_{xy} = \begin{bmatrix} u_{ap} \\ u_{an} \\ u_{bp} \\ u_{bn} \\ u_{cp} \\ u_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

Pode-se reescrever (3.59) expandindo para todas as combinações de fases e polos, ficando da seguinte maneira:

$$C \frac{dv_{Cap}}{dt} = u_{ap} i_{ap} \quad (3.62)$$

$$C \frac{dv_{Can}}{dt} = u_{an} i_{an} \quad (3.63)$$

$$C \frac{dv_{Cbp}}{dt} = u_{bp} i_{bp} \quad (3.64)$$

$$C \frac{dv_{Cbn}}{dt} = u_{bn} i_{bn} \quad (3.65)$$

$$C \frac{dv_{Ccp}}{dt} = u_{cp} i_{cp} \quad (3.66)$$

$$C \frac{dv_{Ccn}}{dt} = u_{cn} i_{cn} \quad (3.67)$$

As equações (3.62) a (3.67) podem ainda ser compiladas em forma matricial, para

isto devem ser definidas as matrizes de cada uma das grandezas envolvidas.

$$\dot{\mathbf{v}}_{\mathbf{C}_{xy}} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix}_{6 \times 1} \quad (3.68)$$

$$\mathbf{U}_{xy} = \begin{bmatrix} u_{ap} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & u_{an} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & u_{bp} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & u_{bn} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & u_{cp} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & u_{cn} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (3.69)$$

Com as matrizes apresentadas em (3.43), (3.68) e (3.69) apresenta-se (3.70).

$$C \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{ap} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & u_{an} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & u_{bp} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & u_{bn} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & u_{cp} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & u_{cn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{an} \\ i_{bp} \\ i_{bn} \\ i_{cp} \\ i_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

A equação pode ser apresentada também através de (3.71)

$$C \dot{\mathbf{v}}_{\mathbf{C}_{xy}} = \mathbf{U}_{xy} \mathbf{i}_{xy} \quad (3.71)$$

Similarmente a (3.70) pode-se fazer a mesma equação matricial para a relação de tensão no capacitor, tensão na fase e ação de controle, levando em consideração (3.57) obtém-se (3.72).

$$\begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{ap} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & u_{an} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & u_{bp} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & u_{bn} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & u_{cp} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & u_{cn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

Considerando (3.72), pode-se reescrever (3.24) levando em consideração a ação de

controle no submódulo e a tensão no capacitor, conforme pode ser verificado em (3.73).

$$L\dot{\mathbf{i}}_{\mathbf{xy}} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{B}\mathbf{U}_{\mathbf{xy}}\mathbf{v}_{\mathbf{Cxy}} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{c}V_{cc} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{D}\mathbf{v}_{\mathbf{rx}} \quad (3.73)$$

A partir de (3.56), pode-se isolar $\mathbf{u}_{\mathbf{xy}}$, conforme (3.74).

$$\mathbf{u}_{\mathbf{xy}} = \frac{\mathbf{v}_{\mathbf{xy}}}{\mathbf{v}_{\mathbf{Cxy}}} \quad (3.74)$$

Para dar seguimento ao raciocínio, retoma-se (3.45) com a apresentação da matriz completa, conforme (3.75)

$$\begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0.5 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0.5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{a,virtual} \\ v_{b,virtual} \\ v_{c,virtual} \\ v_{aint} \\ v_{bint} \\ v_{cint} \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

A partir disso, pode-se redefinir item a item a matriz $\mathbf{U}_{\mathbf{xy}}$ apresentada em (3.69), conforme apresenta-se a seguir em (3.76).

$$\mathbf{U}_{\mathbf{xy}} = \begin{bmatrix} \frac{(-v_{av}+0,5v_{aint})}{v_{Cap}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{(v_{av}+0,5v_{aint})}{v_{Can}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{(-v_{bv}+0,5v_{bint})}{v_{Cbp}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{(v_{bv}+0,5v_{bint})}{v_{Cbn}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{(-v_{cv}+0,5v_{cint})}{v_{Ccp}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{(v_{cv}+0,5v_{cint})}{v_{Ccn}} \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

Para fins de simplificação de nomenclatura na apresentação de (3.76), as variáveis $\mathbf{v}_{\mathbf{x,virtual}}$ foram consideradas como $\mathbf{v}_{\mathbf{xv}}$.

$\mathbf{U}_{\mathbf{xy}}$ se refere a ação de controle do submódulo e deve ser limitado entre 0 e 1, portanto aplica-se uma função de saturação $sat(\mathbf{U}_{\mathbf{xy}})$ conforme apresentado em (3.77).

$$sat(x) = \begin{cases} 0, & x \leq 0; \\ x, & 0 < x < 1; \\ 1, & x \geq 1. \end{cases} \quad (3.77)$$

Dessa forma, pode-se reescrever (3.73) conforme (3.78). O mesmo se aplica a (3.71), dessa forma pode-se incluir a função sat conforme (3.79).

$$L\dot{\mathbf{i}}_{\mathbf{xy}} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{B} sat(\mathbf{U}_{\mathbf{xy}})\mathbf{v}_{\mathbf{Cxy}} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{c}V_{cc} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{D}\mathbf{v}_{\mathbf{rx}} \quad (3.78)$$

$$C\dot{\mathbf{v}}_{C\mathbf{xy}} = \text{sat}(\mathbf{U}_{\mathbf{xy}})\mathbf{i}_{\mathbf{xy}} \quad (3.79)$$

Reescrevendo (3.46) na forma completa, apresenta-se $\mathbf{i}_{\mathbf{xy}}$ em função de $\mathbf{i}_{\mathbf{rx,xint}}$, conforme (3.80).

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{ap} \\ \dot{i}_{an} \\ \dot{i}_{bp} \\ \dot{i}_{bn} \\ \dot{i}_{cp} \\ \dot{i}_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ -0.5 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ 0 & 0.5 & 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & -0.5 & 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 & 0.5 \\ 0 & 0 & -0.5 & 0 & 0 & 0.5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \\ i_{aint} \\ i_{bint} \\ i_{cint} \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

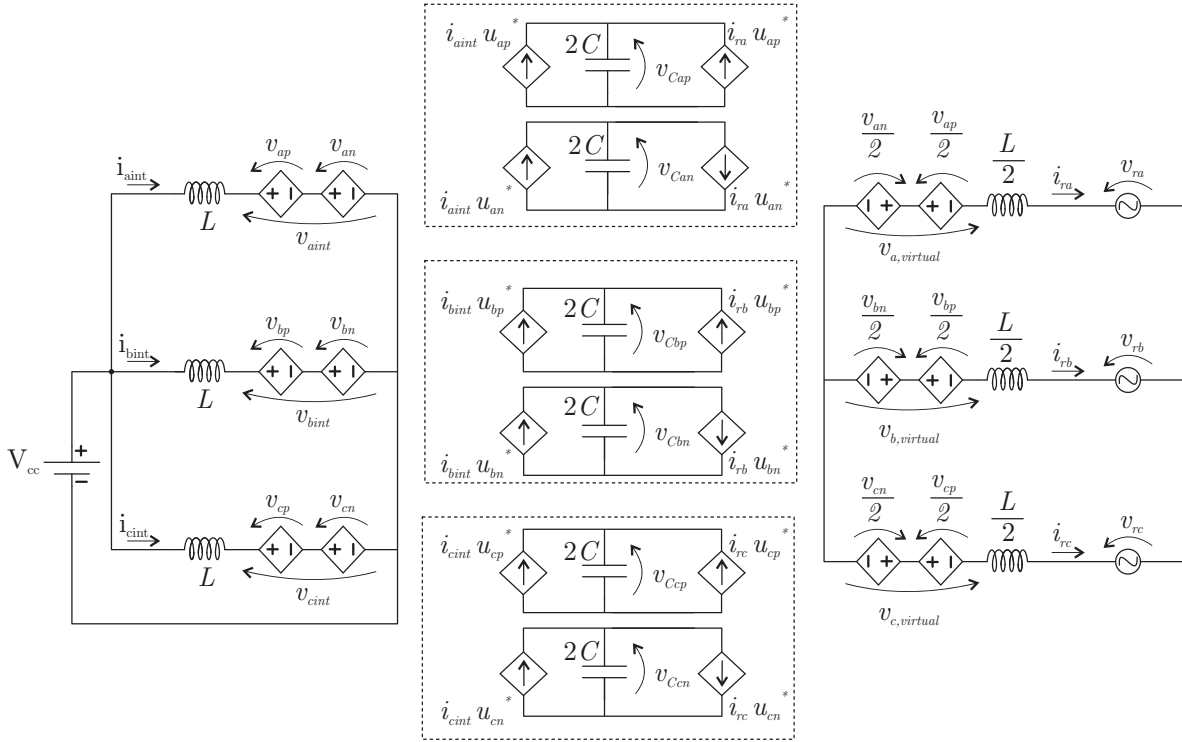
Substituindo (3.80) em (3.79), chega-se em (3.81).

$$2C \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sat}(u_{ap})(i_{ra} + i_{aint}) \\ \text{sat}(u_{an})(-i_{ra} + i_{aint}) \\ \text{sat}(u_{bp})(i_{rb} + i_{bint}) \\ \text{sat}(u_{bn})(-i_{rb} + i_{bint}) \\ \text{sat}(u_{cp})(i_{rc} + i_{cint}) \\ \text{sat}(u_{cn})(-i_{rc} + i_{cint}) \end{bmatrix} \quad (3.81)$$

A partir de (3.81) pode-se complementar os diagramas apresentados nas Figuras 3.17 (diagrama equivalente de entrada do conversor MMC) e 3.18 (diagrama equivalente de saída do conversor MMC) com a dinâmica interna dos submódulos, ficando o diagrama completo conforme Figura 3.21.

Para fins de simplificação de representação no diagrama da Figura 3.21 considerou-se que $\mathbf{u}_{\mathbf{xy}}^* = \text{sat}(\mathbf{u}_{\mathbf{xy}})$.

Figura 3.21 – Circuito equivalente completo do Conversor MMC.



Fonte: Autor.

Ao substituir (3.76) em (3.81) e ao considerar que a ação de controle não sature, pode-se definir (3.82).

$$2C \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{-v_{a,virtual} + 0,5v_{aint}}{v_{Cap}} \right) (i_{ra} + i_{aint}) \\ \left(\frac{v_{a,virtual} + 0,5v_{aint}}{v_{Can}} \right) (-i_{ra} + i_{aint}) \\ \left(\frac{-v_{b,virtual} + 0,5v_{bint}}{v_{Cbp}} \right) (i_{rb} + i_{bint}) \\ \left(\frac{v_{b,virtual} + 0,5v_{bint}}{v_{Cbn}} \right) (-i_{rb} + i_{bint}) \\ \left(\frac{-v_{c,virtual} + 0,5v_{cint}}{v_{Ccp}} \right) (i_{rc} + i_{cint}) \\ \left(\frac{v_{c,virtual} + 0,5v_{cint}}{v_{Ccn}} \right) (-i_{rc} + i_{cint}) \end{bmatrix} \quad (3.82)$$

Expandindo os termos de 3.82 obtém-se 3.83.

$$C \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \left(\frac{-v_{a,virtual}i_{ra} + 0,5v_{aint}i_{ra} - v_{a,virtual}i_{aint} + 0,5v_{aint}i_{aint}}{v_{Cap}} \right) \\ \left(\frac{-v_{a,virtual}i_{ra} - 0,5v_{aint}i_{ra} + v_{a,virtual}i_{aint} + 0,5v_{aint}i_{aint}}{v_{Can}} \right) \\ \left(\frac{-v_{b,virtual}i_{rb} + 0,5v_{bint}i_{rb} - v_{b,virtual}i_{bint} + 0,5v_{bint}i_{bint}}{v_{Cbp}} \right) \\ \left(\frac{-v_{b,virtual}i_{rb} - 0,5v_{bint}i_{rb} + v_{b,virtual}i_{bint} + 0,5v_{bint}i_{bint}}{v_{Cbn}} \right) \\ \left(\frac{-v_{c,virtual}i_{rc} + 0,5v_{cint}i_{rc} - v_{c,virtual}i_{cint} + 0,5v_{cint}i_{cint}}{v_{Ccp}} \right) \\ \left(\frac{-v_{c,virtual}i_{rc} - 0,5v_{cint}i_{rc} + v_{c,virtual}i_{cint} + 0,5v_{cint}i_{cint}}{v_{Ccn}} \right) \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

Após definição do modelo, o mesmo foi validado confrontando medições do circuito

simulado e o modelo teórico, conforme é apresentado nas Figuras 3.22 e 3.23, as quais se referem ao polo positivo da fase a e nas Figuras 3.24 e 3.25 que se referem ao polo negativo da fase a.

