

João Miguel
Praça Fialho

**SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM
HVDC UTILIZANDO
CONVERSORES DE POTÊNCIA
MULTINÍVEL BASEADOS EM
INVERSORES TRIFÁSICOS
DUPLOS DE DOIS NÍVEIS**

Dissertação submetida como requisito parcial para
obtenção do grau de **Mestre em Engenharia
Electrotécnica e de Computadores – perfil
Energias Renováveis e Sistemas de Potência**

Júri

Presidente: Doutor José Henrique Querido Maia,
ESTSetúbal

Orientador: Doutor Victor Manuel De Carvalho
Fernão Pires, ESTSetúbal

Vogal: Doutor José Fernando Alves da Silva,
IST/UL

Outubro de 2014

À minha esposa,

Catarina

Agradecimentos

Antes de mais expesso o meu profundo agradecimento ao estimado orientador, Professor Victor Manuel Fernão Pires, pela exemplar disponibilidade e paciência que sempre demonstrou, bem como pela disponibilização de diversos documentos essenciais à elaboração desta dissertação.

Dou graças a Deus e ao meu pai, Vicente Fialho, que me acompanham lá do Alto, pela permanente força interior que me manteve perseverante e pelo sentimento de presença que sempre me confortou.

Expesso o meu profundo agradecimento à minha querida esposa, Catarina Carrola, a quem dedico esta dissertação, não só pelo apoio demonstrado desde o processo de candidatura ao curso até à conclusão desta dissertação, mas também por ter assumido o suporte familiar durante todo este período, mesmo que tal tenha implicado a vivência solitária de diversos momentos de angústia e sofrimento. Sem o seu incondicional apoio, dificilmente teria chegado tão longe.

Agradeço finalmente à minha mãe e irmã, Maria Virtuosa Fialho e Ana Mónica Fialho, e aos restantes familiares e amigos próximos, pela paciência, compreensão e palavras de incentivo sempre manifestadas durante a minha ausência.

Resumo

Nesta dissertação é apresentado um estudo sobre os conversores multinível como uma solução actual e atractiva de sistemas de transmissão de energia eléctrica em HVDC. Ao contrário dos conversores de fonte de tensão de dois níveis já bastante estudados, os conversores multinível utilizam três ou mais níveis ou etapas para modular as tensões CA, diminuindo a distorção de tensão e reduzindo a interferência electromagnética. Este trabalho apresenta um sistema de transmissão em HVDC com base numa nova estrutura de vários níveis, utilizando uma topologia de conversor duplo de dois níveis. Com esta estrutura são obtidas vantagens da conversão multinível, utilizando dois conversores de fonte de tensão de dois níveis trifásicos largamente estudados, ligados a um único transformador trifásico de enrolamentos separados. A estrutura do conversor duplo proposto dispõe de duas ligações CC independentes, permitindo a cada inversor processar metade da potência total. Esta disposição é equipada com um sistema de controlo projectado para controlar a potência activa e reactiva em relação aos seus valores específicos *setpoint*, enquanto equilibra simultaneamente as tensões das duas linhas CC. Os resultados obtidos mostram a eficácia do sistema de transmissão HVDC proposto.

Palavras-chave: High-voltage direct-current (HVDC); Conversor multinível de potência; Conversor de fonte de tensão de dois níveis; Conversores duplos.

Abstract

In this dissertation is presented a study about multilevel converters as an actual and attractive solution for HVDC electrical energy transmission systems. Unlike the well-known two level voltage source converters, multilevel converters uses three or more levels or steps to modulate the AC voltages, decreasing voltage distortion and reducing electromagnetic interference. This work presents a HVDC transmission system based on a new multilevel structure using a dual two-level converter topology. This structure attains multilevel advantages using two well known three-phase voltage source two-level inverters connected to a single three-phase open windings transformer. The proposed dual converter structure has two independent DC links allowing each inverter to process half of the total power. This arrangement is fitted with a control system designed to control the active and reactive power towards their specific set point values, while balancing the voltages of the two DC links at the same time. Obtained results show the effectiveness of the proposed HVDC transmission system.

Keywords: High-voltage direct-current (HVDC); Multilevel power converter; Two level voltage source converters; Dual converters.

Índice

Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas	xix
Lista de Siglas e Acrónimos.....	xxi
Lista de Símbolos.....	xxiii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objectivos	2
1.3. Organização e conteúdos.....	3
Capítulo 2	5
Estado de Arte.....	5
2.1. Introdução.....	5
2.2. Enquadramento Histórico das Fontes Energéticas	5
2.3. Sistemas de Conversão de Energia Eólica	7
2.3.1. Enquadramento Histórico da Conversão de Energia Eólica	8
2.3.2. Evolução dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica.....	9
2.3.3. Conversão de Energia Eólica em Offshore	11
2.3.4. Tecnologias de Conversão de Energia Eólica.....	14
2.3.5. Aproveitamento Energético dos Recursos Eólicos em Portugal	18
2.4. Sistemas de Transmissão em HVAC e em HVDC.....	25
2.4.1. Enquadramento Histórico da transmissão em HVDC	25
2.4.2. Sistemas de transmissão em HVAC.....	29
2.4.3. Sistemas de Compensação de energia em HVAC.....	32
2.4.4. Sistemas de transmissão em LCC-HVDC	34

2.4.5. Comparação entre transmissão em HVAC e em HVDC.....	38
2.4.6. Sistemas de transmissão em VSC-HVDC	43
2.4.7. Transmissão em VSC-HVDC com conversores multinível.....	46
2.4.7.1. Topologia de Conversor NPC	50
2.4.7.2. Topologia de Conversão por Condensadores flutuantes	50
2.4.7.3. Topologia de Conversor de Ponte H em Cascata	52
Capítulo 3	55
Sistema de Transmissão HVDC Utilizando uma Estrutura Multinível de Tensão.....	55
3.1. Introdução	55
3.2. Topologia do Conversor Multinível	56
3.3. Modulação do Sistema	58
3.3.1. Vectores Espaciais de Tensão.....	58
3.3.2. Análise das Correntes de Entrada dos Conversores.....	65
3.4. Sistema de Controlo	70
3.4.1. Controlo das Potências	70
3.4.2. Controlo das Correntes do Conversor	74
3.4.3. Selecção dos Vectores Espaciais de Tensão	77
3.4.4. Controlo da Tensão V_{CC}	83
Capítulo 4	91
Simulação do Sistema.....	91
Capítulo 5	99
Conclusões e Trabalho Futuro	99
5.1. Conclusões	99
5.2. Trabalhos futuros	101
Referências Bibliográficas	103

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Moinho de vento da Lourinhã (Esquerda) (extraído de [15]); Moinho de Maré do Seixal (centro) (extraído de [16]) ; Moinho do Rio Guadiana (direita) (extraído de [17]).....	6
Figura 2.2 - Parque Eólico “Maple Wind Farm V” nos EUA à esquerda e Parque Fotovoltáico PvPlant na Roménia da empresa EDPR, à direita (extraído de [18]).....	7
Figura 2.3 - Torre de geração eólica E-82 da empresa ENERCOM [19].	7
Figura 2.4 - Turbina de 12kW de Charles Brush à esquerda e Turbina de Juul à direita (extraído de [20] e de [21], respectivamente).....	9
Figura 2.5 - Evolução da potência eólica [GW] instalada a nível mundial (adaptado de [1]).	10
Figura 2.6 - Capacidade instalada dos 10 maiores produtores eléctricos a partir da energia eólica da UE (adaptado de [22]).	11
Figura 2.7 - Parque eólico de Gwynt y Môr, no Reino Unido. Planta do parque à esquerda e torres eólicas à direita (extraído de [4]).....	12
Figura 2.8 - Localização do parque eólico de Borkum West, na Alemanha, e percurso do cabo (extraído de [24]).....	13
Figura 2.9 - Projecção da organização <i>OffshoreGrid</i> para a super-rede europeia <i>offshore</i> (extraído de [26]).....	14
Figura 2.10 - Aerogerador NORDEX, série Desta (extraído de [27]).	15
Figura 2.11 – Gerador eólico E-126 de 7.580 kW da empresa ENERCON (extraído de [19])...	15
Figura 2.12 - Exemplos de estruturas fixas de fundações em betão do tipo <i>Monopile</i> (extraído de [5]).	16
Figura 2.13 – Exemplos de estruturas metálicas fixas do tipo <i>Tripod/Jacket</i> (extraído de [5]). .	17
Figura 2.14 - Exemplos de estruturas flutuantes (extraído de [5]).....	17
Figura 2.15 - Evolução do custo das diferentes tecnologias de em função da profundidade do mar (extraído de [28]).....	18
Figura 2.16 - Mapas da distribuição de NEP's excluindo as áreas à altura de 60 m (extraído de [29]).	19
Figura 2.17 - Potência Eólica Instalada e Energia Eólica Consumida em Portugal entre 2004 e 2012.	19
Figura 2.18 - Variação da Potência Eólica Instalada e da Energia Eólica Consumida em Portugal entre 2005 e 2012.....	20