Nas Figuras 3.22 e 3.23 apresentam-se as quatro parcelas (p1, p2, p3 e p4) da equação 3.83 referente a fase a no polo positivo. As equações são apresentadas conforme (3.84) a (3.87).

$$p1 = 0,5 \left(\frac{-v_{a,virtual} i_{ra}}{v_{Cap}} \right) \quad (3.84)$$

$$p2 = 0,5 \left(\frac{0,5v_{aint} i_{ra}}{v_{Cap}} \right) \quad (3.85)$$

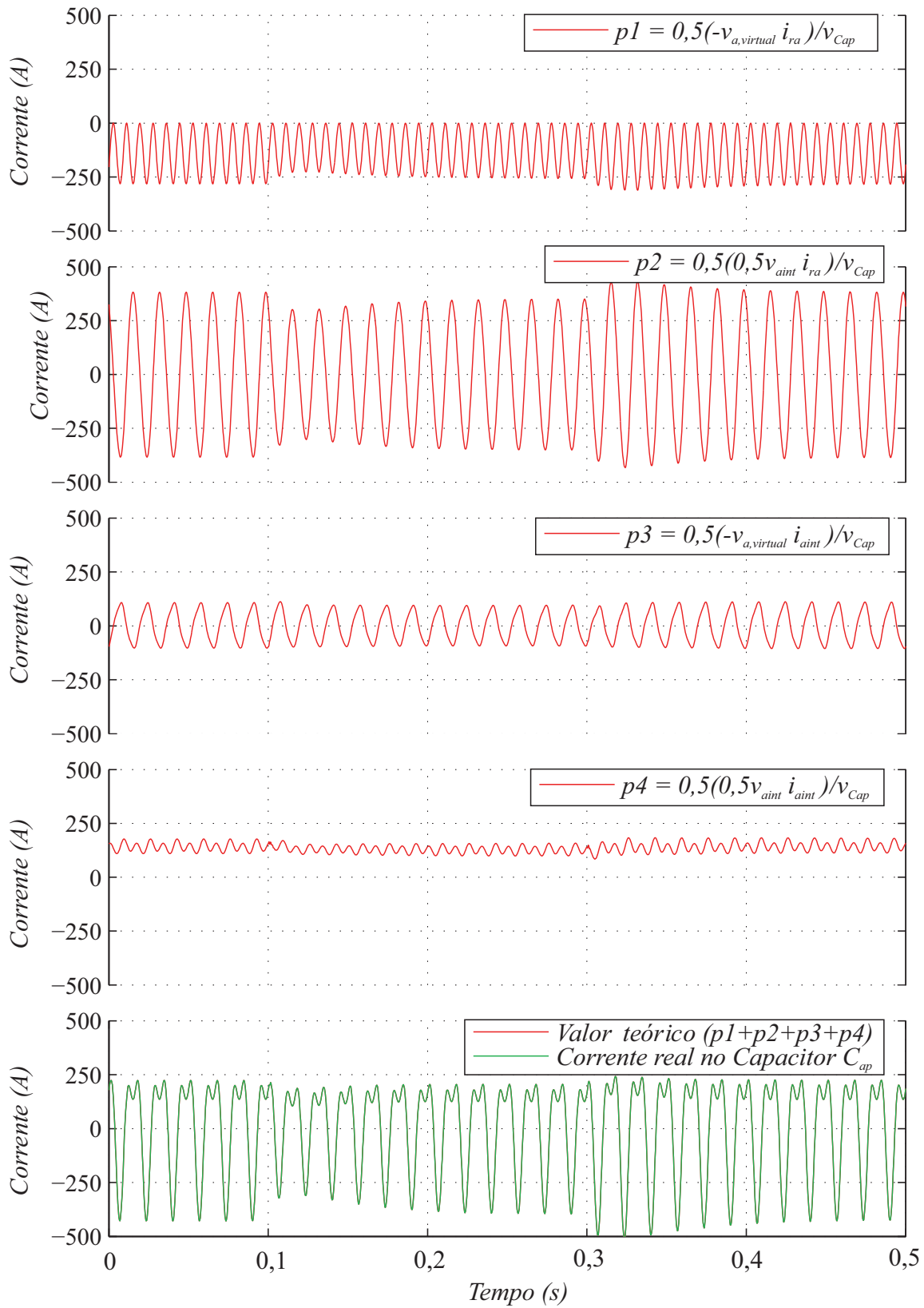
$$p3 = 0,5 \left(\frac{-v_{a,virtual} i_{aint}}{v_{Cap}} \right) \quad (3.86)$$

$$p4 = 0,5 \left(\frac{0,5v_{aint} i_{aint}}{v_{Cap}} \right) \quad (3.87)$$

O somatório dessas parcelas irá definir a corrente no capacitor do submódulo equivalente. A parcela p1 que é composta por componentes relacionados a rede, representa o fluxo de corrente entre o conversor e a rede. A parcela p4 que é composta por componentes relacionados ao barramento CC, representa o fluxo de corrente entre o barramento CC e o conversor. A parcela p3 está relacionada com a referência de corrente que será utilizada no controle do sistema e a parcela p2 está relacionada com o fluxo de corrente entre os polos dos submódulos de uma mesma fase com o objetivo de controlar a referência de energia do controle da fase.

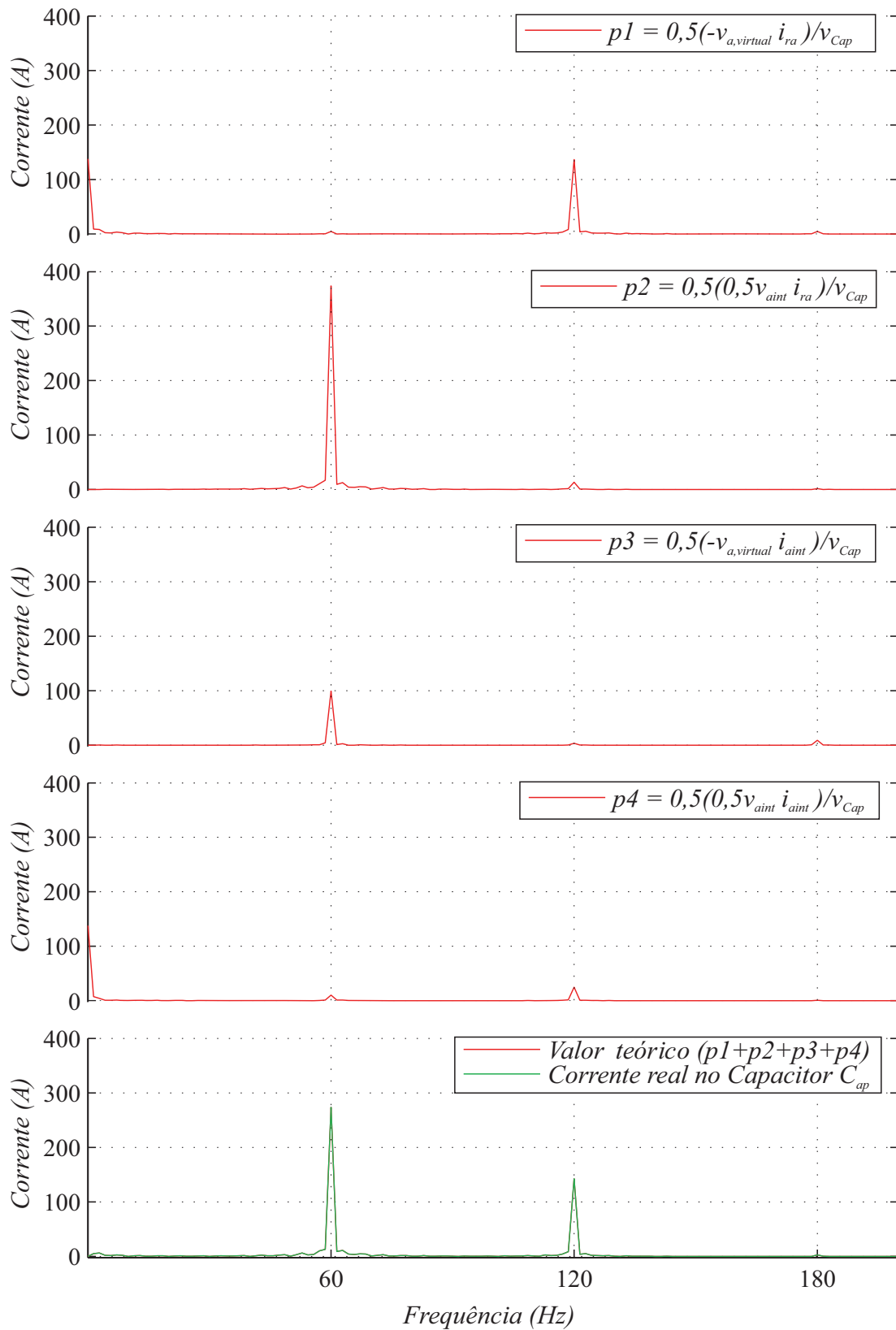
Nos gráficos apresentados nas Figuras 3.22 e 3.24 pode-se verificar uma perturbação que ocorre de 0,1 a 0,3s a fim de demonstrar que o equacionamento é válido para inserção de distúrbios. Nesse caso, a referência de energia no capacitor equivalente dos polos foi alterada e com isso a dinâmica da corrente nos submódulos sofreu variações.

Figura 3.22 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo positivo.



Fonte: Autor.

Figura 3.23 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo positivo, com apresentação dos resultados no domínio da frequência.



Fonte: Autor.

A seguir pode-se fazer a mesma análise realizada anteriormente, mas agora levando em consideração o polo negativo da fase a. Pode-se verificar as equações (3.88) a (3.91) que foram extraídas de (3.83). Em relação aos efeitos de cada parcela, segue-se a mesma lógica das parcelas de 1 a 4, tendo em vista que as únicas diferenças entre elas é o sinal trocado entre as parcelas p2 e p6 e entre p3 e p7, além do denominador que é referente a tensão no capacitor no polo negativo da fase a.

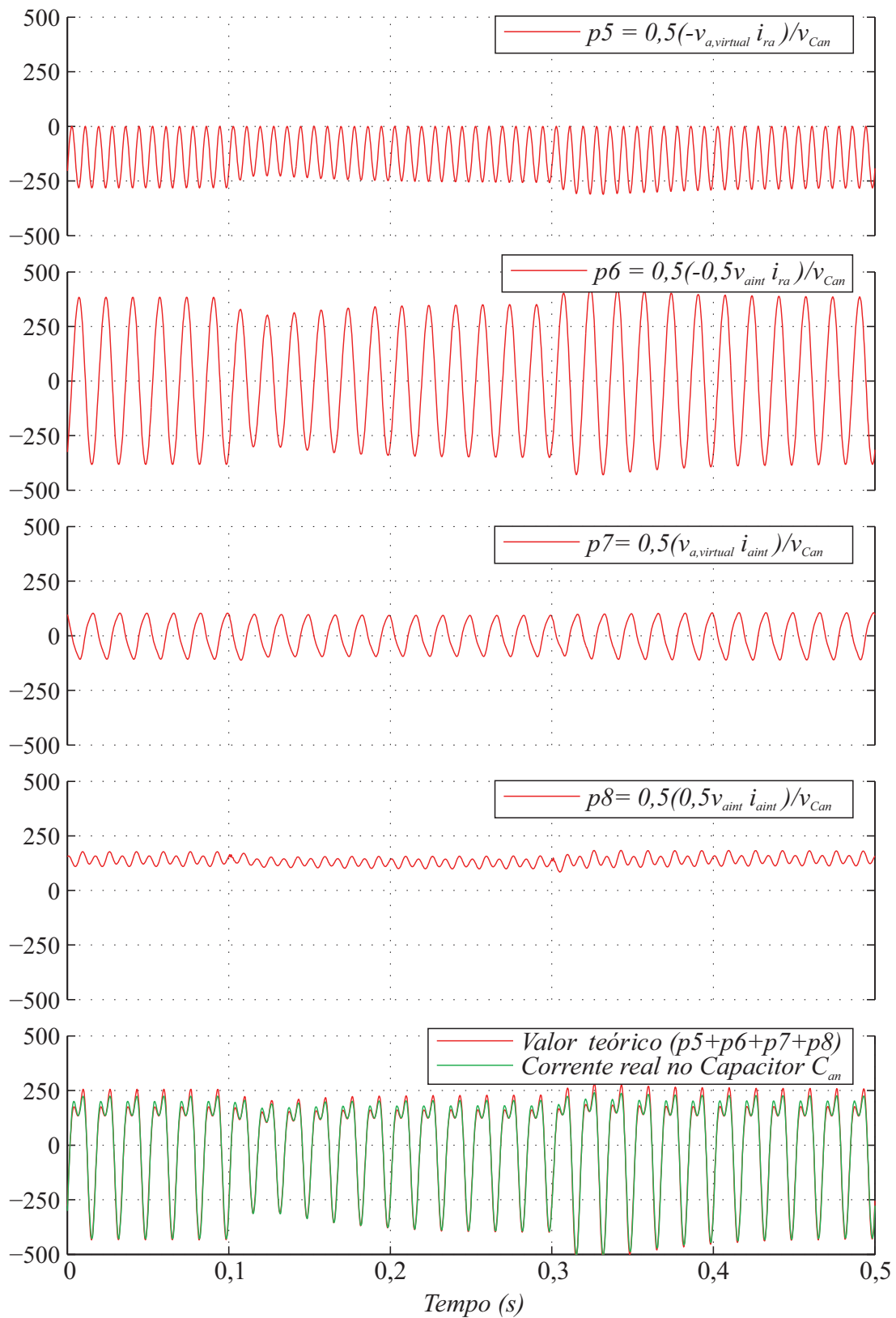
$$p5 = 0,5 \left(\frac{-v_{a,virtual} \dot{i}_{ra}}{v_{Can}} \right) \quad (3.88)$$

$$p6 = 0,5 \left(\frac{-0,5 v_{aint} \dot{i}_{ra}}{v_{Can}} \right) \quad (3.89)$$

$$p7 = 0,5 \left(\frac{v_{a,virtual} \dot{i}_{aint}}{v_{Can}} \right) \quad (3.90)$$

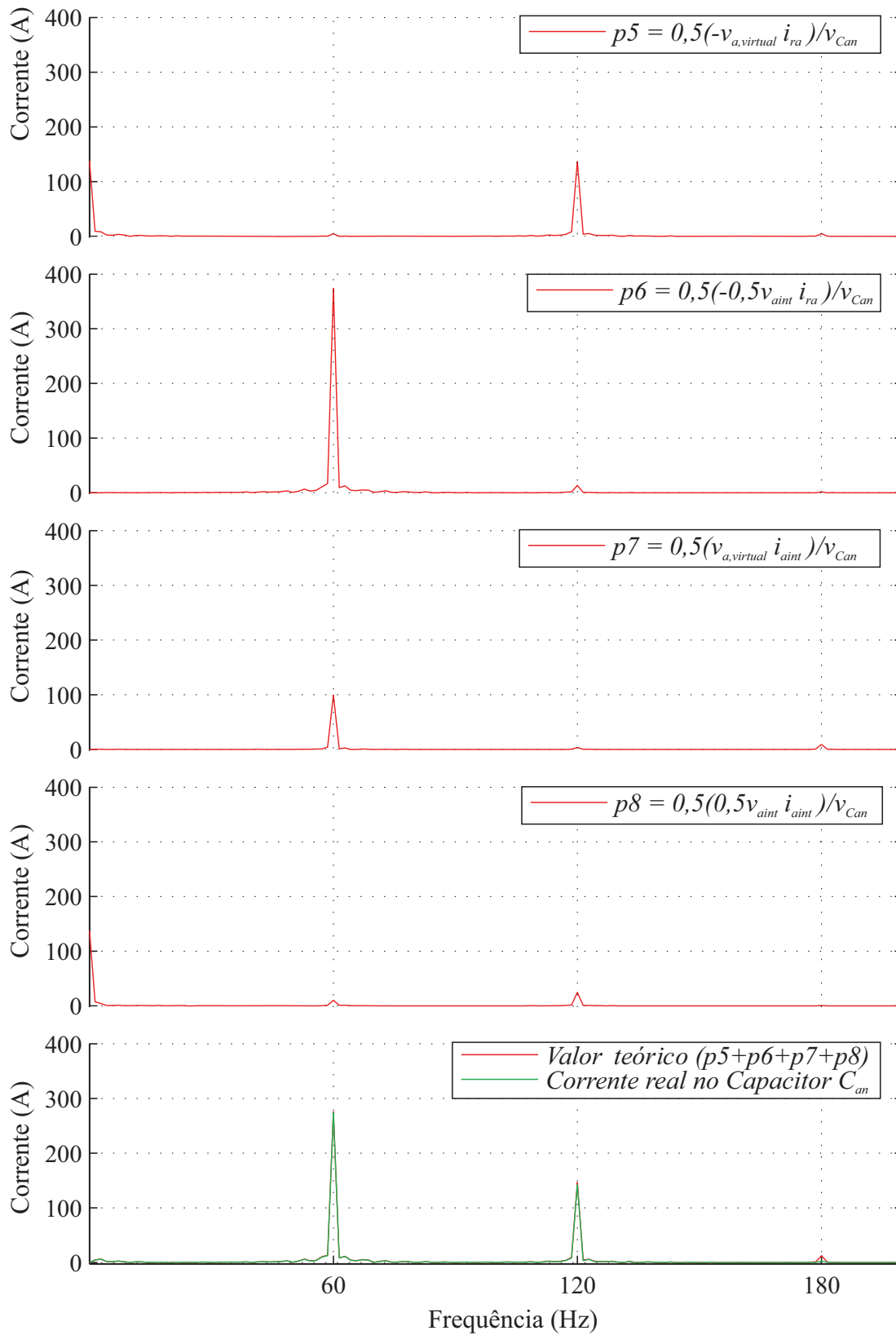
$$p8 = 0,5 \left(\frac{0,5 v_{aint} \dot{i}_{aint}}{v_{Can}} \right) \quad (3.91)$$

Figura 3.24 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo negativo.



Fonte: Autor.

Figura 3.25 – Gráfico da simulação do modelo com equações apresentadas em (3.83) referente a fase a no polo negativo, com apresentação dos resultados no domínio da frequência.



3.3 CONCLUSÃO

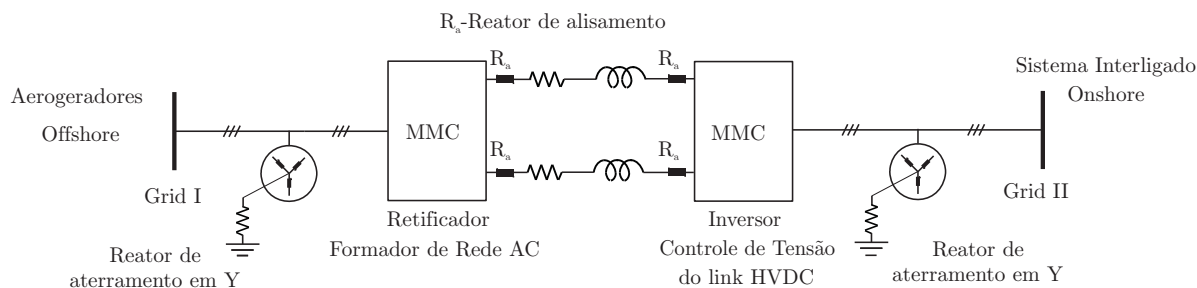
As equações (3.78) e (3.79) descrevem o comportamento em regime permanente do conversor e podem ser utilizadas para a validação do projeto dos controladores do MMC, excluindo aqueles vinculados ao balanço das tensões que constituem os polos positivos e negativos. O modelo desenvolvido é não linear e inclui a limitação da tensão disponível nos polos, através da função saturação. O modelo dinâmico inclui as dinâmicas interna, de entrada e de saída do MMC e foi validado através de simulação no software PSIM. De posse do modelo desenvolvido, pode-se elaborar o projeto de controle do sistema apresentado no Capítulo 4.

4 SISTEMAS DE CONTROLE DOS CONVERSORES MULTI-NÍVEIS MODULARES

Nesse capítulo são abordadas as propostas de controle para os conversores MMC associados a aplicação de uma conexão de um sistema eólico *offshore*. O conversor MMC *offshore* deve formar a rede CA, garantindo tensão e frequência em níveis adequados e despachar a potência oriunda dos parques eólicos. O conversor MMC *onshore* deve regular a tensão do link HVDC em nível adequado para operação dos MMCs, bem como despachar a potência oriunda do link HVDC para o sistema interligado.

Em (CUI et al., 2015) é apresentado um sistema de transmissão utilizando duas estações conversoras com MMC. A fim de simplificar o caso proposto foram retirados os transformadores e os níveis de tensão de ambas as redes foram considerados os mesmos. O sistema que será utilizado como base para a definição das estratégias de controle pode ser verificado na Figura 4.1. Pode-se notar que nesse sistema existem reatores de alisamento nas extremidades do link HVDC que têm a função de reduzir as correntes harmônicas, prevenir corrente intermitente em casos de pequenas cargas, limitar a corrente de falha no link HVDC e prevenir a ressonância no circuito CC. Além disso, apresenta-se o reator de aterramento conectado em Y, o qual já foi mencionado no Capítulo anterior.

Figura 4.1 – Sistema utilizado como base para análise de controle dos MMC.



Fonte: Adaptado de (CUI et al., 2015).

4.1 CONTROLE *OFFSHORE* DE RETIFICAÇÃO E FORMAÇÃO DE REDE CA

Na Figura 4.2 é apresentado o diagrama de blocos da conversora do lado *offshore*. Nessa conversora, o fluxo de potência, em situações normais de operação, será dos parques eólicos *offshore* para o link HVDC, apenas em alguns casos específicos em que a velocidade dos ventos estiver insuficiente para a geração ser maior do que o consumo dos circuitos auxiliares dos aerogeradores, o fluxo será na outra direção. Portanto, pode-se considerar que a função principal dessa conversora será de retificação de tensão alternada para tensão contínua do link HVDC, entretanto o sistema de controle deverá permitir um sistema bidirecional de fluxo de potência. Além dessa questão, o controle dessa estação deverá

formar a rede no lado *offshore*, pois como essa rede conecta apenas os parques eólicos, é necessário que o MMC garanta a amplitude e a frequência das tensões entregues.

Nesse trabalho serão considerados os controladores em eixos síncronos, constituídos de uma malha externa de tensão e outra interna de corrente. Para o controle de tensão, as tensões do lado *offshore* são amostradas. Essa amostragem inicial é realizada em coordenadas abc, posteriormente são executadas transformações para essas tensões serem apresentadas em coordenadas α - β (4.1) e por fim em coordenadas nos eixos síncronos, em coordenadas dq (4.2). Para realizar as transformações, é necessário definir o ângulo θ de referência. Para esta definição escolhe-se uma frequência angular de interesse que passa por um integrador, tornando-se uma referência de ângulo θ .

Há dois compensadores para o erro de tensão e dois para o erro de corrente, um para cada eixo síncrono. Define-se uma referência de tensão nos eixos síncronos, o erro entre essa referência e a amostragem da tensão da rede é a entrada do compensador PI. De maneira similar, o mesmo ocorre com o erro de corrente passando por outro compensador PI em cada um dos eixos síncronos (4.5) e (4.6), as mesmas transformações que ocorreram em relação a tensão, ocorrem para a corrente (4.3) e (4.4). Deve-se realizar a transformada inversa de coordenadas dq para α - β (4.7) e por fim abc (4.8). Ao final desta etapa, o controle irá indicar as componentes de tensão por fase que deverão ser sintetizadas pelo conversor para possibilitar a formação de rede *offshore*.

Após a definição da parcela denominada virtual do conversor, é necessário calcular a componente interna responsável por manter o balanço de energia entre os polos dos conversores. Essa estrutura de controle é apresentada em detalhes na próxima seção.

Para a definição da relação entre as tensões dos polos, as tensões virtuais e internas deve-se retomar (3.35) e isolar o vetor com as tensões dos polos, conforme apresentado na (4.9).

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

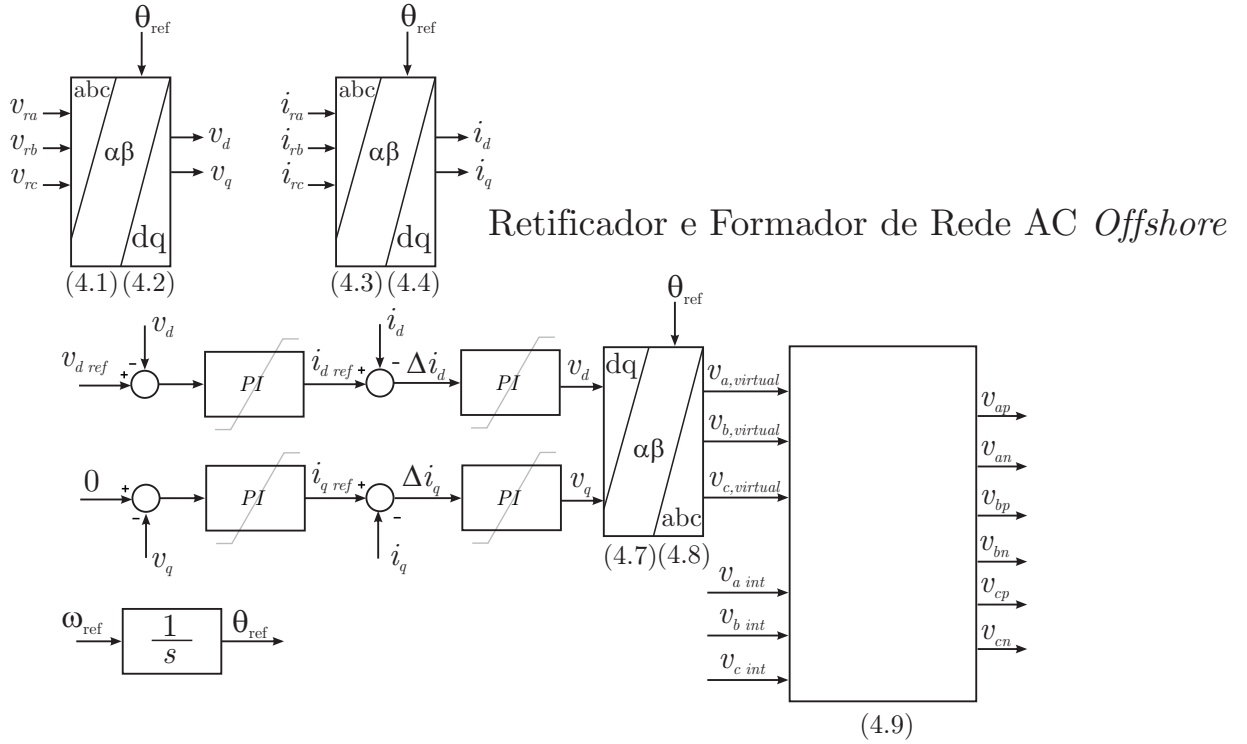
$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\Delta i_d = i_{dref} - i_d \quad (4.5)$$

Figura 4.2 – Diagrama de blocos do controle de formação de rede do lado *offshore*.



Fonte: Autor.

$$\Delta i_q = i_{qref} - i_q \quad (4.6)$$

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

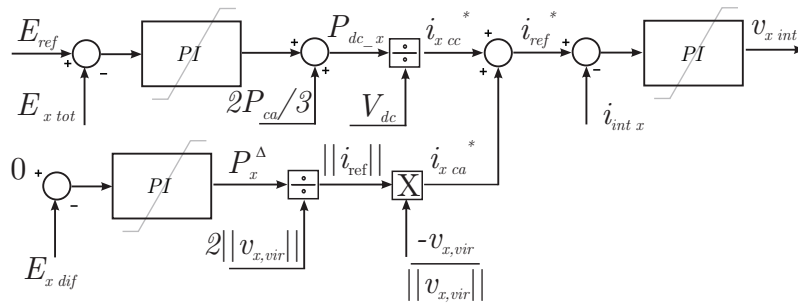
$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$\begin{bmatrix} v_{ap} \\ v_{an} \\ v_{bp} \\ v_{bn} \\ v_{cp} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0,5 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0,5 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0,5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{a,virtual} \\ v_{b,virtual} \\ v_{c,virtual} \\ v_{aint} \\ v_{bint} \\ v_{cint} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

4.2 CONTROLE DE BALANÇO DE ENERGIA NOS POLOS

O controle de balanço de energia nos polos tem dois objetivos, o primeiro é garantir que a soma da energia no polo positivo e negativo de uma fase rastreie uma referência de energia e o segundo é garantir que a diferença entre as energias dos polos seja zero. No estudo proposto nesse trabalho, considerou-se apenas um submódulo equivalente, entretanto, cada polo pode ser formado por centenas de submódulos tornando o controle mais complexo, pois além de controlar o somatório e a subtração da energia nos polos, controla-se também a energia em cada SM. Na Figura 4.3 é apresentado o diagrama de blocos do controle de balanço de energias nos polos. Há uma malha para controle da corrente interna da corrente de fase do MMC. A referência para essa malha possui duas componentes, a primeira tem origem na ação de controle da energia total na fase e a segunda parcela tem origem na malha que analisa a diferença entre as energias dos polos.

Figura 4.3 – Diagrama de blocos do sistema de controle de balanço de energia entre os polos de cada fase.



Fonte: Autor.

A partir da Figura 3.17 observa-se que a energia transferida do barramento CC para o conversor pode ser controlada pela corrente interna. Assim, na Figura 4.3 é proposto que a corrente interna pode ser controlada a partir da tensão interna. Retomando a (3.85) pode-se verificar como se dá o controle das energias nos polos através da corrente.