Figura 2.19 - Diagrama de carga Eólico Português do dia 13 de Novembro de 2011 (extraído de [31]).....	20
Figura 2.20 - Percentagem de energia consumida em função da energia total pelos 27 países da EU (adaptado de [22]).	21
Figura 2.21 - Gráfico de previsão de energia eólica produzida, num cenário de não aposta em soluções <i>offshore</i> (extraído de [23]).	22
Figura 2.22 - Mapa de aproveitamento eólico <i>offshore</i> (extraído de [23]).	22
Figura 2.23 - Gráfico de previsão de energia eólica produzida num cenário de aposta em soluções <i>offshore</i> (extraído de [23]).	23
Figura 2.24 - Torre eólica WINDFLOAT da PRINCIPLE POWER (extraído de [32]).	24
Figura 2.25 – À esquerda, esboço da Central Eléctrica de Pearl Street (extraído de [34]). À direita, esboço de corte da Central Eléctrica de Pearl Street (extraído de [3]).	25
Figura 2.26 - Diagrama da linha de transmissão em CC segundo o método Thury (extraído de [35]).....	26
Figura 2.27 - Constituição de uma válvula de mercúrio de alta tensão da empresa ABB (extraído de [11]).	27
Figura 2.28 – À esquerda a estação de teste de Trollhättan (extraído de [2]). À direita, um grupo conversor da estação de Gotland (extraído de [12]).	28
Figura 2.29 – Estação conversora de Gotland com conversores de válvulas de arco de mercúrio e de tirístores (extraído de [12]).	28
Figura 2.30 - Limitação de distância de transmissão em HVAC para diversos níveis de tensão, incluindo ou não compensação em ambas as extremidades (extraído de [36]).	30
Figura 2.31 - Configuração de um parque eólico <i>offshore</i> com transmissão em HVAC (extraído de [6]).....	31
Figura 2.32 - Vista de corte de cabo XLPE (adaptado de [37]).	31
Figura 2.33 - Diagrama exemplificativo de um sistema de compensação SVC (extraído de [39]).	32
Figura 2.34 - Diagrama exemplificativo de um sistema de compensação STATCOM (extraído de [39]).....	33
Figura 2.35 – À esquerda, torre de módulos de tirístores de um sistema HVDC de 800kV. À direita, sala eléctrica desse sistema (extraído de [41]).	34
Figura 2.36 – À esquerda, tirístores de alta potência fabricados com <i>wafers</i> de silicone de 4”, 5” e 6”. À direita, unidade modular de tirístores, utilizada em sistemas HVDC (extraído de [40]). .	35

Figura 2.37 - Configuração Monopolar para um sistema de transmissão LCC-HVDC (extraído de [14]).	35
Figura 2.38 - Configuração Bipolar para um sistema de transmissão LCC-HVDC (extraído de [14]).	36
Figura 2.39 - Configuração de um parque eólico <i>offshore</i> utilizando um sistema de transmissão LCC-HVDC (extraído de [6]).	37
Figura 2.40 – Aspecto e composição de um cabo de massa impregnada (extraído de [8]).	38
Figura 2.41 - À esquerda, comparação de capacidades de transmissão e perdas em sistemas CA e CC. À direita, a comparação de pórticos CA e CC (extraído de [41]).	40
Figura 2.42 - Relação custo/distância para linhas HVAC e HVDC (extraído de [8]).	41
Figura 2.43 – Representação do fluxo do trânsito de potências num sistemas de conversão LCC-HVDC (em cima) e VSC-HVDC (em baixo) (Adaptado de [14]).	44
Figura 2.44 - Configuração de um parque eólico <i>offshore</i> utilizando um sistema de transmissão VSC-HVDC (extraído de [6]).	45
Figura 2.45 – Sistema de transmissão HVDC de quatro terminais, baseado na tecnologia VSC PWM para turbinas eólicas e parques eólicos (extraído de [14]).	46
Figura 2.46 - Braço de um inversor monofásico com dois níveis (a), três níveis (b) e n níveis de tensão (c) (extraído de [10]).	47
Figura 2.47 – Forma de onda de tensão de uma linha do conversor trifásico de 11 níveis (extraído de [10]).	47
Figura 2.48 – Diagrama de um conversor trifásico de seis níveis, utilizando a topologia NPC (extraído de [10]).	50
Figura 2.49 – Diagrama de um conversor trifásico de seis níveis, utilizando a topologia de Condensadores Flutuantes (extraído de [10]).	51
Figura 2.50 – Diagrama de uma estrutura monofásica de um conversor multinível utilizando a topologia de pontes H em cascata (extraído de [10]).	52
Figura 3.1 - Esquema de princípio da topologia proposta de um sistema de transmissão em HVDC.	56
Figura 3.2 - Estrutura do conversor de potência do lado R.	57
Figura 3.3 – Vectores espaciais da tensão de saída do inversor duplo.	62
Figura 3.4 – Diagrama da estrutura de controlo do lado do Conversor R do sistema.	73
Figura 3.5 - Diagrama da estrutura de controlo do lado do Conversor V do sistema.	73
Figura 3.6 - Comparadores de histerese de sete níveis (à esquerda) e de cinco níveis (à direita) utilizados pelo controlador de modo de deslizamento.	78

Figura 3.7 - Implementação da estratégia de comutação.....	78
Figura 3.8 - Gráfico representativo dos 6 diferentes sectores das formas de onda da corrente trifásica	79
Figura 3.9 - Circuito equivalente do conversor duplo multinível visto do lado da carga.	85
Figura 3.10 - Diagrama de Blocos representativo do conjunto conversor, condensador e carga.	86
Figura 3.11 - Diagrama de Blocos representativo do conjunto conversor, condensador e carga, utilizando um controlador PI.	88
Figura 4.1 - Tensão alterna do conversor V_1	92
Figura 4.2 - Tensão alterna do conversor V_2	92
Figura 4.3 - Correntes trifásicas de linha.	93
Figura 4.4 - Fluxo da potência activa (1) e reactiva (2) no conversor R.	93
Figura 4.5 - Fluxo da potência activa (1) e reactiva (2) no conversor V.	94
Figura 4.6 - Tensão no condensador CC 1 do conversor R.	94
Figura 4.7 - Tensão no condensador CC 2 do conversor R.	95
Figura 4.8 - Tensões dos condensadores de cima (1) e de baixo (2) do conversor V.	95
Figura 4.9 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor R.	96
Figura 4.10 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor V.	96
Figura 4.11 - Tensão aos terminais do condensador CC do lado R.	97
Figura 4.12 - Tensão aos terminais do condensador CC do lado V.	97
Figura 4.13 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor R.	98
Figura 4.14 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor V.	98
Figura 4.15 – Tensão aos terminais do condensador CC do lado R.	98

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Relação entre características típicas de geradores eólicos (adaptado de [1]).....	10
Tabela 2.2 – Resumo dos semicondutores de alta potência totalmente controlados (adaptado de [14]).	43
Tabela 3.1 - Vectores de tensão de saída para o inversor duplo.	63
Tabela 3.2 - Associação dos vectores espaciais de tensão por coordenadas V_α e V_β	64
Tabela 3.3 - Diferentes Níveis de tensões dos comparadores histeréticos.....	77
Tabela 3.4 – Condições de diferenciação entre as correntes trifásicas	80
Tabela 3.5 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 1 e $VC01 > VC02$	80
Tabela 3.6 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 1 e $VC01 < VC02$	80
Tabela 3.7 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 2 e $VC01 > VC02$	81
Tabela 3.8 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 2 e $VC01 < VC02$	81
Tabela 3.9 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 3 e $VC01 > VC02$	81
Tabela 3.10 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 3 e $VC01 < VC02$	81
Tabela 3.11 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 4 e $VC01 > VC02$	82
Tabela 3.12 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 4 e $VC01 < VC02$	82
Tabela 3.13 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 5 e $VC01 > VC02$	82
Tabela 3.14 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 5 e $VC01 < VC02$	82
Tabela 3.15 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 6 e $VC01 > VC02$	83
Tabela 3.16 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 6 e $VC01 < VC02$	83
Tabela 4.1 - Parâmetros do sistema de transmissão multinível utilizados na Simulação.	91

Lista de Siglas e Acrônimos

AC	<i>Alternating-Current</i>
CA	Corrente Alternada
BT	Baixa Tensão
CSC	<i>Current Source Converters</i>
CC	Corrente Contínua
DC	<i>Direct-Current</i>
EMC	<i>Electromagnetic Compatibility</i>
EUA	Estados Unidos da América
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FT	Função de Transferência
FTCA	Função de Transferência em Cadeia Aberta
FTCF	Função de Transferência em Cadeia Fechada
GCT	<i>Gate Commutated Turn-off Thyristor</i>
GRP	<i>Glass-Reinforced Plastic</i>
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
HFF	<i>High Frequency Filter</i>
HVAC	<i>High-Voltage Alternating-Current</i>
HVDC	<i>High-Voltage Direct-Current</i>
IEGT	<i>Injection Enhanced Gate Transistor</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IGCT	<i>Integrated Gate-Comutated Thyristors</i>

LCC	<i>Line Commutated Converter</i>
MIDA	Máquina de Indução Duplamente Alimentada
MIRG	Máquinas de Indução de Rotor em Gaiola
MSVV	Máquinas Síncronas Operadas a Velocidade Variável
MI	<i>Mass-impregnated cables</i>
MT	Média tensão
NEP	Número de horas Equivalentes à Potência nominal
NPC	<i>Neutral Point Clamped</i>
PI	Controlador Proporcional Integral
PWM	<i>Power Width Modulation</i>
QEE	Qualidade da Energia Eléctrica
REE	Rede Eléctrica Nacional
RESP	Rede Eléctrica nacional de Serviço Público
SVC	<i>Static var Compensator</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
UE	União Europeia
VSC	<i>Voltage Source Converters</i>
XLPE	<i>Cross-linked polyethylene cable</i>