A seguir é apresentada a relação entre a energia nos polos e a corrente interna. Relembrando a fórmula da energia, tem-se que:

$$E_{xy} = \frac{1}{2} C_{eq} V_{Cxy}^2 \quad (4.10)$$

Aplicando a derivada em 4.10, chega-se em:

$$\frac{dE_{xy}}{dt} = C_{eq} V_{Cxy} \frac{dV_{Cxy}}{dt} \quad (4.11)$$

Partindo do equacionamento realizado em (3.83) pode-se multiplicar ambos os lados da equação pela tensão no capacitor, dessa forma, a Capacitância (C) e a derivada da tensão no capacitor (dV_{Cxy}/dt) passam a ser multiplicados pela tensão no capacitor

($V_{C_{xy}}$) configurando assim, a potência no capacitor, conforme apresentado em (4.11). A equação é reescrita conforme (4.13). Deve-se atentar que em (3.83) a capacitância considerada não foi a equivalente, devendo respeitar a relação apresentada em (4.12), o que vai ocasionar uma simplificação do denominador de ($C/2$) e do termo ($1/2$) que multiplicava a matriz das tensões e correntes.

$$C = \frac{C_{eq}}{2} \quad (4.12)$$

$$C_{eq} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_{Cap} \\ v_{Can} \\ v_{Cbp} \\ v_{Cbn} \\ v_{Ccp} \\ v_{Ccn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (-v_{a,virtual}i_{ra} + 0,5v_{aint}i_{ra} - v_{a,virtual}i_{aint} + 0,5v_{aint}i_{aint}) \\ (-v_{a,virtual}i_{ra} - 0,5v_{aint}i_{ra} + v_{a,virtual}i_{aint} + 0,5v_{aint}i_{aint}) \\ (-v_{b,virtual}i_{rb} + 0,5v_{bint}i_{rb} - v_{b,virtual}i_{bint} + 0,5v_{bint}i_{bint}) \\ (-v_{b,virtual}i_{rb} - 0,5v_{bint}i_{rb} + v_{b,virtual}i_{bint} + 0,5v_{bint}i_{bint}) \\ (-v_{c,virtual}i_{rc} + 0,5v_{cint}i_{rc} - v_{c,virtual}i_{cint} + 0,5v_{cint}i_{cint}) \\ (-v_{c,virtual}i_{rc} - 0,5v_{cint}i_{rc} + v_{c,virtual}i_{cint} + 0,5v_{cint}i_{cint}) \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

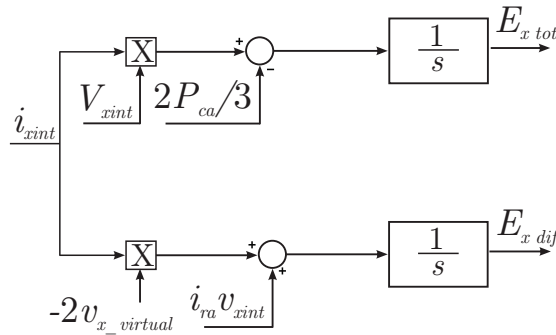
A energia total será a soma das energias nos polos positivos e negativos de cada fase, assim como a diferença de energia será a subtração entre as energias dos polos de cada fase. Pode-se dizer também que a integral da soma das potências dos polos e a integral da diferença das potências dos polos, resultará na energia total e na diferença de energia. Assim, utiliza-se (4.13) para a definição do balanço da energia, para isso será utilizada uma matriz que apresente os valores de interesse por fase e não mais por polos, dessa forma apresenta-se justamente uma matriz com a soma da energia dos polos (4.14) e uma matriz com a diferença da energia dos polos (4.15).

$$\frac{dE_{tot}}{dt} = \begin{bmatrix} i_{aint}v_{aint} - 2i_{ra}v_{a,virtual} \\ i_{bint}v_{bint} - 2i_{rb}v_{b,virtual} \\ i_{cint}v_{cint} - 2i_{rc}v_{c,virtual} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$\frac{dE_{dif}}{dt} = \begin{bmatrix} i_{ra}v_{aint} - 2i_{aint}v_{a,virtual} \\ i_{rb}v_{bint} - 2i_{bint}v_{b,virtual} \\ i_{rc}v_{cint} - 2i_{cint}v_{c,virtual} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Através das equações (4.13) e (4.14) pode-se apresentar o diagrama que relaciona a corrente interna e a energia nos polos do MMC, conforme apresentado na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Diagrama de blocos da relação entre a corrente interna e as energias nos polos do MMC.



Fonte: Autor.

4.3 CONTROLE *ONSHORE* DE INVERSÃO E REGULAÇÃO DE TENSÃO DO LINK HVDC

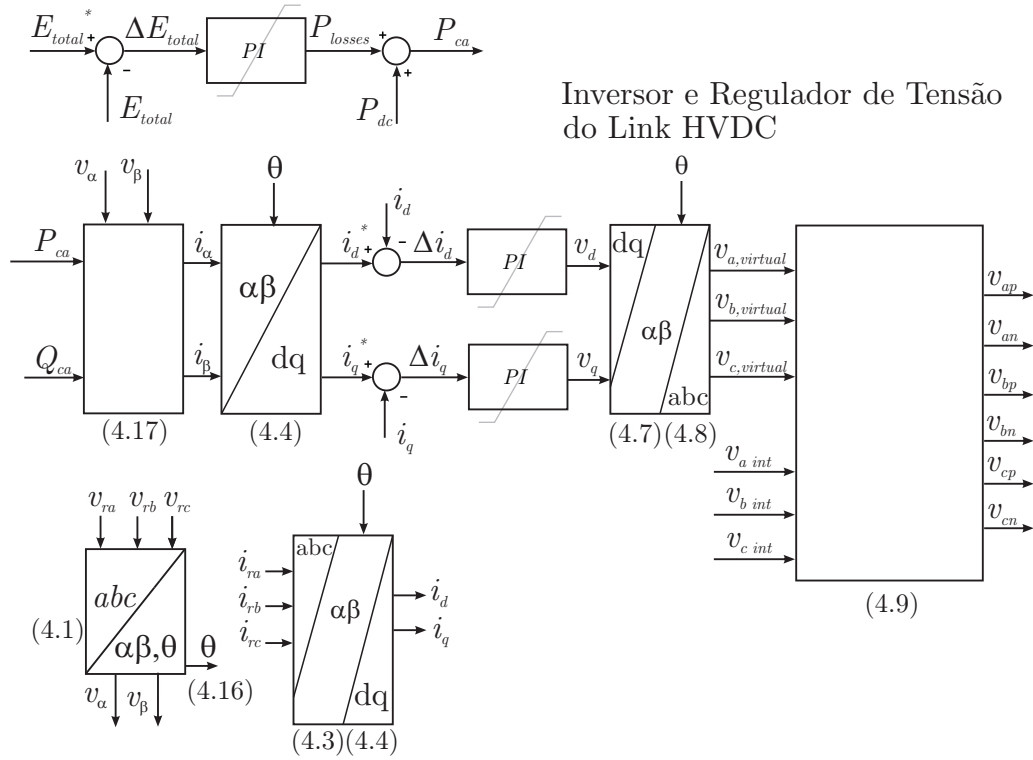
O diagrama de blocos do controle na estação *onshore* que atua normalmente como inversora, bem como tem a função de regular a tensão do link HVDC está apresentado na Figura 4.5. O link HVDC possui uma malha fechada em que a variável que se utiliza para o controle é a potência ativa entregue ao sistema interligado conforme apresentado em (4.17). Uma malha interna de sincronismo é utilizada para impor as correntes necessárias para ocorrer o sincronismo, em que as correntes são obtidas através da teoria instantânea pq, para isso utiliza-se (4.16) para definir o ângulo θ de sincronismo, através da função arco tangente com resultado em radianos. Essa estratégia de controle, recebe potência oriunda dos parques eólicos *offshore* através do link HVDC, rastreia a referência da rede e faz a inversão da tensão para que ocorra a conexão ao sistema interligado. Da mesma forma que a conversora *offshore*, a conversora *onshore* também terá alteração no sentido do fluxo de potência, quando a geração do parque eólico for menor que a carga consumida e portanto, o projeto de controle deve atender ao fluxo bidirecional de potência.

$$\theta = \arctg(v_\beta, v_\alpha) \quad (4.16)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ca} \\ Q_{ca} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Pode-se verificar no diagrama de blocos da Figura 4.5 que o controle da tensão do link HVDC é realizado a partir da energia no link HVDC, que está relacionada com a tensão ao quadrado multiplicado por uma constante. Utilizando um controlador PI pode-se transformar o erro de energia no link HVDC em valores de potência. Esse valor de potência vai definir primeiramente as correntes em alfa e beta e posteriormente em eixos

Figura 4.5 – Diagrama de blocos do sistema de controle do inversor no lado *onshore* com função de controlar a tensão no link HVDC.



Fonte: Autor.

síncronos. Essas correntes irão servir de referência em uma malha fechada de corrente. O erro da corrente irá passar por um controlador PI, tornando-se as tensões em eixos síncronos a serem sintetizadas pelo inversor, posteriormente haverá uma nova transformação para alfa beta e por fim em coordenadas abc.

Observa-se que por meio de (4.9) pode-se estabelecer de uma maneira independente o controle das tensões internas e virtuais que irão definir o fluxo de potência do barramento CC para o conversor e do conversor para a rede. A matriz apresentada em (4.9) possibilitou ainda definir de uma maneira independente as tensões internas e as tensões virtuais. Partindo dessa relação, resulta-se na definição das tensões nos polos positivos e negativos das fases.

A filosofia de projeto dos controladores PI utilizados nesse trabalho foi baseada em (SILVA, 2013), (PEREIRA; CUPERTINO; SELEME, 2017), e (CUI et al., 2015). Os valores utilizados em cada PI podem ser verificados em (4.18) a (4.25).

$$PI_{E_{totHVDC}} = \frac{-960(1 + 0,05s)}{s} \quad (4.18)$$

$$PI_{E_{xtot}} = \frac{553(1 + 0,085s)}{s} \quad (4.19)$$

$$PI_{E_{xdif}} = \frac{40(1 + 0,5s)}{s} \quad (4.20)$$

$$PI_{i_{int}} = \frac{40000(1 + 0,001s)}{s} \quad (4.21)$$

$$PI_{v_d} = \frac{13317,38(1 + 9,19e^{-4}s)}{s} \quad (4.22)$$

$$PI_{v_q} = \frac{13317,38(1 + 9,19e^{-4}s)}{s} \quad (4.23)$$

$$PI_{i_d} = \frac{1,327(1 + 9,19e^{-7}s)}{s} \quad (4.24)$$

$$PI_{i_q} = \frac{1,327(1 + 9,19e^{-7}s)}{s} \quad (4.25)$$

4.4 CONCLUSÃO

O modelo médio desenvolvido tornou possível o desenvolvimento de um modelo que relaciona as grandezas internas de corrente e tensão com as energias totais e diferenças dos polos do MMC. Esse modelo dinâmico possibilitou o desenvolvimento de controladores para essas energias, garantindo a própria operação do MMC.

Os demais controladores necessários para a formação de rede e controle de tensão, são similares a controladores utilizados em conversores convencionais de dois níveis. No próximo capítulo serão apresentados os dados utilizados para a simulação do sistema, bem como os resultados para validação dos modelos de controle propostos nesse capítulo.

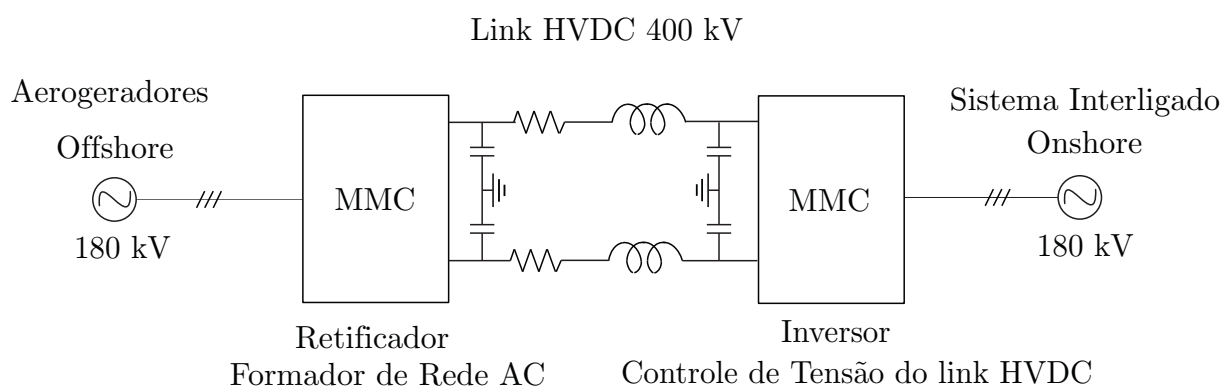
5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesse Capítulo são apresentados resultados de simulações com o objetivo de demonstrar o desempenho da estratégia de controle proposta. Para isso o sistema foi formado por duas estações conversoras: uma no lado *offshore* e outra no lado *onshore*, uma linha HVDC que conecta as duas conversoras, o sistema interligado no lado *onshore* que é usado para realizar o sincronismo da potência oriunda dos parques eólicos. Também foi necessário a inserção de um simulador de geração de parque eólico, possibilitando rampas de geração e inclusive reversão de fluxo de potência, situação em que os parques eólicos estão com geração baixa ou nula e seus sistemas auxiliares demandam mais potência do que o parque está gerando. Ao realizar as simulações foram verificadas variáveis como potência despachada ou consumida, corrente interna no conversor, tensão na linha HVDC, tensão na rede coletora dos parques eólicos e energia nos submódulos equivalentes.

5.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Tomando como base o sistema proposto na Figura 4.1, apresenta-se o modelo para a realização das simulações que será conforme a Figura 5.1. Pode-se verificar que em relação ao sistema anterior, o reator de alisamento e o reator de neutro para limitação de corrente de curto circuito foram desconsiderados pois o objetivo é analisar o sistema em regime permanente. Para verificação sobre o assunto de análise de curto circuito pode-se verificar (CUI et al., 2014).

Figura 5.1 – Sistema a ser considerado para desenvolver os projetos de controle.



Fonte: Autor.

O sistema interliga duas redes, no lado *onshore* um sistema forte, que é o sistema denominado interligado pois se conecta a diversas outras subestações e linhas de transmissão. Do outro lado, a rede formada pelos parques eólicos *offshore* que não possuem

uma referência de tensão, diferentemente do lado *onshore*. Dessa forma, conforme apresentado no capítulo 4 o MMC forma a rede que conecta os parques eólicos *offshore*. O sistema possui as duas estações conversoras que são compostas por MMC, sendo que a *offshore* opera normalmente como retificadora e a *onshore* como inversora. Para conexão das conversoras há uma linha de transmissão em HVDC, a qual utiliza o termo link HVDC, com nível de tensão de 400 kV com configuração de bipolo. A potência nominal do sistema é de 400 MVA. Para a realização das simulações utilizaram-se como base os valores apresentados em um caso em (CUI et al., 2015), conforme tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Principais Parâmetros do Sistema Considerado para Simulação

MMC	
Número de SM por módulos	216
Tensão Média no Capacitor do SM	2,2 kV
Capacitância do SM	4,5 mF
Indutância do braço	15 mH
Link HVDC	
Tensões do link HVDC	+/- 200 kV
Corrente Nominal do link HVDC	1 kA
Comprimento do link HVDC	100 km
Potência e Tensão do Sistema CA	
Tensão de linha rms	180 kV
Potência Nominal	400 MVA
Corrente de fase	1283 A

A partir dos dados apresentados na Tabela 5.1, pode-se calcular as referências de energia nos polos, utilizadas para o controle de balanço de energia, conforme apresentado no capítulo 4. Cabe lembrar que nesse trabalho, será considerado apenas um submódulo equivalente por polo. De acordo com o que foi apresentado em (4.10), a energia depende da capacitância equivalente e do quadrado da tensão no capacitor equivalente. A capacitância equivalente é calculada através de (5.1) e a tensão equivalente através de (5.2).

$$C_{eq} = \frac{C}{n} \quad (5.1)$$

$$V_{eq} = nV_{SM} \quad (5.2)$$

Verificando os dados na Tabela 5.1, pode-se facilmente chegar a 5.3 e 5.4.

$$C_{eq} = 20,83 \mu\text{F} \quad (5.3)$$

$$V_{eq} = 475,2 \text{ kV} \quad (5.4)$$

Por fim, a energia em cada polo e a energia total por fase serão dadas por 5.5 e 5.6.

$$E_{polo} = 2,35 \text{ MJ} \quad (5.5)$$

$$E_{total} = 4,7 \text{ MJ} \quad (5.6)$$

Essas referências irão ser utilizadas no controle de balanço de energia dos SMs. Outra importante informação que ainda é necessária, são os dados da link HVDC, que utilizará cabos isolados submarinos. Utilizando como base o catálogo da fabricante Brugg Cable (BRUGG CABLES, 2006) pode-se dimensionar as variáveis vinculadas ao link HVDC. Não se encontrou dados do fabricante para cabos exclusivos para aplicações em HVDC, portanto, considerou-se o cabo XDRCUA-ALT 400/230 kV XLPE Cable. Esse cabo possui apenas um condutor, sendo que o material do condutor é o cobre. Dentre as características importantes de utilização desse cabo, apresenta-se a tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Parâmetros dos cabos utilizados no link HVDC

Características Técnicas	
Seção	630 mm ²
Capacitância	0,13 μF/km
Impedância (90°C, 50 Hz)	0,22 Ω
Resistividade do Cobre	1,72.10 ⁻⁸ Ωm
Ampacidade	
Enterrado no solo (trifólio)	819 A
Ao ar livre (trifólio)	1068 A
Ao ar livre (paralelos)	1173 A

Pode-se verificar que o cabo possui ampacidade de cerca de 1200 A quando está ao ar livre. No caso da instalação submarina, esse cabo irá ter uma melhor dissipação de calor e suportará a corrente nominal de 1000 A sem restrições. A tabela 5.2 informa a impedância e a resistividade do cobre. As quais são utilizadas para calcular a componente

resistiva e a indutiva do cabo para a simulação da linha HVDC.

$$R = \frac{\rho L}{A} = 2,73 \Omega \quad (5.7)$$

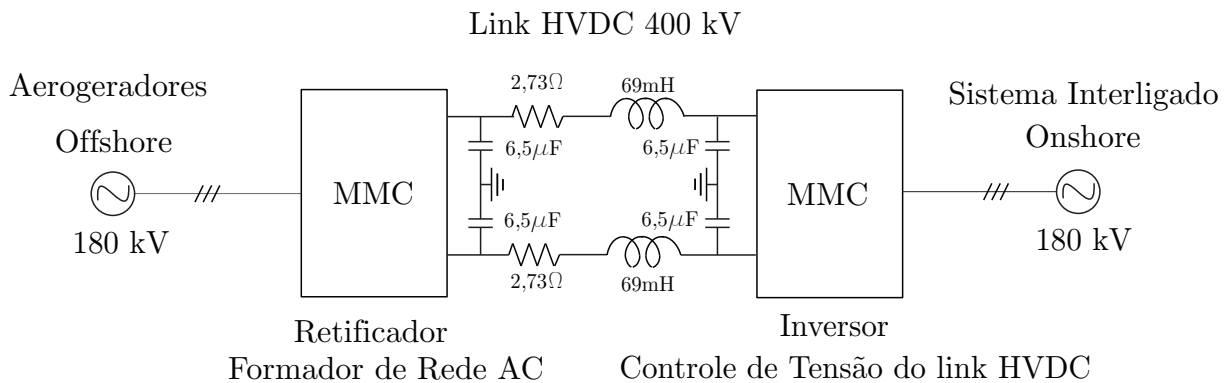
$$X_L = \sqrt{Z^2 - R^2} = 21,83 \text{ H} \quad (5.8)$$

$$X_L = 21,83 \text{ H} \quad (5.9)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} = 69 \text{ mH} \quad (5.10)$$

Após essas definições, pode-se completar o diagrama que apresenta o circuito a ser simulado, conforme pode-se verificar na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Sistema final a ser considerado para desenvolver os projetos de controle.



Fonte: Autor.

5.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Foi considerado um caso base com fluxo de potência inicial da estação conversora *onshore* para a estação conversora *offshore* com cerca de 70 MW de fluxo de potência. Após dois segundos de simulação o fluxo se inverteu, mantendo a mesma potência, e após mais dois segundos o fluxo alcançou a potência nominal de 400 MW.

Na Figura 5.3 apresenta-se o gráfico com as variáveis internas da estação conversora *offshore*. A fim de não poluir o gráfico e ter uma melhor visualização das variáveis, optou-se por apresentar as variáveis internas apenas da fase A. O polo positivo e o negativo do MMC formam uma fase, portanto a soma das energias dos submódulos equivalentes dos polos apresenta uma referência de energia total, a qual deverá ser rastreada. Em relação a estas variáveis, pode-se verificar que a referência total de energia é de 4,7 MJ e a medição

da energia total consegue rastrear esse valor. Além disso, outra importante filosofia de controle é que a diferença entre as energias dos polos positivos e negativos seja zero, dessa forma as energias médias dos polos devem ser iguais, ou seja cada polo deverá ter energia média de 2,35 MJ e consequentemente o valor médio da diferença deverá ser zero.

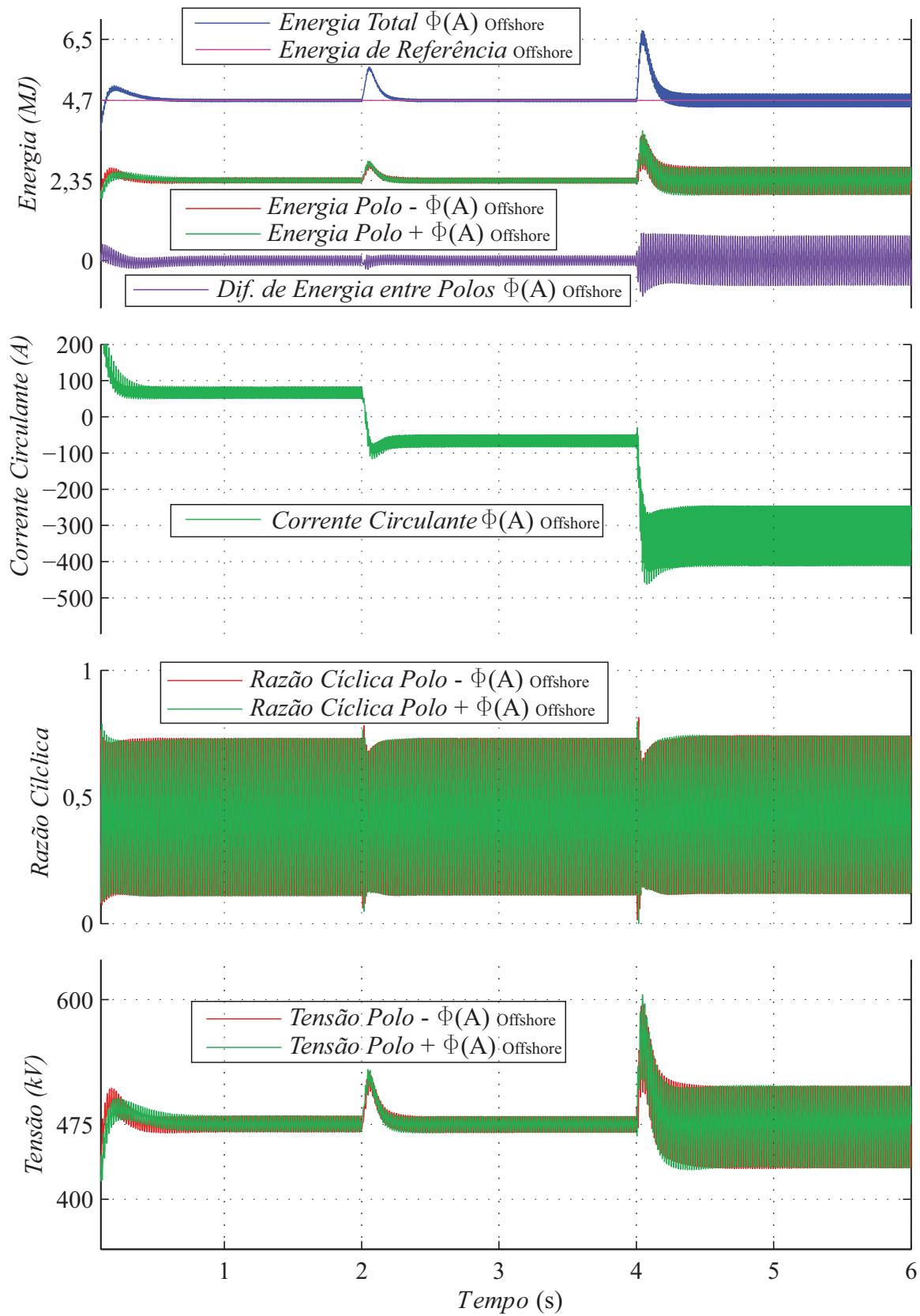
Ainda na Figura 5.3, no segundo gráfico apresenta-se a corrente circulante no MMC da fase A, que é a soma da corrente nos polos positivos e negativos de uma fase do MMC. Verifica-se que a corrente segue a mesma lógica de inversão do fluxo de potência, bem como acréscimo de intensidade em 4 s quando o sistema alcança a capacidade nominal.

No gráfico 3 apresenta-se as razões cíclicas dos submódulos que formam os polos positivos e negativos da fase A, observa-se que a razão cíclica não satura.

No gráfico 4 apresenta-se a tensão nos submódulos equivalentes, a qual fica em torno do valor médio apresentado anteriormente de 475 kV.

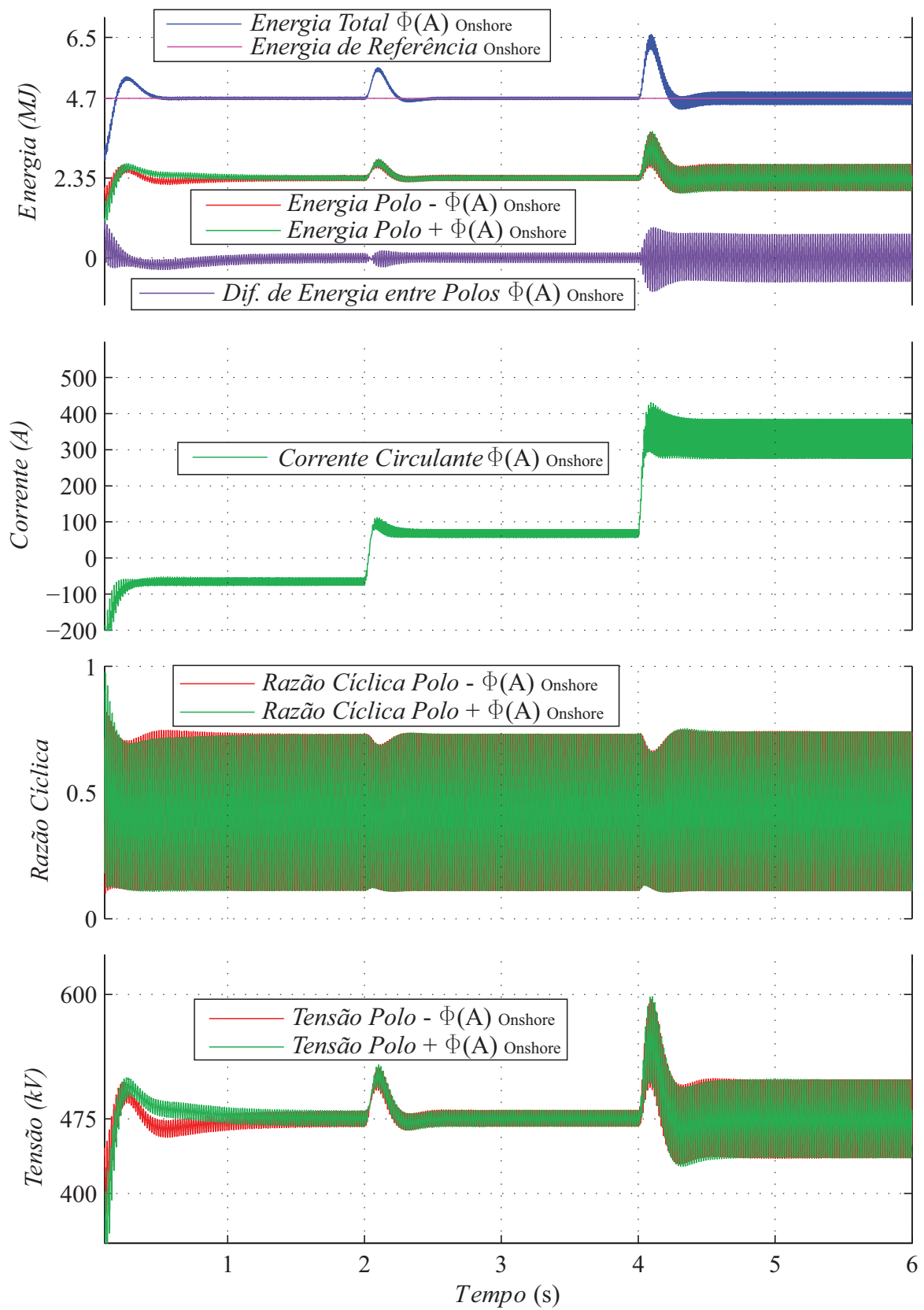
Na Figura 5.4 apresenta-se o mesmo caso base, entretanto com as variáveis internas da estação conversora *onshore*, verifica-se que os valores são similares em ambos os controles.