Lista de Símbolos

$\alpha\beta 0$	Sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$ ou de Clarke-Concordia.
ε	Erro dos comparadores de histerese de corrente para selecção dos diversos níveis.
ε_{i_m}	Erros de corrente, entre as correntes alternas trifásicas de referência i_m^* e as correntes CA trifásicas i_m , no sistema de coordenadas dq , com $m \in \{d, q\}$ ou no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$, com $m \in \{\alpha, \beta\}$.
γ_{kx}	Variáveis de comutação dos semicondutores de potência, em sistema de coordenadas dq , com $k \in \{1, 2\}$ e $x \in \{d, q\}$.
γ_x	Variáveis de comutação dos semicondutores de potência, em sistema de coordenadas dq com $x \in \{d, q\}$ e em situações em que $\gamma_{1x} = \gamma_{2x}$.
γ_{ij}	Variáveis de comutação em função do tempo dos dois conversores multinível, com $i \in \{1, 2\}$ e $j \in \{1, 2, 3\}$.
η	Rendimento do conversor multinível em função das suas perdas.
$\lambda_\alpha, \lambda_\beta$	Variáveis inteiras de saída dos comparadores de histerese de corrente α e β .
θ	Ângulo entre as componentes d e q de Park.
ξ	Factor de amortecimento do sistema.
ω	Frequência natural do sistema (não amortecida).
ω_n	Frequência natural das oscilações dos controladores PI.
ω_V, ω_R	Frequência natural das redes V e R, respectivamente.
C_{eq}	Capacidade equivalente dos condensadores do conversor duplo.
C_1, C_2	Capacidade dos condensadores dos conversores das linhas de CC 1 e 2, respectivamente.
dq	Sistema de coordenadas dq ou de Park.

f_V, f_R	Frequências da rede V e da rede R, respectivamente.
i_x	Correntes trifásicas da rede CA em função do tempo, representadas no sistema de coordenadas de fase, com $x \in \{1,2,3\}$.
i_{C1}, i_{C2}	Correntes nos condensadores 1 e 2, respectivamente.
i_d, i_q	Componentes d e q das correntes trifásicas da rede alterna representadas no sistema de coordenadas de Park.
i_d^*, i_q^*	Componentes d e q das correntes trifásicas de referência da rede alterna representadas no sistema de coordenadas de Park.
i_{1cc}, i_{2cc}	Correntes contínuas que percorrem as linhas de transmissão CC 1 e 2, respectivamente.
i_α, i_β	Componentes α e β das correntes trifásicas da rede de CA representadas no sistema de coordenadas de Clarke-Concordia.
i_α^*, i_β^*	Componentes α e β das correntes trifásicas de referência da rede de CA, representadas no sistema de coordenadas de Clarke-Concordia.
i_{01}, i_{02}	Correntes em CC à saída das pontes conversoras dos conversores 1 e 2 do conversor duplo multinível, antes dos condensadores.
k_p, k_I	Ganhos do controlador proporcional e Integral, respectivamente.
L, L_N	Coeficiente de auto-indução das linhas de CA e de CC, respectivamente.
M	Matriz de transformação de Clarke-Concordia
P	Matriz de transformação de Park.
P, P^*	Potência activa transferida medida e de referência.
Q, Q^*	Potência reactiva transferida medida e de referência.
R, R_N	Resistência de perdas das linhas de CA e CC, respectivamente.
R_{eq}	Resistência de perdas equivalente das linhas de CC.
S_{ij}	Semicondutores de potência dos conversores de potência multinível, com $i \in \{1,2\}$ e $j \in \{1,2,3\}$.
S_N	Potência aparente nominal.

$S_n (\varepsilon_{i_n}, t)$	Superfícies de comutação por modo de deslizamento das correntes alternas do conversor duplo multinível, representadas no sistema de coordenadas dq , com $n \in \{d, q\}$ ou no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$, com $n \in \{\alpha, \beta\}$
t	Tempo.
T_D	Tempo de atraso na resposta dinâmica da fonte de corrente i_d em relação á sua referência $i_{d\text{ref}}$.
T_p, T_z	Pólos e zeros do controlador PI.
V_G	Tensão de alimentação do sistema.
V_{CC}, V_{CC}^*	Tensão nominal equilibrada aos terminais dos condensadores CC medida e de referência
V_{Co1}, V_{Co2}	Tensão aos terminais dos condensadores $Co1$ e $Co2$, respectivamente.
$V_{s\text{máx}}$	Tensão máxima alterna no secundário do transformador de potência.
V_{sx}	Tensão de cada fase no secundário do transformador de potência, no sistema de coordenadas 123, com $x \in \{1,2,3\}$.
V_x	Tensão em cada fase da rede de CA, no sistema de coordenadas de fase, com $x \in \{1,2,3\}$.
V_{sd}, V_{sq}	Tensão no secundário do transformador de potência, no sistema de coordenadas dq .
V_{ij}	Tensão de cada fase aos terminais dos semicondutores de potência dos conversores 1 e 2 de cada conversor duplo multinível, no sistema de coordenadas de fase, com $i \in \{1,2\}$ e $j \in \{1,2,3\}$.
X_{dq}	Grandezas representadas no sistema de coordenadas dq , de Park.
X_m	Grandeza representada no sistema de coordenadas de fase, com $m \in \{1,2,3\}$, no sistema de coordenadas dq , com $m \in \{d, q\}$, ou no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$, com $m \in \{0, \alpha, \beta\}$.
X_{123}	Grandezas representadas no sistema de coordenadas de fase.
$X_{\alpha\beta 0}$	Grandezas representadas no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$.

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivação

Desde a descoberta do aproveitamento da energia eléctrica que esta se tornou num factor preponderante não só a nível de subsistência, como de bem-estar, como inclusive a nível de o desenvolvimento económico de qualquer sociedade moderna. Daí que, devido à acentuada evolução económica verificada a nível global nos últimos cem anos e que culminou com a globalização, a procura de energia eléctrica tenha acompanhado esta evolução na mesma proporção. Em resultado, verificou-se uma constante pressão sobre os agentes de desenvolvimento tecnológico no intuito de serem desenvolvidas e aplicadas tecnologias gradualmente caracterizadas por maior capacidade e maior eficiência tanto a nível de produção, como de consumo, como inclusive a nível de transporte de energia [1].

Devido principalmente ao custo diminuto e à simplicidade tecnológica, a esmagadora maioria do transporte de energia eléctrica é hoje realizado através de linhas de transporte em Corrente Alternada (CA) em alta tensão HVAC (*High Voltage Alternate Current*). No passado foram desenvolvidos sistemas de transporte em Corrente Contínua (CC) a alta tensão (HVDC – *High Voltage Direct Current*) que, embora envolvessem perdas de energia na linha consideravelmente menores, implicavam custos de instalação e exploração que não justificavam a sua aplicação. Esta foi a razão principal para esta tecnologia de transporte de energia não ter sido considerada como uma alternativa efectiva para a generalidade das aplicações. [2, 3]

Um dos factores que levaram a que o transporte de energia em CC fosse tomado em consideração em alguns casos específicos, está relacionado com a evolução do desenvolvimento do aproveitamento da energia eólica para fins de produção de energia eléctrica. Após décadas de evolução tecnológica de equipamentos de geração de energia eléctrica a partir da energia eólica e devido à crescente necessidade de desenvolver equipamentos de maior capacidade de produção, houve a necessidade de redireccionar a pesquisa para o desenvolvimento de equipamentos capazes de operar em parques *offshore*, onde existem condições de aproveitamento eólico bastante mais favoráveis [1, 4, 5]. Esta necessidade levantou, contudo, problemas consideráveis ao nível do transporte de energia eléctrica em HVAC através de cabo marítimo submerso, devido às características capacitivas do meio e consequentes perdas associadas. No entanto, estas mesmas características vêem a sua expressão ser substancialmente reduzida quando o transporte é efectuado em HVDC. Assim sendo, considerando os custos associados ao transporte, à implementação e exploração por cada uma das tecnologias e tendo em conta os progressos tecnológicos impressionantes

verificados a nível do transporte de energia em HVDC, opta-se normalmente pela utilização desta tecnologia, para o transporte de energia eléctrica por cabo submerso a distâncias consideráveis [6].

Um outro caso em que o transporte em HVDC é considerado vantajoso está relacionado com o transporte de grandes quantidades de energia eléctrica por longas distâncias, principalmente devido ao facto dos centros de produção, geralmente se localizarem a grandes distâncias dos centros de consumo. Aliando este factor à crescente procura de energia eléctrica referida anteriormente e conseqüente necessidade de transportar quantidades gradualmente maiores de energia, a solução HVDC poderá ser mais vantajosa em alguns casos [7].

Para além dos dois casos supra citados, esta tecnologia pode ser encarada também como uma solução vantajosa para outros problemas das redes de transporte, tais como, congestionamentos da rede, operações multiterminais e ligações assíncronas [7, 8, 9, 10].

Hoje em dia, os sistemas HVDC correspondem a uma tecnologia com provas dadas através não só dos inúmeros estudos desenvolvidos, mas principalmente através das diversas instalações projectadas, em construção e ao serviço em todo o mundo [11, 12].