Figura 5.3 – Simulação do caso base apresentando variáveis internas da estação conversora offshore.



Fonte: Autor.

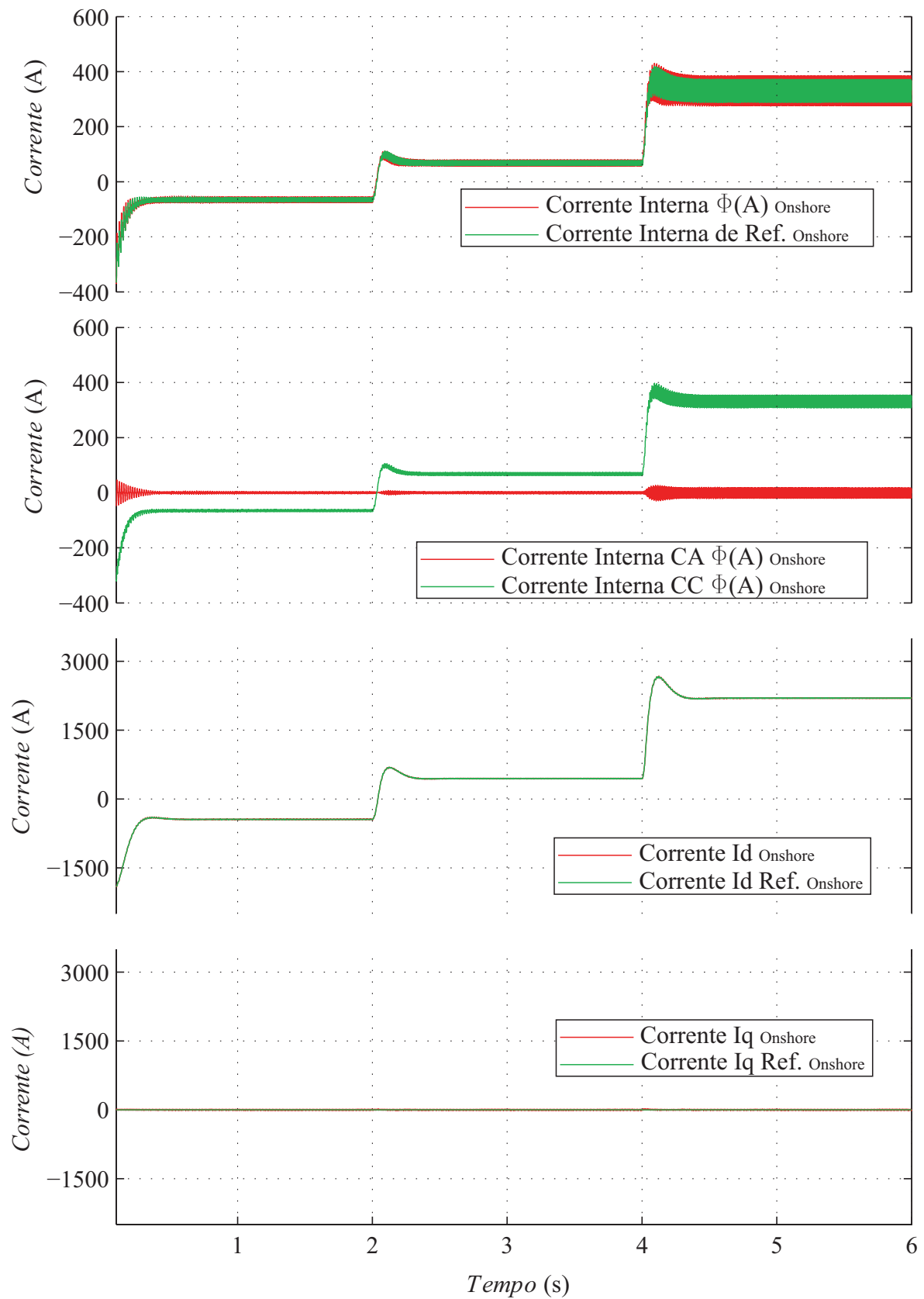
Figura 5.4 – Simulação do caso base apresentando variáveis internas da estação conversora *onshore*.



Na Figura 5.5 os gráficos demonstram as variáveis de controle da corrente interna e das correntes de eixos síncronos na conversora *onshore*. No primeiro gráfico, além da corrente circulante ou corrente interna, apresenta-se a corrente interna de referência a qual está sempre se atualizando, pois é composta pelas parcelas de corrente interna alternada e contínua, que são apresentadas no gráfico 2. Observa-se que a parcela alternada possui uma amplitude inferior em relação a contínua. A parcela contínua aumenta significativamente conforme o aumento da potência do sistema, como se pode verificar em 4 segundos de simulação.

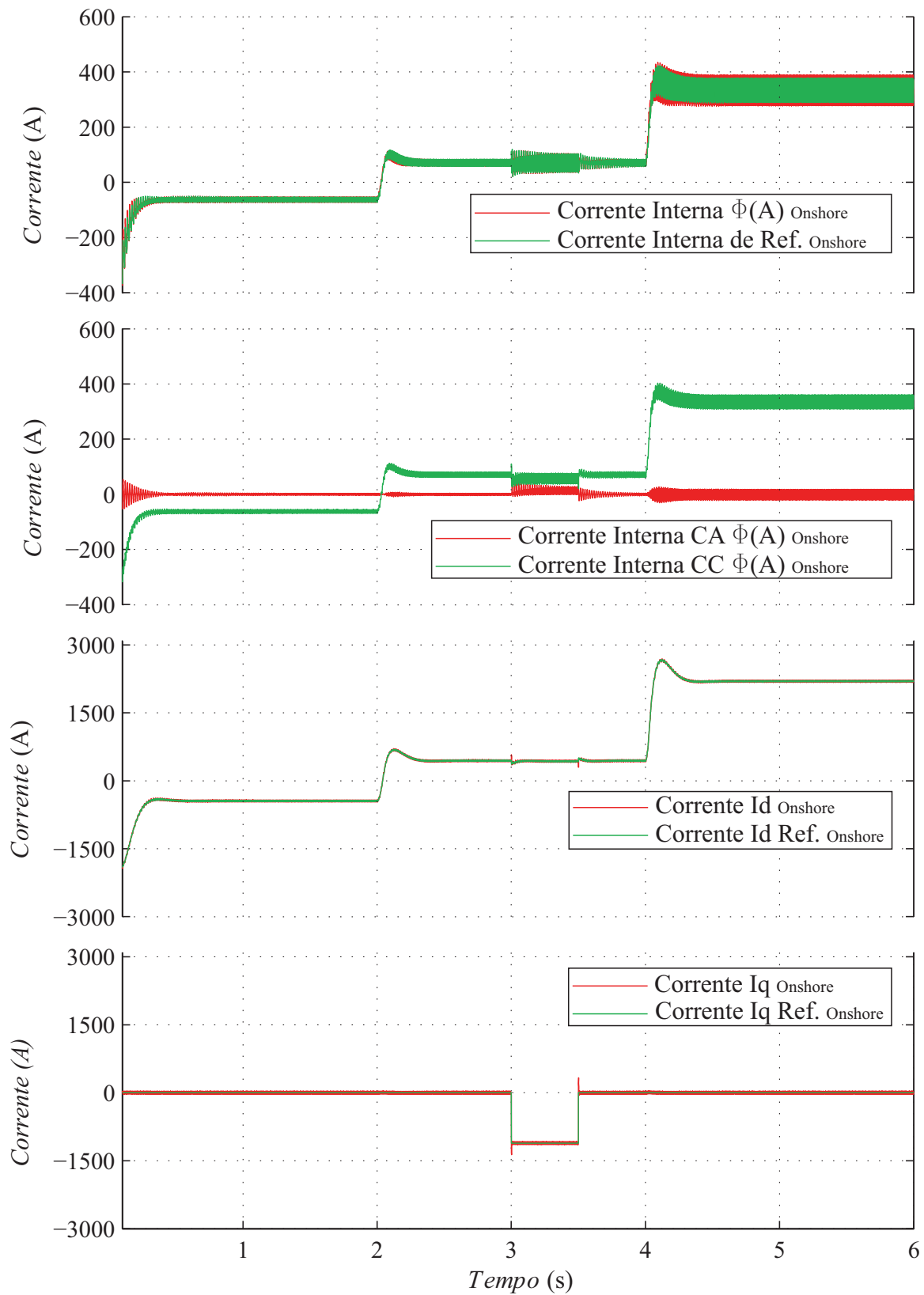
Outras correntes importantes para a operação do sistema no lado da estação *onshore* são as correntes em eixos síncronos. Essas correntes irão passar pelos controladores e posteriormente irão indicar as parcelas virtuais de tensão que o conversor deverá sintetizar. Portanto, as correntes medidas deverão seguir a referência conforme se pode verificar nos gráficos 3 e 4. Como no caso específico não se deseja fluxo de potência reativa, a mesma está setada em zero, conforme analisa-se no gráfico 4. Por outro lado, a corrente em eixo direto está diretamente relacionada a potência ativa e assim a mesma varia em degraus conforme atualiza-se a referência de potência. Vale lembrar que baseado no diagrama de controle da estação *onshore* apresentado na Figura 4.5 essa potência será a saída de um controlador da energia virtual do link HVDC, pois o objetivo da estação conversora *onshore* é controlar a energia no referido link e não o despacho de potência ativa.

Para comprovar o controle da potência reativa, além do caso base inseriu-se uma referência de 200 MVar de potência reativa em 3 segundos e posteriormente em 3,5 segundos a mesma foi retirada, apenas para demonstrar que o controle opera de maneira adequada, conforme está exposto na Figura 5.6.

Figura 5.5 – Simulação conforme caso base com as variáveis de controle de corrente interna e correntes de eixos síncronos na conversora *onshore*.

Fonte: Autor.

Figura 5.6 – Simulação conforme caso base e degrau de potência reativa (200 MVar) em 3 s (entrada) e 3,5 s (saída).



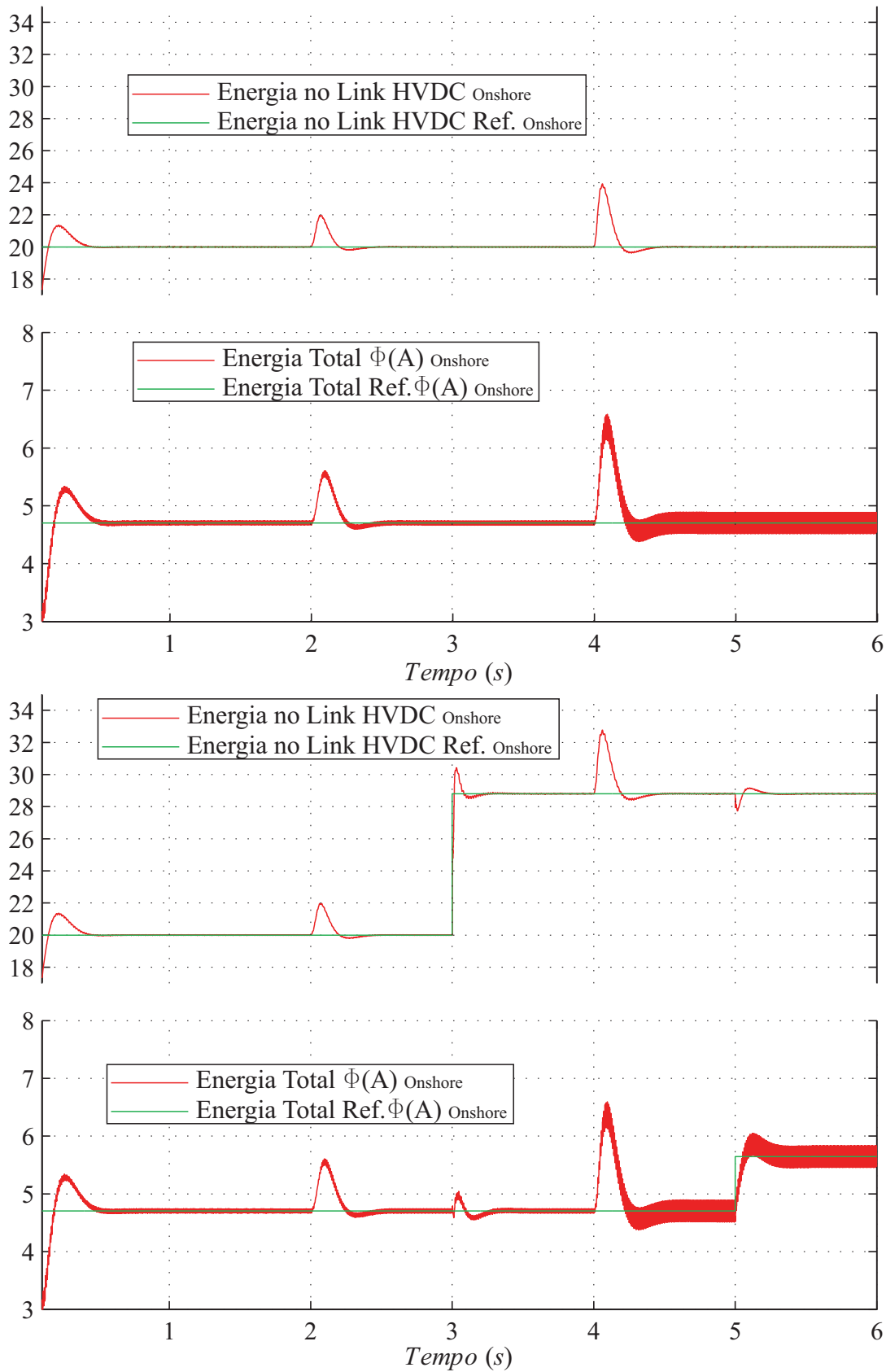
Fonte: Autor.

Na Figura 5.7 apresentam-se os controles de energia do sistema. O controle da energia no link HVDC controla de maneira indireta a tensão no barramento CC, já que se pode fazer a relação apresentada em (4.10), que relaciona o quadrado da tensão do link HVDC vezes a capacitância equivalente. Entretanto nesse caso a capacitância equivalente utilizada para a linha é virtual, pois o fluxo de potência não ocorre nesse capacitor, que seria a camada isolante do cabo. Portanto a constante que multiplica a tensão ao quadrado não possui um significativo real, é apenas virtual. Na simulação optou-se por inserir o valor de $250 \mu\text{F}$ para que os valores ficassem em torno de 20 MJ, para melhor visualização do gráfico.

Na Figura 5.7 cabe ressaltar que existem quatro gráficos apresentados, sendo dois deles com o caso base e os outros dois, com as mesmas variáveis mas com um caso alternativo, em que se incluiu um degrau na referência da energia do link HVDC e outro degrau na referência da energia total em 5 s. Ambos os degraus foram de 20%. A energia total na fase A já havia sido apresentada, entretanto ainda sem variações na referência, por isso se optou apresentá-la novamente.

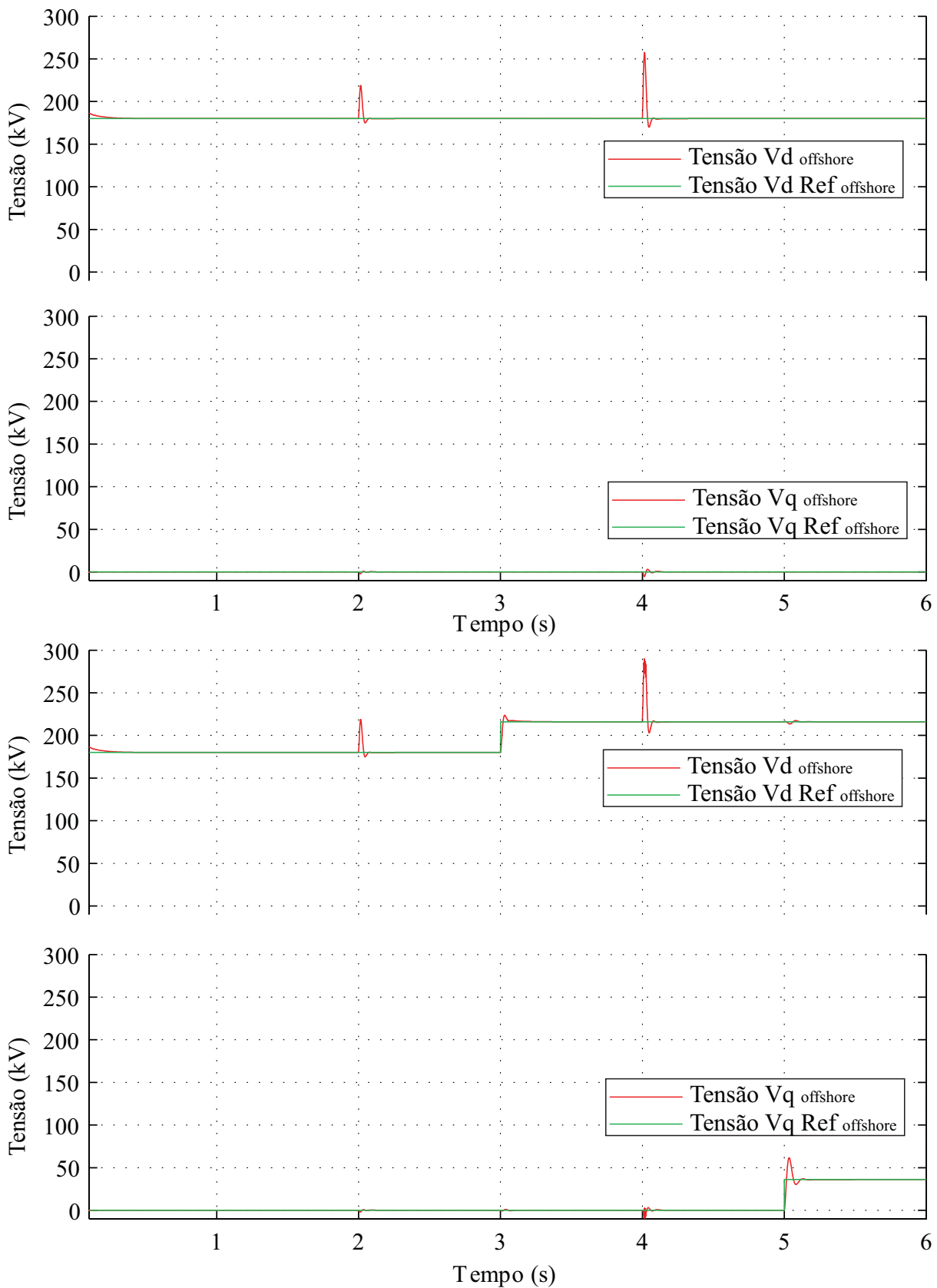
Verifica-se que apesar da alteração da energia no link HVDC em 3 s, a energia total na fase A do MMC sofre um leve transitório mas logo se estabiliza. De maneira similar o degrau na referência da energia total da fase A do MMC em 5 s pouco influencia na energia do link HVDC, apenas um transitório que logo se estabiliza também.

Figura 5.7 – Simulação conforme caso base (gráficos 1 e 2) e caso base com degrau de 20% em 3 s na referência de energia do link HVDC e 5 s na referência da energia total nas fases do MMC, também em 20% (gráficos 3 e 4).



Na Figura 5.8 apresenta-se as variáveis de tensão em eixos síncronos na estação conversora *offshore*. De maneira similar a Figura 5.7, os dois primeiros gráficos representam o caso base e os outros dois gráficos representam o caso base acrescido de variações nas referências. Esses gráficos estão relacionados com a formação de rede na estação conversora *offshore*. As transformadas de tensão em coordenadas abc, alfa-beta e dq foram apresentadas em (4.1), (4.2) e (4.16). Pode-se verificar que o valor de referência da tensão V_d é equivalente ao valor rms da tensão de linha da rede projetada no lado *offshore*, ou seja 180 kV. Por outro lado o valor da tensão no eixo em quadratura é próximo de zero. Em $t = 3$ s, inclui-se um degrau na referência da tensão no eixo direto, equivalente a 20% do valor de referência anterior e o sistema logo se estabiliza. O mesmo ocorre na referência do eixo em quadratura, entretanto como anteriormente o valor era zero, optou-se por incluir um degrau de 20% em relação a referência do eixo direto, apenas para verificar a funcionalidade do controle e ser visível na mesma escala utilizada para a tensão em eixo direto. Observa-se que o controle atendeu as expectativas de estabilidade. Conforme mencionado na descrição do caso base, em 2 s e 4 s ocorreram alterações no fluxo de potência, as quais ocasionaram transitórias nas formas de onda, mas as tensões logo foram estabilizadas.

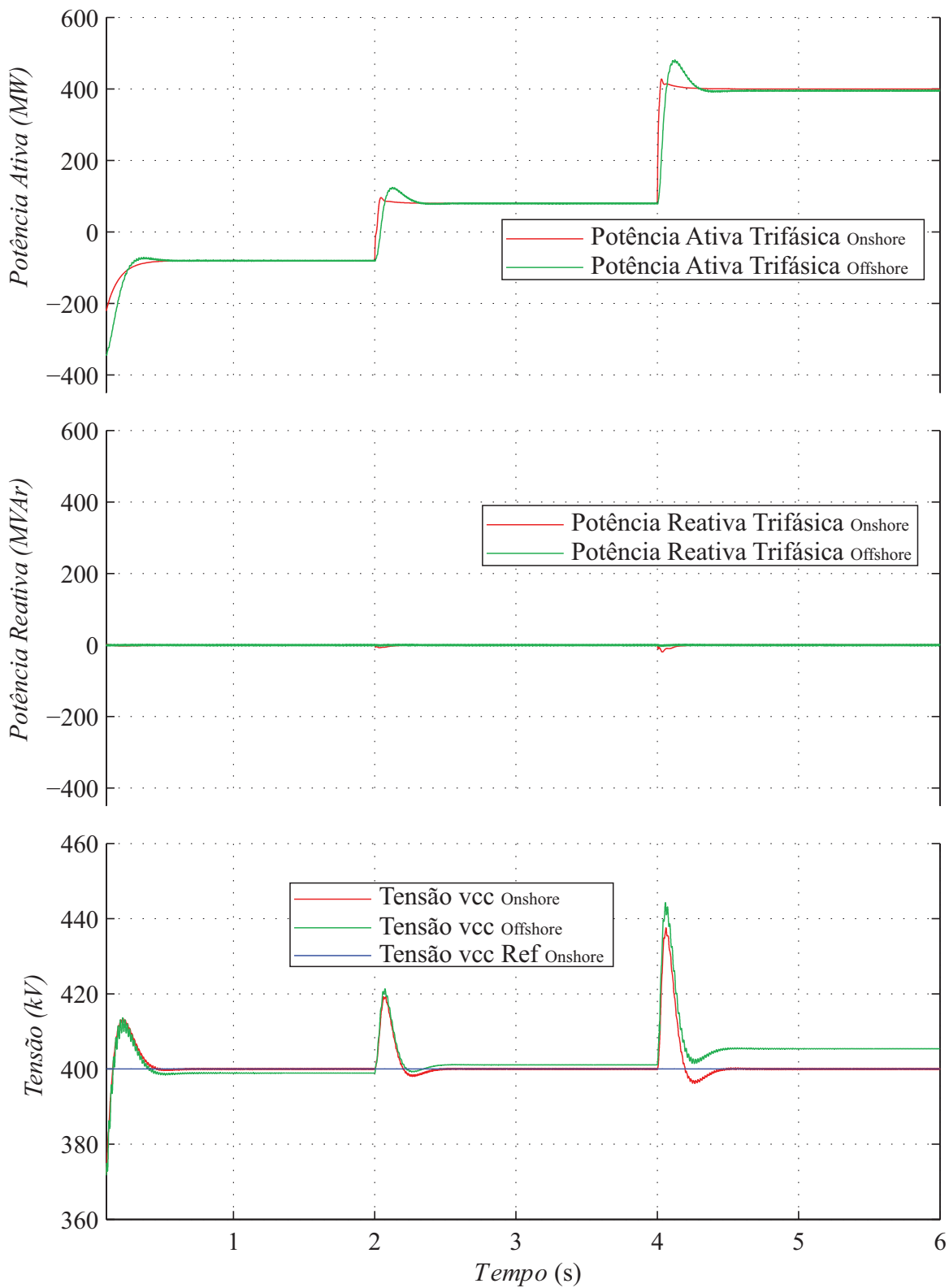
Figura 5.8 – Simulação conforme caso base (gráficos 1 e 2) e caso base com degrau de 20% em 3 s na referência de tensão V_d e 5 s na referência de tensão V_q , também em 20% (gráficos 3 e 4).



Na Figura 5.9 apresenta-se as variáveis de potência ativa e reativa em cada estação conversora, bem como tensão no link HVDC. Para uma melhor visualização os medidores foram colocados em oposição no sentido da corrente para que fosse possível a superposição das curvas para melhor análise do gráfico, conforme se pode verificar no primeiro gráfico. Mais uma vez utilizou-se o caso base para simulação em que se iniciou a simulação com cerca de 70 MW de fluxo de potência ativa para o lado *offshore*, após 2 s o fluxo inverteu-se com os mesmos 70 MW e em 4 s o fluxo alcançou a capacidade nominal do sistema de 400 MW. Em relação a potência reativa, a mesma está setada para ficar em zero, o que se pode verificar no segundo gráfico.

No terceiro gráfico apresenta-se o resultado do controle da energia virtual do link HVDC. A tensão no link segue a referência de 400 kV, o que se pode verificar que é atendido. Cabe salientar que o controle é realizado apenas no lado *onshore* portanto, a tensão no lado *offshore* não seguirá a mesma referência da estação conversora *onshore* pois as perdas nas linhas farão com o que o resultado seja alterado, entretanto essa variação não afeta a integridade do sistema, pois no caso com a potência nominal apresenta variação inferior a 2,5%.

Figura 5.9 – Simulação conforme caso base com potência ativa e reativa nas redes trifásicas de cada conversora e tensão no barramento cc em cada conversora.



Fonte: Autor.