Inicialmente estes sistemas eram baseados em Conversores de Fonte de Corrente (CSC – *Current Source Converters*) que utilizavam tecnologia tiristor [13]. Contudo, devido à evolução contínua dos semicondutores de alta tensão e elevada potência totalmente controlados, foram desenvolvidas topologias de Conversores de Fonte de Tensão (VSC – *Voltage Source Converters*) de dois níveis [14], que apresentaram vantagens significativas em relação aos sistemas HVDC clássicos. No entanto, actualmente é utilizada a tecnologia de conversão multinível que embora seja substancialmente mais complexa, permite obter formas de tensão CA de vários níveis, em que cada nível corresponde a uma fracção da tensão CC total. Assim, comparando a tecnologia multinível com a tecnologia VSC de dois níveis de tensão, verifica-se que foram alcançadas diversas vantagens através da diminuição da tensão e das interferências electromagnéticas.

A motivação desta dissertação recai no estudo de uma nova topologia de transmissão em HVDC, alternativa às topologias mais usuais, que tenha a capacidade de juntar as qualidades dos sistemas conversores mais eficazes à simplicidade de controlo dos sistemas HVDC clássicos.

1.2. Objectivos

O objectivo desta dissertação consiste na apresentação e estudo de um sistema de transmissão em HVDC de topologia de baixa complexidade, com características que permitam a transmissão de energia eléctrica com bons resultados em termos de capacidade e qualidade da energia transportada, fluxo bidireccional de potências activa e reactiva, robustez face a

perturbações eléctricas no sistema e que seja passível de ser aplicada à generalidade das aplicações em HVDC.

Para tal, o sistema de transmissão em HVDC a estudar apresenta uma nova estrutura de conversão multinível de potência de configuração simplificada, utilizando uma topologia de conversão dupla de dois níveis e conversores industrialmente padronizados. Esta estrutura permite obter um funcionamento multinível através da utilização de dois conversores CC/CA trifásicos ligados a um transformador com dois enrolamentos trifásicos no secundário. A estrutura do conversor em estudo tem duas ligações independentes em CC, permitindo que cada inversor processe metade da potência total. Esta estrutura está associada a um sistema de controlo com capacidade de controlar simultaneamente as potências activa e reactiva e as tensões dos condensadores à saída dos conversores multinível e consequentemente da linha dupla de transmissão em CC.

Com esta nova estrutura em estudo, pretende-se então que seja dotada de características que permitam uma aplicabilidade genérica às situações de transmissão de energia eléctrica em CC, ou seja, que seja passível tanto de ser aplicada em situações específicas como o transporte de energia em parques eólicos *offshore*, como nas normais transmissões em HVDC entre duas Redes de Energia Eléctrica (REE).

Por fim, pretende-se desenvolver um modelo computacional do sistema de transmissão em HVDC em estudo, utilizando o *software* MATLAB/Simulink e parâmetros eléctricos dos componentes do modelo com valores adequados à realização de simulações fidedignas. Este modelo tem como objectivo a apresentação das simulações necessárias à confirmação das capacidades do sistema de transmissão em estudo.

1.3. Organização e conteúdos

Esta dissertação encontra-se estruturada em cinco capítulos e Referências Bibliográficas.

No Capítulo 1, dedicado à Introdução, é feita uma introdução ao tema, sendo apresentadas as motivações devidamente enquadradas e justificadas, os objectivos a atingir e descrita de forma sintética a organização dos conteúdos da dissertação.

No Capítulo 2, dedicado ao Estado de Arte, pretende-se contextualizar em três fases o trabalho desenvolvido. Numa primeira fase deste capítulo, é feito um enquadramento histórico das fontes de energia. Numa segunda fase, é feita uma análise ao desenvolvimento do aproveitamento da energia eólica desde os primórdios ao aproveitamento dos recursos *offshore* e à tecnologia dos equipamentos eólicos. Por fim é feita uma abordagem específica, do ponto de vista expansionista e económico da evolução do aproveitamento da energia eólica para fins de produção de energia eléctrica em Portugal. Na terceira e última fase deste capítulo é desenvolvido o tema da evolução dos sistemas de transmissão em HVDC desde os primórdios até aos dias de hoje, focando as tecnologias dos sistemas LCC-HVDC (*Line-*

Commutated Converter), VSC-HVDC (*Voltage Source Converters*) e HVAC (*High Voltage Alternating Current*), segundo uma lógica de vantagens e desvantagens para diferentes aplicações. Este capítulo termina com uma abordagem à temática das tecnologias de transmissão em VSC-HVDC com conversores multinível, nomeadamente as topologias base e técnicas de modulação normalmente utilizadas.

O terceiro capítulo desta dissertação é dedicado ao Modelo de transmissão Multinível. Numa primeira fase deste capítulo é dado a conhecer o conversor multinível HVDC em estudo, apresentando-se a nova topologia desenvolvida. De seguida é tratado o tema da modulação do sistema, onde é apresentado o controlador escolhido para o sistema em estudo: o Controlador de Modo de Deslizamento (*Sliding mode controller*) com modulação vectorial. A última parte deste capítulo é dedicada ao modelo de transmissão multinível, sendo nele abordados os métodos de controlo de potências e de controlo por modo de deslizamento utilizados para o controlo do sistema em estudo. O capítulo termina com o desenvolvimento do modelo utilizado por este controlador para a comutação e estabilização do sistema e com a explicação do método de selecção dos vectores espaciais de tensão adequados à manutenção desta estabilização.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados das várias simulações numéricas desenvolvidas em MATLAB/Simulink, utilizando a estrutura do sistema de transmissão e o sistema de controlo adoptados. São igualmente apresentadas as análises aos resultados das simulações.

Por último, o Capítulo 5 reúne as várias conclusões alcançadas ao longo do trabalho, bem como os trabalhos futuros propostos de modo a dar continuidade ao estudo da topologia de transmissão multinível em VSC-HVDC adoptada.

Capítulo 2

Estado de Arte

2.1. Introdução

O presente capítulo pretende contextualizar o trabalho realizado, utilizando para tal os resultados considerados mais relevantes da pesquisa bibliográfica realizada no âmbito do estudo de topologias multinível em HVDC.

O capítulo inicia-se com um enquadramento histórico das fontes de energia, focando-se de seguida, no aproveitamento da energia eólica para a produção de energia eléctrica, tanto em *onshore* como em *offshore*. Nesse subcapítulo é descrita a evolução do aproveitamento eléctrico desta fonte energética desde o início da sua utilização até aos dias de hoje. Desenvolve a temática das tecnologias utilizadas actualmente pelos equipamentos eólicos e termina com uma abordagem específica, do ponto de vista expansionista e económico da evolução da energia eólica em Portugal.

Seguidamente é feita uma abordagem à evolução dos sistemas de transmissão em HVDC, desde os primórdios até aos dias de hoje, comparando as tecnologias LCC-HVDC e VSC-HVDC entre si e com os sistemas HVAC, segundo uma lógica de vantagens e desvantagens para diferentes aplicações.

Por último, é desenvolvida a temática das tecnologias de transmissão em VSC-HVDC com conversores multinível, nomeadamente as topologias base e técnicas de modulação normalmente utilizadas.

2.2. Enquadramento Histórico das Fontes Energéticas

Desde os tempos primórdios que fontes energética como a radiação solar, a força do vento ou da água ou ainda a biomassa consistem, não só, em factores preponderantes para a sobrevivência do Homem, como também em pilares imprescindíveis para a sua evolução em sociedade. A lenha foi utilizada para o aquecimento, a força do vento para o transporte fluvial e marítimo, a força da água e do vento para a transformação alimentar através dos moinhos (Figura 2.1). À medida que as sociedades evoluíram, foram conseguindo implementar progressos tecnológicos que as permitiram aumentar progressivamente as formas e a rentabilidade no aproveitamento destas fontes, com vista à melhoria das condições de vida e bem-estar [1].



Figura 2.1 - Moinho de vento da Lourinhã (Esquerda) (extraído de [15]); Moinho de Maré do Seixal (centro) (extraído de [16]) ; Moinho do Rio Guadiana (direita) (extraído de [17]).

Um claro ponto de viragem na evolução destas tecnologias verificou-se com a Revolução Industrial, entre os séculos XVIII e XIX. A partir de então, o desenvolvimento do aproveitamento energético destas formas de energia foi progressivamente relegado para segundo plano em detrimento do aproveitamento dos chamados combustíveis fósseis. Neste sentido, verificaram-se, desde então, enormes progressos nas tecnologias de aproveitamento do carvão. A este combustível fóssil juntaram-se posteriormente o petróleo e o gás natural, os quais, pela sua densidade energética e pela facilidade de extração, suportaram durante largas décadas os crescentes consumos energéticos mundiais [1].

Somente na década de setenta do século XX, com a ocorrência da crise energética, os preços dos combustíveis foram severamente aumentados, gerando uma onda de choque nos mercados de combustíveis e, por conseguinte, a busca por outras fontes de energias alternativas. Numa primeira instância, por um longo período, a Energia nuclear foi considerada como a aposta mais apropriada. Contudo, problemas relativos aos perigos da utilização de material radioactivo, a consequente má imagem pública e os custos avultados do tratamento dos resíduos radioactivos das centrais, contribuíram para a contínua desactivação progressiva das centrais atómicas, particularmente as mais antigas, a qual dura até aos dias de hoje.

Posteriormente, o título de energias alternativas aos combustíveis fósseis foi atribuído às energias renováveis. Desta classe fazem parte todas as fontes energéticas passíveis de serem convertidas em energia eléctrica em qualidade e quantidade compatíveis com a ligação à REE e de forma economicamente viável ao consumo segundo a lógica de mercado. De entre as fontes de energia alternativas, destacam-se não só a energia eólica e a fotovoltaica (Figura 2.2), mas também a hídrica, através do aproveitamento energético para a produção de energia eléctrica de barragem de grande dimensão ou de mini-hídricas. Um caso particular de sucesso nesta classe energética consiste na energia eólica, a qual após cerca de três décadas de desenvolvimento, alcançou recentemente a maturidade tecnológica e está amplamente instalada principalmente na Europa e nos EUA.



Figura 2.2 - Parque Eólico “Maple Wind Farm V” nos EUA à esquerda e Parque Fotovoltáico PvPlant na Roménia da empresa EDPR, à direita (extraído de [18]).

2.3. Sistemas de Conversão de Energia Eólica

A energia eólica está associada à energia cinética gerada pelo ar em movimento. O aproveitamento deste tipo de energia é conseguido através de geradores eólicos, como é exemplo o representado na Figura 2.3. Estes equipamentos são desenvolvidos com a função de converter a energia cinética em energia mecânica, a qual, por sua vez, é convertida em energia eléctrica. Estes dois estágios de conversão são conseguidos, primeiramente através das pás do rotor do gerador eólico e posteriormente através de geradores eléctricos para o efeito [1].



Figura 2.3 - Torre de geração eólica E-82 da empresa ENERCOM [19].

Com vista à optimização do aproveitamento da produção eléctrica dos geradores eólicos, estes são genericamente constituídos, em traços gerais, simplesmente por uma torre de sustentação, uma cabina e um rotor de pás.

As torres são construídas em forma tubular com o objectivo de garantir factores imprescindíveis ao funcionamento do conjunto tais como a rigidez, aerodinâmica e estabilidade, a segurança no acesso dos técnicos intervenientes e um elevado nível de protecção aos equipamentos constituintes, tais como os cabos de alimentação e controlo, equipamentos de ligação à rede de MT e normalmente os transformadores elevadores de tensão que, tal como o nome indica, elevam os valores da tensão de geração para os valores de tensão adequados à ligação à rede de MT.

Por sua vez, é na cabina que se encontram as caixas de engrenagens de velocidades (quando existem), os geradores, os equipamentos de comando e controlo, o gerador, os sistemas hidráulicos e os sistemas mecânicos de suporte e rotação do rotor, tais como chumaceiras e o veio principal. Um equipamento de controlo vital para a segurança e eficiência do gerador eólico é o dispositivo de direcção, o qual permite medir a velocidade do ar, controlar o ângulo das pás do rotor e a direcção da cabina, por forma a direccioná-la segundo o fluxo de ar existente.

Finalmente o rotor é o elemento receptor da energia mecânica do gerador eólico, dispondo normalmente de pás aerodinâmicas direccionáveis que permitem exercer um controlo tanto da potência gerada como da entrada e saída ao serviço do equipamento através da sua rotação em relação ao rotor. Nas situações em que o vento toma valores de força acima dos admissíveis, estes equipamentos, juntamente com os sistemas mecânicos e hidráulicos de travagem, permitem igualmente evitar a rotação das pás. Estas são normalmente fabricadas em materiais plásticos reforçados com fibras de vidro, chamados GRP, ou outros materiais compósitos de elevada robustez e flexibilidade e podem atingir dimensões impressionantes, acima dos 100 metros de diâmetro [1].

As torres de geração eólica são, portanto, equipamentos com capacidade de aproveitamento da energia eólica exaustivamente optimizada.

2.3.1. Enquadramento Histórico da Conversão de Energia Eólica

A história moderna da conversão de energia eólica em energia eléctrica iniciou-se com o Sr. Charles F. Brush, um pioneiro da utilização eléctrica nos EUA. Ele desenvolveu a primeira turbina de vento automática no ano de 1888, em Cleveland, equipada com um dínamo de doze kW (Figura 2.4). Esta turbina, embora pioneira e revolucionária, serviu somente para uso pessoal do seu inventor [20]. Somente entre 1956 e 1957, em *Gedser*, Dinamarca, foi instalado o primeiro aerogerador de 200 kW, equipado com um gerador assíncrono e ligado à REE. Tinha pás de 24 m de comprimento e durante muitos anos foi o maior aerogerador existente.

Inclusive, serviu de ponto de partida para o desenvolvimento dos aerogeradores da série *Mod* da NASA. Por tudo isto, este é considerado como o primeiro aerogerador da era moderna. [21]

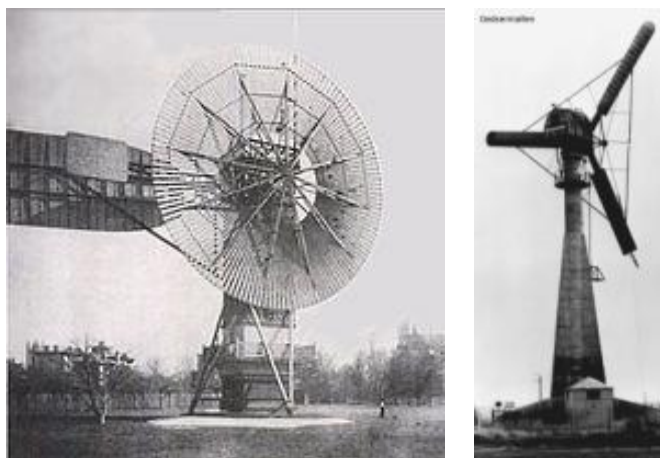


Figura 2.4 - Turbina de 12kW de Charles Brush à esquerda e Turbina de Juul à direita (extraído de [20] e de [21], respectivamente).

Após o choque petrolífero da 1973, muitos países desenvolveram esforços de modo a iniciarem programas de investigação e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento de energia eólica com vista à produção de electricidade. O programa mais significativo observou-se nos EUA, no estado de Ohio, onde se desenvolveu o primeiro aerogerador com pás de 38 m e 100 kW de potência. A partir deste foram desenvolvidos outros de maior dimensão e com tecnologia mais avançada que permitiram chegar a conclusões acerca da viabilidade da comercialização destes equipamentos. Poucos anos depois, no início dos anos 80, foram instalados os primeiros aerogeradores comerciais, tanto nos EUA, no estado da Califórnia, como na Europa, na Dinamarca e na Holanda. Os aerogeradores utilizados eram tipicamente equipados com pás de 10 a 20 m e potências entre os 50 kW e os 100 kW. Desde então, os aerogeradores não pararam de aumentar em dimensão, potência e fiabilidade, utilizando tecnologias cada vez mais avançadas.

2.3.2. Evolução dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica

Hoje em dia a tecnologia utilizada na construção de aerogeradores é considerada madura, tornando-os em equipamentos bastante fiáveis. Estas características permitiram que sejam hoje construídos aerogeradores com potências na ordem dos 2 a 5 MW, com taxas de disponibilidade superiores a 95% e vidas úteis estimadas de 20 anos [1, 19]. Na Tabela 2.1 apresentada de seguida é possível seguir a evolução tecnológica dos aerogeradores, nomeadamente quanto à potência gerada e dimensão. Comparando as características dos aerogeradores desenvolvidos entre os anos de 1980 e 2007, verifica-se um crescimento de

cem vezes da potência gerada e de oito vezes do diâmetro das pás, o que evidencia um aumento surpreendente da eficiência e do grau de aproveitamento eólico.

Tabela 2.1 - Relação entre características típicas de geradores eólicos (adaptado de [1]).

Ano de instalação	1980	1985	1990	1995	2000	2007
Potência (kW)	50	100	500	800	2000	5000 (<i>offshore</i>)
Diâmetro rotor (m)	15	20	40	50	80	125
Altura rotor (m)	25	45	55	80	105	135

Por todas estas razões, o aproveitamento da energia eólica para a geração de energia eléctrica tem registado a maior evolução tanto em termos de desenvolvimento tecnológico como de potência instalada, de entre todas as formas de energia renováveis. Nos últimos anos, em todo o mundo, têm sido instalados parques eólicos com valores de potência instalada cada vez superiores. Por exemplo, entre 1996 e 2009 foram instalados mais de 150 GW de potência eólica a nível global, tendo a maioria (75 GW) sido instalada na Europa. A Figura 2.5 ilustra este aumento de potência significativo [1].

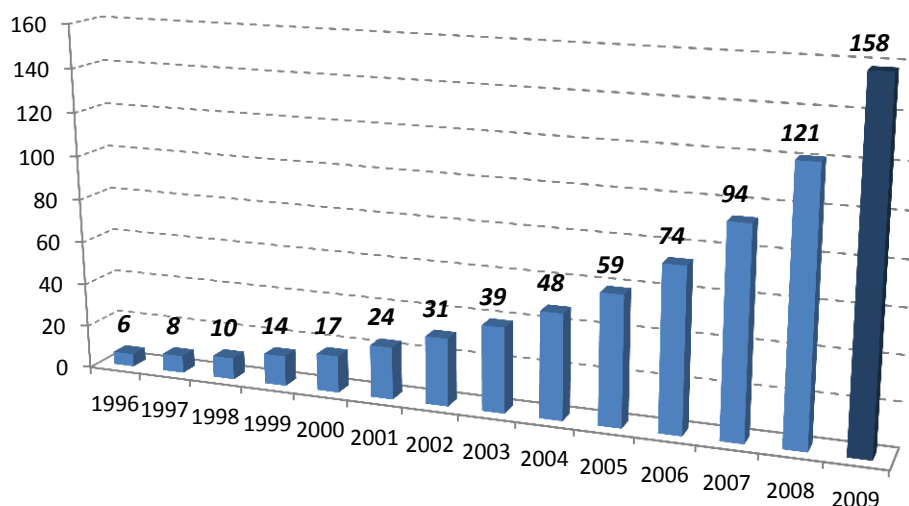


Figura 2.5 - Evolução da potência eólica [GW] instalada a nível mundial (adaptado de [1]).