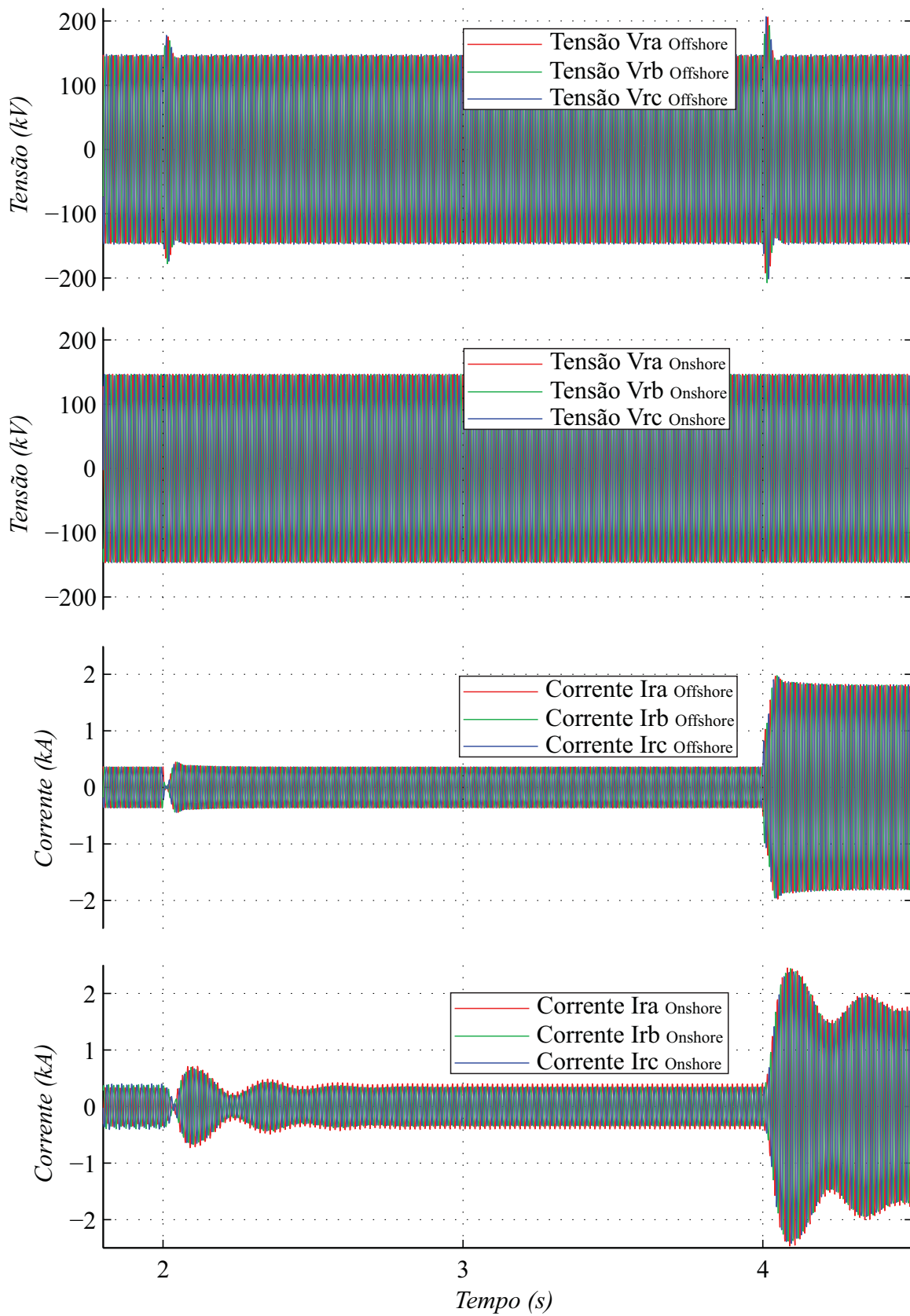
Na Figura 5.10, apresenta-se as tensões e correntes dos sistemas trifásicos em ambas

estações conversoras. Em virtude de haver muitos pontos para serem plotados nos gráficos, optou-se por inserir apenas os intervalos próximos as alterações nas variáveis, que são em torno de 2 s e 4 s. No primeiro gráfico, apresenta-se a forma de onda das tensões de fase das redes, lembrando que a tensão de linha, em valores rms é 180 kV em ambos os lados, pode-se concluir que:

$$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = 103,92kV \quad (5.11)$$

$$V_{F_Pico} = \frac{103,92}{\frac{\sqrt{2}}{2}} = 146,99kV \quad (5.12)$$

Por meio de análise dos gráficos 3 e 4 que apresentam as características das correntes, pode-se verificar que após os 2 s, há uma alteração nas correntes de fase em função da alteração do fluxo de potência, a conversora do lado *onshore* demora um pouco a mais para estabilizar do que a do lado oposto. Em 4 s, verifica-se o aumento na amplitude da corrente em função do acréscimo do fluxo de potência, novamente o lado *onshore* demora um pouco a mais para se estabilizar.

Figura 5.10 – Simulação conforme caso base com tensões das redes *onshore* e *offshore* e as correntes *onshore* e *offshore*.

5.3 CONCLUSÃO

Através das simulações apresentadas, mostrou-se as diversas variáveis de interesse durante a simulação de operação do sistema. Inicialmente foram apresentadas as variáveis internas do MMC, depois algumas variáveis específicas dos controladores, comparando as referências com as medições. Em casos em que as referências não se alteravam durante a simulação, inseriu-se degrau para que fosse comprovada a eficácia do sistema de controle. Algumas variáveis de controle eram exclusivas de alguma estação conversora, como no caso da energia virtual do link HVDC que era controlado no *onshore* e a formação de rede no lado *offshore* através da imposição de referência das tensões em eixos síncronos. Como eram diversas variáveis a serem analisadas, optou-se por utilizar um caso base que serviu de modelo para todos os gráficos, em alguns casos específicos inseriu-se variações nas referências, conforme comentado anteriormente. Os resultados obtidos na simulação comprovaram o funcionamento do sistema de controle proposto no capítulo 4.

6 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou uma breve revisão de energia eólica, detalhando o histórico da energia eólica *offshore*, apresentando os países que mais utilizam dessa tecnologia e seu crescimento ao longo do tempo. Esse crescimento ocorreu em função de alguns critérios que também foram expostos como por exemplo a redução de locais disponíveis em terra para novos parques eólicos, o menor impacto visual, a maior média de velocidade de vento, a tecnologia de fundações que possibilita a instalação em águas mais profundas, entre outros.

Foram apresentadas as topologias utilizadas para o sistema coletor e de transmissão dos parques eólicos *offshore* que basicamente dividem-se em quatro tipos, alta e média tensão com corrente alternada (HVAC e MVAC) e alta e média tensão com corrente contínua (HVDC e MVDC). Apresentou-se os prós e contras de cada modelo e desenvolveu-se um comparativo entre as topologias HVAC e HVDC. Optou-se pela utilização do sistema HVDC e assim foram propostas algumas tecnologias disponíveis, conversores comutados pela rede (LCC) e conversores como fonte de tensão (VSC). Justificou-se a opção da tecnologia VSC com conversores modulares multiníveis (MMC), citando-se algumas das instalações já realizadas com essa tecnologia. Foram apresentados três modelos comerciais que utilizam essa tecnologia e um estudo compilado dos projetos de sistema de transmissão de parques eólicos *offshore* que já utilizam ou irão utilizar essa proposta.

Posteriormente o MMC foi detalhado em relação a sua origem e funcionamento bem como ao seu modelo dinâmico de funcionamento, foi proposto um modelo segregado com variáveis de entrada, internas e de saída. A partir do modelo dinâmico e de um sistema proposto para realizar a transmissão de potência de um estudo de caso, iniciou-se a proposta de um sistema de controle que devia formar rede no lado *offshore*, controlar a tensão no link HVDC que interconecta as duas estações conversoras, e também realizar o sincronismo da rede *onshore* com esse sistema de escoamento de potência do parque eólico *offshore*.

Após apresentação da proposta de controle, foram demonstrados diversos gráficos a fim de validar o sistema de controle para uma simulação denominada caso base, que consistia em despacho de 70 MW para a rede *offshore*, seguida de inversão de fluxo de potência de 70 MW para o lado *onshore* e posteriormente acréscimo do fluxo de potência para a capacidade nominal de 400 MW, ainda para o lado *onshore*, simulando a produção máxima do parque eólico *offshore* que está conectado ao sistema de transmissão.

6.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho trouxe algumas contribuições no sentido do modelo dinâmico proposto no capítulo 3 com a segregação das variáveis de entrada, saída e internas de um modelo trifásico, bem como a proposta de um sistema que forme rede no lado *offshore* e uma simulação ou estudo de caso com inversão do fluxo de potência. Além disso, esse trabalho buscou verificar o histórico detalhado da energia eólica *offshore* e chamar atenção do leitor para a importância dessa fonte específica de energia que até hoje está principalmente difundida no norte da Europa, mas que em breve já irá alcançar níveis significativos de parques instalados em grandes produtores de energia eólica, como na China e nos Estados Unidos.

6.2 ARTIGOS PUBLICADOS

Essa dissertação proporcionou a publicação de um artigo no Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência 2017, realizado em Juiz de Fora, MG. O artigo foi apresentado sobre o título de *Analysis of Modular Multilevel Converters for HVDC Connection of Offshore Wind Power Plants* (BATISTA et al.,).

6.3 TRABALHOS FUTUROS

Em relação aos trabalhos futuros, existem algumas possibilidades como o caso de desenvolver o controle individual dos submódulos. Nesse trabalho, conforme comentado anteriormente, utilizou-se um submódulo equivalente para cada polo do MMC, dessa forma a opção de se utilizar diversos submódulos iria tornar o conversor mais próximo da realidade. Outra questão seria a utilização de técnicas de modulação, pois nesse trabalho utilizou-se apenas valores de razão cíclica.

Outro tema que vem sendo analisado é a questão de estudo de curto-circuitos no link HVDC e as respectivas propostas de proteção ao sistema, com inclusão de chaves controláveis ultra rápidas, ou chaves adicionais nos submódulos, ou reatores de aterramento, entre outras opções.

Estender a abordagem apresentada para a inclusão de corrente de sequência zero, visando a análise do comportamento do conversor durante faltas no link HVDC.

REFERÊNCIAS

4COFFSHORE. *Global Offshore Wind Farms Database*. 2017. <<http://www.4coffshore.com/offshorewind/>>. Accessed: 2017-10-29.

ABB. **ABB delivers DolWin2 wind connection**. 2017. <<http://new.abb.com/news/detail/1689/ABB-delivers-DolWin2-wind-connection>>. Accessed: 2017-10-16.

ABB. **HVDC Light It's time to connect**. Sweden: [s.n.], 2017.

ABEEólica. **Boletim Anual de Geração Eólica 2016**. Av. Paulista, 1337, 5° andar, Bela Vista, São Paulo, Brasil.: [s.n.], 2016.

ADAPA, R. High-wire act: Hvdc technology: The state of the art. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 10, n. 6, p. 18–29, Nov 2012. ISSN 1540-7977.

ALAGAB, S. M.; TENNAKOON, S.; GOULD, C. Review of wind farm power collection schemes. In: **2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.

BATISTA, R. C. et al. Analysis of modular multilevel converters for hvdc connection of offshore wind power plants. **COBEP, 2017**.

BRUGG CABLES. **High Voltage XLPE Cable Systems - Technical User Guide**. 2006.

CEBALLOS, S. Grid integration of offshore wind farms using hvdc links: Hvdc-vsc technology overview. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality - ICRPQ, 2013**.

CUI, S. et al. A novel control strategy of a modular multilevel converter (mmc) based vsc-hvdc transmission system. In: **2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 972–979. ISSN 1048-2334.

_____. A comprehensive cell capacitor energy control strategy of a modular multilevel converter (mmc) without a stiff dc bus voltage source. In: **2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 602–609. ISSN 1048-2334.

DAVIES, M. et al. **HVDC PLUS - Basics and principle of operation**. -: [s.n.], 2011.

DESERTEC. **DESERTEC MAP**. 2011. <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/71/DESERTEC-Map_large.jpg>. Accessed: 2017-12-18.

GASCH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. 2nd edition. ed. [S.l.]: Springer Heidelberg, 2012.

- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report - Annual Market Update 2016**. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016/>>.
- HERTEM, D. V.; BELLMUNT, O. G.; LIANG, J. **HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid to the Future**. 1st edition. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation Outlook: Offshore Wind, Abu Dhabi**. Abu Dhabi: [s.n.], 2016.
- MARQUARDT, R.; LESNICAR, A.; HILDINGER, J. **Modulares Stromrichterkonzept für Netzkupplungsanwendung bei hohen Spannungen**. 2002. DE Patent 10103031A1.
- MERLIN, M. M. C. et al. The alternate arm converter: A new hybrid multilevel converter with dc-fault blocking capability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 1, p. 310–317, Feb 2014. ISSN 0885-8977.
- MODERN POWER SYSTEMS. **Horns Rev reveals the real hazards of offshore wind**. 2004. <<http://www.modernpowersystems.com/features/featurehorns-rev-reveals-the-real-hazards-of-offshore-wind-720/>>. Accessed: 2017-10-16.
- MUKHEDKAR, R. A. **LCC and VSC - Comparison Converter**. 2001. <https://sari-energy.org/oldsite/PageFiles/What_We_Do/activities/HVDC_Training/Presentations/Day_7/LCC_vs_VSC_ALSTOM.pdf>. R. A. Mukhedkar - Group Leader, Senior Principal Engineer System Design Alstom - Accessed: 2017-06-16.
- OATES, C. et al. **Alternate arm converter**. Google Patents, 2016. US Patent App. 14/896,907. Disponível em: <<http://www.google.ch/patents/US20160141876>>.
- PAUCAR B. C. ; WATANABE, E. H. Back-to-back hvdc based on modular multilevel converter. **COBEP, 2011**, p. 1–6.
- PEREIRA, H. A.; CUPERTINO, A. F.; SELEME, S. I. J. **Tutorial 1 - Basic Concepts of Modular Multinivel Converters and Applications in Medium and High Voltage Fields**. 2017. COBEP, 2017.
- SHARIFABADI, K. et al. **Design, Control and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems**. 1st edition. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- SILVA, G. S. da. **Estudo e Desenvolvimento de Uma Fonte CA de Potência Híbrida Baseada em Conversor Multinível Modular**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria, Brasil, 2013.
- SILVA, G. S. da. **Conversores Multiníveis Modulares: Contribuições ao Estudo e ao Desenvolvimento de Sistemas de Controle Distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria, Brasil, 2017.

SOUTH BALTIC OFFSHORE WIND ENERGY REGIONS. **Wind Energy Regions: Denmark**. 2011. <<http://www.southbaltic-offshore.eu/regions-denmark.html>>. Accessed: 2017-10-13.

SPERA, D. A. **Wind turbine technology : fundamental concepts of wind turbine engineering / editor David A. Spera**. 2st edition. ed. [S.l.]: ASME Press, 2009.

TAVNER, P. **Offshore Wind Turbines: Reliability, availability and maintenance**. 1st edition. ed. [S.l.]: Institution of Engineering and Technology, 2012.

TEIXEIRA, F. B. **Estudo da Aplicação do Aterramento Ressonante em Redes de Distribuição com Ramais Monofásicos e Bifásicos**. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Brasil, 2012.

TENNET. **Offshore projects Germany**. 2017. <<https://www.tennet.eu/#&panel1-1>>. Accessed: 2017-12-19.

WIND EUROPE. **The European offshore wind industry - Key trends and statistics 2016**. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-and-statistics-2016/>>.

_____. **Wind in power: 2016 European statistics**. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2016/>>.