No contexto dos 27 países que formam a União Europeia (UE), o objectivo é passar dos 75 GW de potência instalada em 2011 para os 230 GW em 2020, sendo dos quais 190 GW em *onshore* e 40 GW em *offshore*. Este objectivo comum implica um aumento anual médio da potência instalada na ordem dos 13% e permitirá cobrir no final cerca de 16,5% da procura de electricidade na Europa.

Quer a nível da UE como a nível mundial, a Alemanha é considerada líder na produção de energia eléctrica por esta via, ocupando o primeiro e segundo lugares, respectivamente. A nível europeu, Espanha é considerado o segundo maior produtor, seguindo-se França, Itália e Reino Unido. Portugal e Dinamarca ocupam igualmente lugares de destaque. O Top 10 Europeu é completado pela Suécia, Dinamarca e Irlanda. A partir da Figura 2.6 é possível comparar a quantidade de energia eléctrica instalada nos 10 principais produtores europeus.

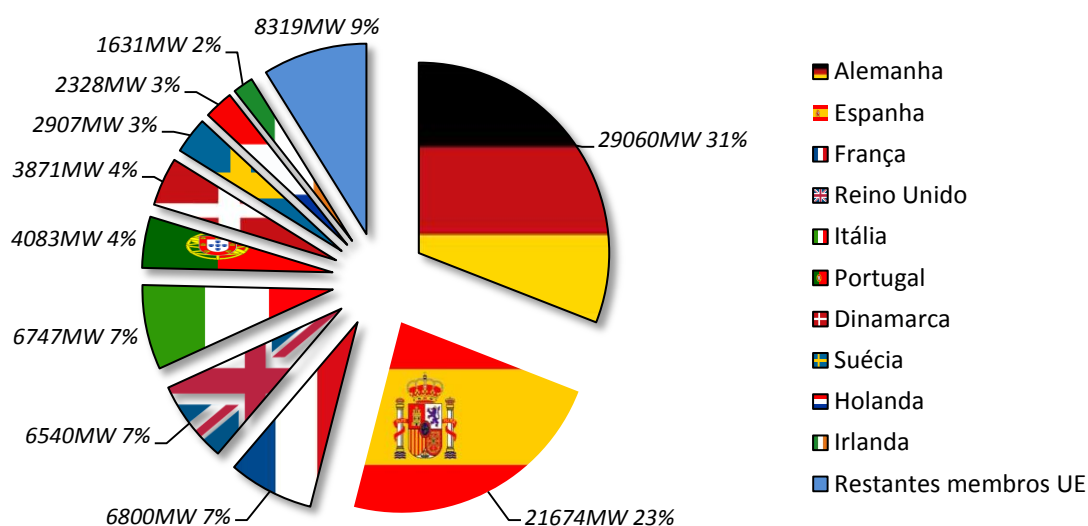


Figura 2.6 - Capacidade instalada dos 10 maiores produtores eléctricos a partir da energia eólica da UE (adaptado de [22]).

2.3.3. Conversão de Energia Eólica em Offshore

Desde 1991, com o parque eólico de *Viderby*, na Dinamarca, que o aproveitamento eólico *offshore* é uma realidade. Desde então, com o desenvolvimento da tecnologia eólica e com a instalação de parques eólicos em zonas marítimas onde o aproveitamento eólico é superior, as perspectivas para o futuro voltam-se definitivamente para o aproveitamento eólico *offshore*.

As vantagens da escolha do aproveitamento *offshore* em relação ao *onshore*, principalmente após um alargado aproveitamento das capacidades *onshore*, são várias. Uma delas é obviamente a enorme disponibilização de largas áreas com um reduzido impacto ambiental, o que possibilita a instalação de uma capacidade comparavelmente superior. Outra prende-se com o facto de o potencial eólico no mar ser mais elevado e possuir menor turbulência, permitindo assim um maior aproveitamento e uma maior estabilidade na potência gerada. Este factor tem uma importância acrescida, pois a um aumento de 10% da velocidade do vento corresponderá um aumento de 30% da energia gerada. Uma outra vantagem é relativa às questões sociais, na medida em que, principalmente nos parques eólicos afastados da costa (distâncias superiores a 40km), a resistência das populações é muito menor. Por fim, a nível ambiental, com a instalação de parques eólicos *offshore* em detrimento dos *onshore*, vêem-se

resolvidos os enormes constrangimentos ambientais que um maior aproveitamento eólico onshore traria [1, 6, 23].

Tendo em conta as vantagens dos aerogeradores quando instalados em parques eólicos *offshore*, tem-se verificado a instalação de novos parques a um ritmo elevado desde o início da década. Além disso, a percentagem de novas instalações eólica *offshore* em relação à totalidade das novas instalações eólicas tem vindo a crescer.

Se em 2001 os 50,5 MW de potência eólica instalada representavam apenas 1% do total da capacidade eólicas europeia anual, em 2010 os 883 MW representaram já 9,5% do mercado europeu de energia eólica anual. Com o intuito de manter este ritmo, a nível europeu foi estabelecida a meta conjunta de atingir 40 GW de potência eólica instalada em *offshore* no ano de 2020, o que, tendo em conta os 4 GW instalados em 2011, corresponde a um impressionante aumento esperado em dez vezes. Estes 40 GW corresponderão a uma produção energética de 148 TWh anuais e a 4% de toda a necessidade eléctrica Europeia. Existe ainda a expectativa de serem construídos mais 110 GW de potência eólica em *offshore* entre os anos de 2020 e 2030, permitindo elevar o valor da necessidade eléctrica europeia para 14%, com a conseqüente diminuição de 315 milhões de toneladas de dióxido de carbono para a atmosfera [5].

Actualmente estão em construção diversos parques eólicos *offshore* a que corresponde um conjunto de potência instalada de 6 GW. O maior destes parques é o de Gwynt y Môr, no Reino Unido (Figura 2.7), o qual, quando concluído, ocupará uma área total de 79 km² e será constituído por 160 turbinas da empresa SIEMENS de potência individual de 3,6 MW, o que perfaz uma capacidade instalada total de 576 MW.

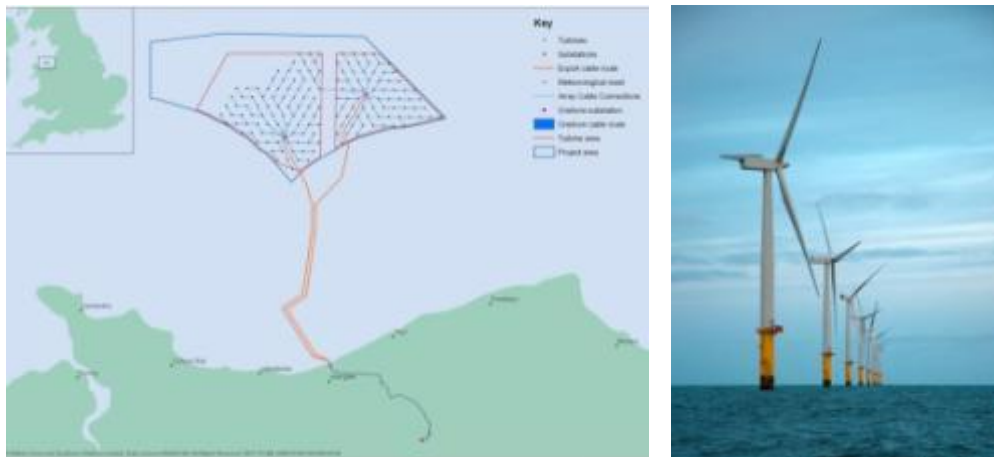


Figura 2.7 - Parque eólico de Gwynt y Môr, no Reino Unido. Planta do parque à esquerda e torres eólicas à direita (extraído de [4]).

Dado que este parque dista somente 13 km da costa, a transmissão eléctrica para terra será feita por cabos submarinos em HVAC. Para tal existirão duas subestações *offshore* que

e elevarão o nível de tensão de produção dos aerogeradores de 33 kV para 132 kV, o que permite tanto o transporte com menores perdas como interligar directamente este parque à rede de transporte eléctrica do Reino Unido [4].

No entanto, em parques eólicos *offshore* localizados a largas dezenas ou mesmo centenas de quilómetros da costa ou quando é necessária a transmissão de uma quantidade de potência na ordem das largas centenas de MW, poderá ser mais vantajosa a utilização do método de transmissão em HVDC. Embora a aplicação deste método implique a existência de complexas estações conversoras AC/CC e CC/AC para além das subestações elevatórias, permite eliminar o grave problema do efeito capacitivo nas linhas de transmissão em HVAC por cabos subterrâneos ou submersos. Um dos exemplos de aplicação comercial da tecnologia mais recente de transmissão em HVDC consiste no parque eólico *offshore* de Borkum West, situado no Mar do Norte, em território Alemão, conforme indica o mapa da Figura 2.8.



Figura 2.8 - Localização do parque eólico de Borkum West, na Alemanha, e percurso do cabo (extraído de [24]).

Embora ainda em execução, quando terminado este moderno parque eólico terá uma potência instalada de 400 MW a um nível de tensão CC de ± 320 kV e será constituído por 80 turbinas eólicas de 5 MW cada, fornecidas pela empresa AREVA. O parque fica situado a cerca de 45 km da costa, o que implica a instalação de 2 cabos de HVDC com cerca de 165 km de comprimento, dos quais 90 km são enterrados e 75 km são submersos [24, 25].

A esperada criação de um grande número de parques eólicos distantes da costa com elevada potência instalada, embora relativamente próximos entre si, poderá beneficiar das características da tecnologia HVDC, na medida em que permite a existência de redes de interligação entre parques eólicos *offshore* e destes a redes energéticas com a mesma frequência ou não. Esta é uma possibilidade já estudada nomeadamente para a zona do Mar do Norte, onde deverão ser criados diversos parques eólicos *offshore* com estas características. A *Figura 2.9* retracts um cenário possível desenvolvido pela EWEA (*European Wind Energy Association*) para esta zona, tendo em conta os locais de alto aproveitamento eólico e as necessidades de alimentação e trânsito energético nos países adjacentes.

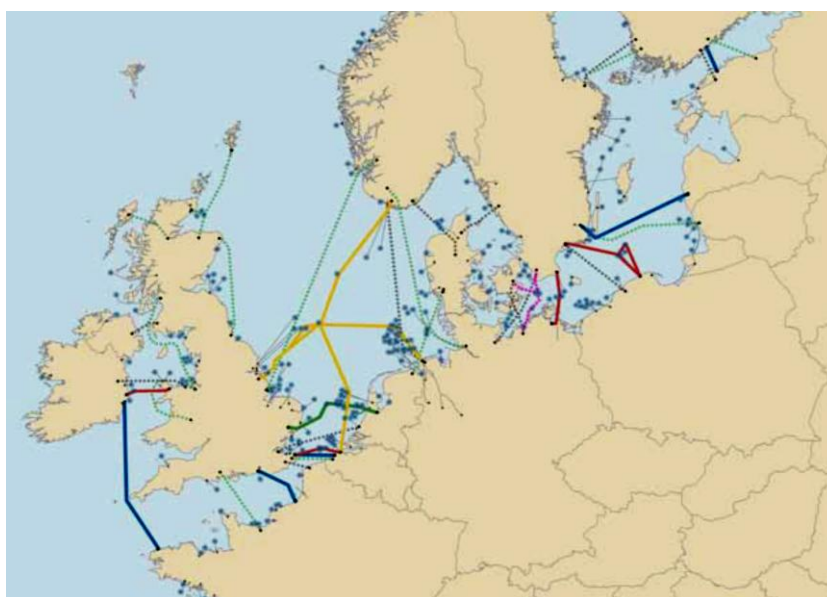


Figura 2.9 - Projecção da organização *OffshoreGrid* para a super-rede europeia *offshore* (extraído de [26]).

2.3.4. Tecnologias de Conversão de Energia Eólica

A tecnologia dos geradores eólicos tem vindo a ser alvo de uma extraordinária evolução, fruto da forte aposta verificada nos últimos anos. Nos anos 90 os geradores eólicos eram construídos com turbinas simples, tipo *Stall*, com controlo de potência conseguido devido ao desenho específico das pás do rotor de modo a limitar a potência mecânica abaixo de um determinado valor. Eram também construídos com Máquinas de Indução de Rotor em Gaiola (MIRG) e de forma a funcionarem a velocidade praticamente constante, não obstante a existência de um pequeno escorregamento da velocidade. Assim, os geradores eólicos eram equipados com caixas de velocidade que adaptavam a velocidade nominal da turbina dos cerca de 38 rpm para a velocidade de sincronismo com a rede (50 Hz), ou seja a 1500 rpm [1].

Mais tarde observou-se o desenvolvimento de geradores eólicos com turbinas tipo *Pitch*, em que o controlo de potência é alcançado de uma forma mais eficiente, através da variação do

passo das pás do rotor. Embora também utilizem caixas de velocidade por forma a aumentar a velocidade, estão equipados com Máquinas Síncronas Operadas a Velocidade Variável (MSVV) e sistemas de conversão AC/CC/AC com o objectivo de adaptar a frequência do gerador à rede. O gerador da Figura 2.10 exemplifica esta topologia de tecnologia de geradores eólicos [1].

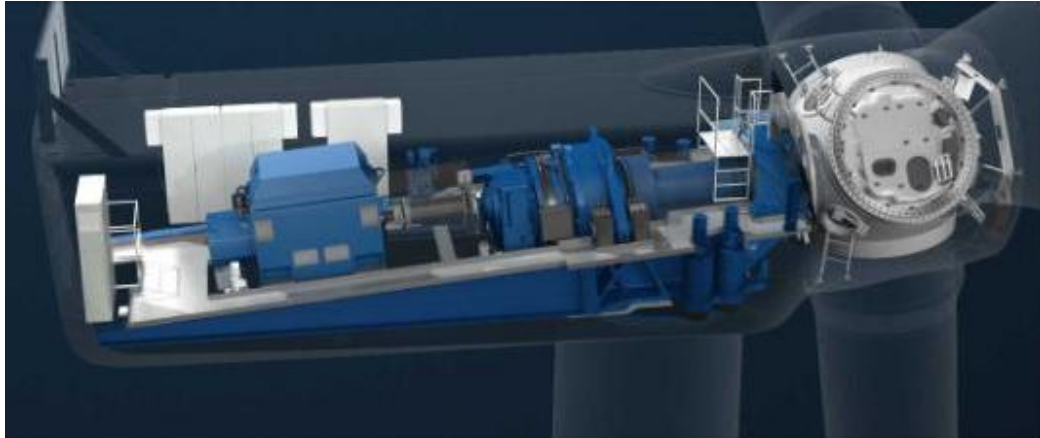


Figura 2.10 - Aerogerador NORDEX, série Desta (extraído de [27]).

Um terceiro tipo de tecnologia de geradores eólicos foi desenvolvido na mesma altura, baseada na topologia MSVV, mas equipados com máquinas de indução de rotor bobinado, de forma a aproveitar a energia associada ao escorregamento. A este conjunto de tecnologias foi atribuído a designação corrente de Máquina de Indução Duplamente Alimentada (MIDA) [1]. Um exemplo desta tecnologia é o gerador instalado na torre eólica da empresa ENERCON, apresentado na Figura 2.11.

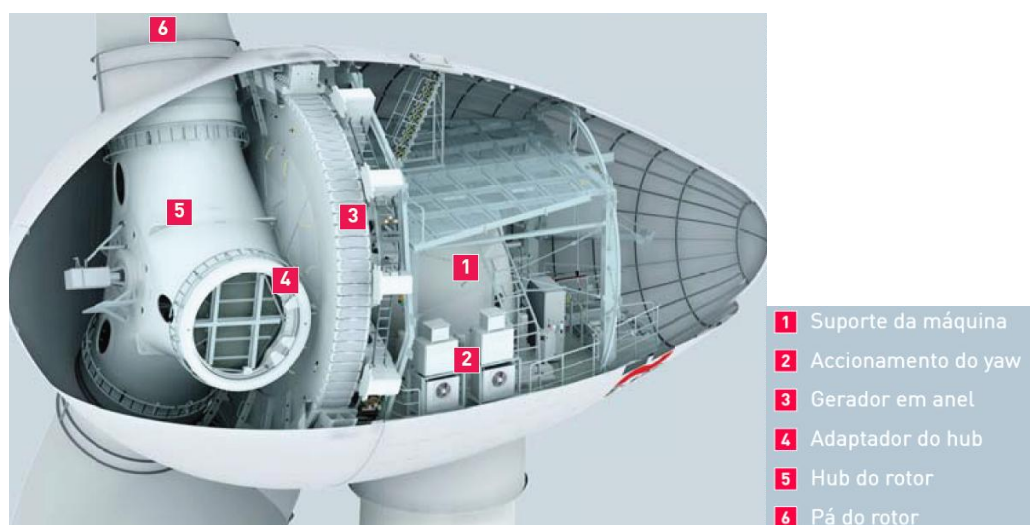


Figura 2.11 – Gerador eólico E-126 de 7.580 kW da empresa ENERCON (extraído de [19]).

Tanto a tecnologia MSVV como a tecnologia MIDA funcionam recorrendo a sistemas à base de conversores AC/CC/AC que permitem sincronizar a frequência de geração para a frequência de sincronismo da rede (50 Hz). Estes conversores são equipados com transístores IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) com sistemas de comando PWM (*Pulse Width Modulation*) e permitem igualmente um controlo sobre a potência gerada e sobre a distorção harmónica [1].

Em consequência da necessidade de produção eólica em parques *offshore*, houve a necessidade de adaptar a tecnologia das estruturas marítimas de sustentação à tecnologia das torres eólicas. Neste sentido, de forma a minimizar os custos associados, foram desenvolvidos alguns tipos de tecnologia de sustentação baseados em factores como a profundidade do mar, o peso das turbinas e a turbulência da ondulação. Desta forma, numa primeira instância foi adaptada a tecnologia de sustentação utilizada nas torres *onshore* e aplicada às torres *offshore* com profundidades até aos 30 metros, tal como se encontra apresentado na Figura 2.12.

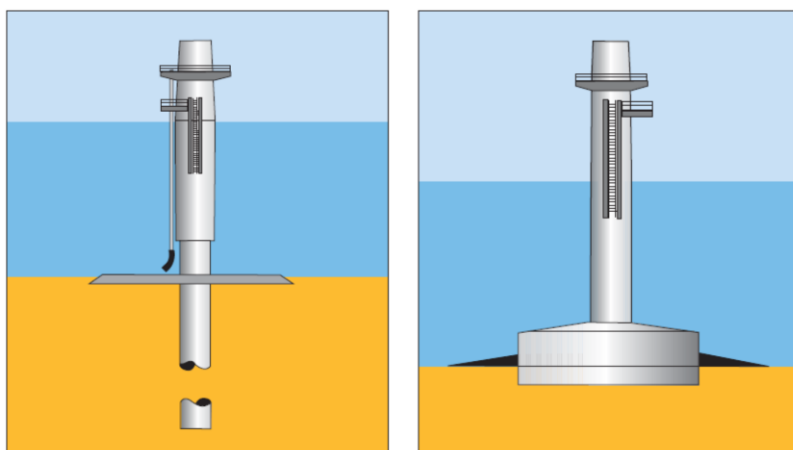


Figura 2.12 - Exemplos de estruturas fixas de fundações em betão do tipo *Monopile* (extraído de [5]).

Esta tecnologia de pilar único foi aplicada, por exemplo, no parque eólico de Viderby, na Dinamarca, já referido no capítulo 2.3.3. No entanto, a necessidade de instalação de torres eólicas em locais com profundidade superior a 30 metros levou à adaptação das tecnologias de torres de sustentação já utilizadas na indústria de extracção de petróleo *offshore*. Em resultado foram desenvolvidas estruturas metálicas fixas ao leito marítimo através de diversos pontos, tal como é esquematizado na Figura 2.13.

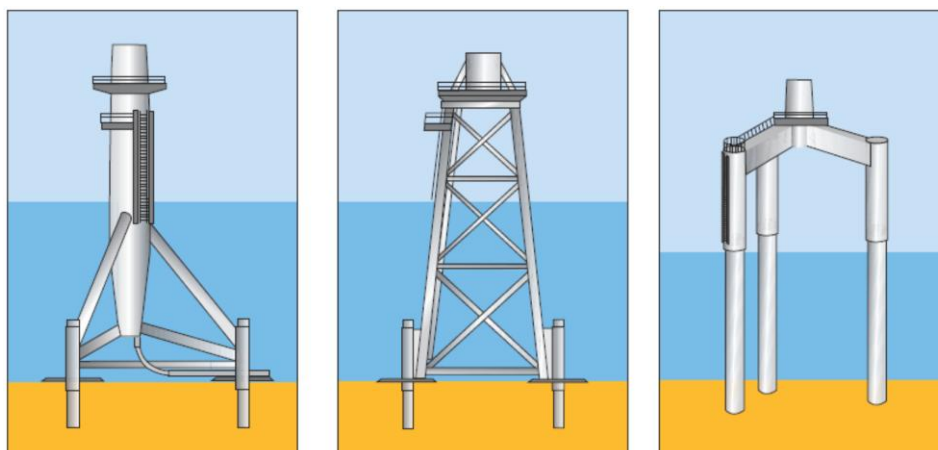


Figura 2.13 – Exemplos de estruturas metálicas fixas do tipo *Tripod/Jacket* (extraído de [5]).

Por fim, encontram-se actualmente em desenvolvimento diversas tecnologias com o intuito de responder à necessidade de instalar torres eólicas em águas até aos 150 metros de profundidade. Estas novas tecnologias, tal como as restantes, têm em comum a aplicação de uma outra tecnologia já utilizada na extracção petrolífera em águas com níveis idênticos de profundidade e consiste basicamente na aplicação de estruturas flutuantes, ancoradas ao fundo do mar, como demonstrado na Figura 2.14.

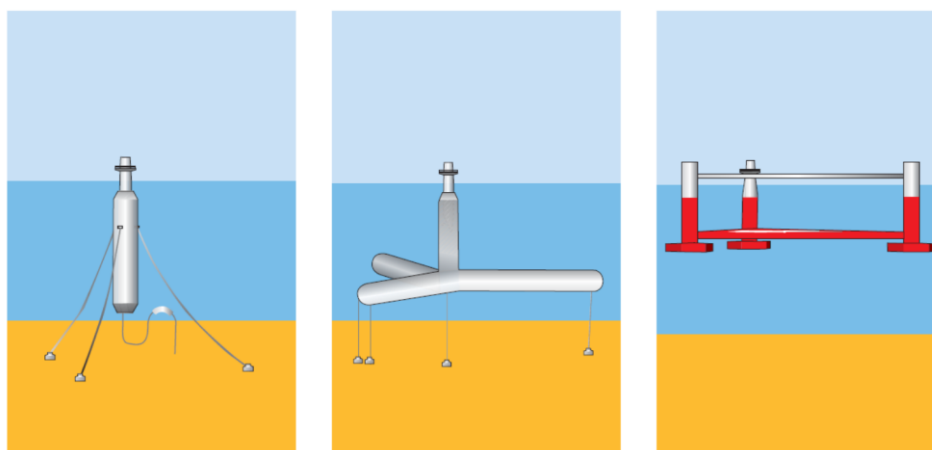


Figura 2.14 - Exemplos de estruturas flutuantes (extraído de [5]).

Estas tecnologias ainda se encontram em fase de estudo ou teste de funcionamento, não se encontrando nenhuma em plena exploração comercial.

No entanto, todas estas topologias de estruturas são hoje ainda utilizadas, sendo aplicadas a casos específicos. A Figura 2.15 explana a lógica de escolha entre os três principais tipos de sustentação de torres eólicas em *offshore*, tendo em conta a profundidade do mar do local de instalação e os custos associados.

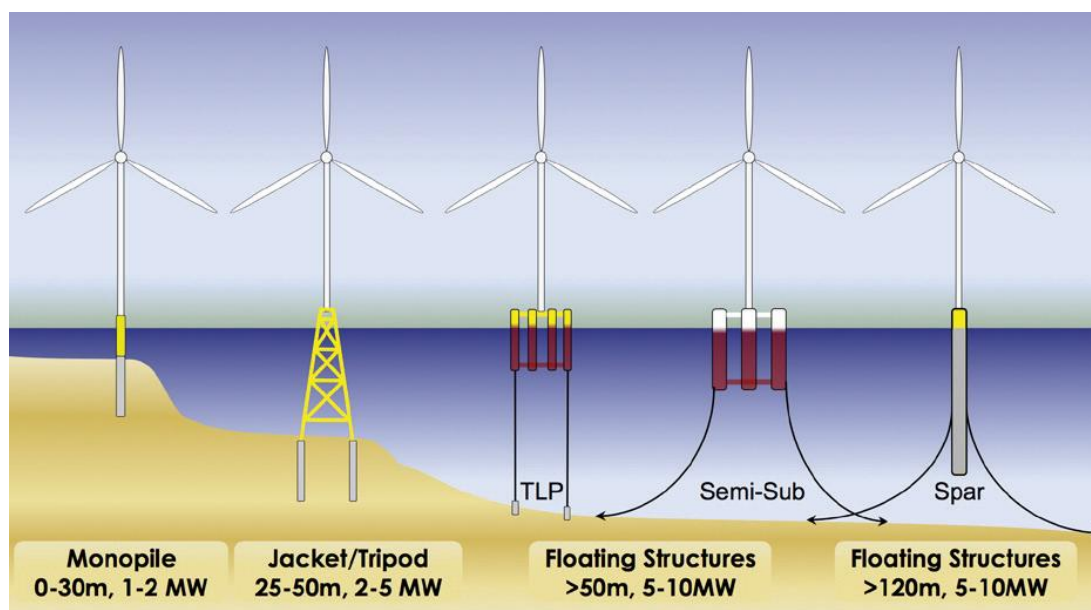


Figura 2.15 - Evolução do custo das diferentes tecnologias de em função da profundidade do mar (extraído de [28]).

2.3.5. Aproveitamento Energético dos Recursos Eólicos em Portugal

Portugal é um país com fracos recursos energéticos provenientes de combustíveis fósseis, não possuindo recursos petrolíferos nem de gás natural e onde os recursos de carvão são praticamente inexistentes. [1] Assim sendo, a dependência energética é imensa, pelo que a aposta na produção eléctrica a partir da energia eólica foi, desde cedo, uma necessidade não só a nível ambiental, mas principalmente a nível económico.

Aliás, os recursos eólicos nacionais são considerados, no mínimo, interessantes, tendo em vista o seu potencial de aproveitamento energético.

Uma forma credível de avaliar o potencial de rentabilidade de um gerador eólico é através do índice NEP, correspondente ao Número de Horas Equivalentes à Potência nominal de um aerogerador ou parque eólico, quantificado em h/ano. Através do mapa cujo esboço é apresentado na Figura 2.16, é possível analisar eficazmente este aspecto no território continental português.

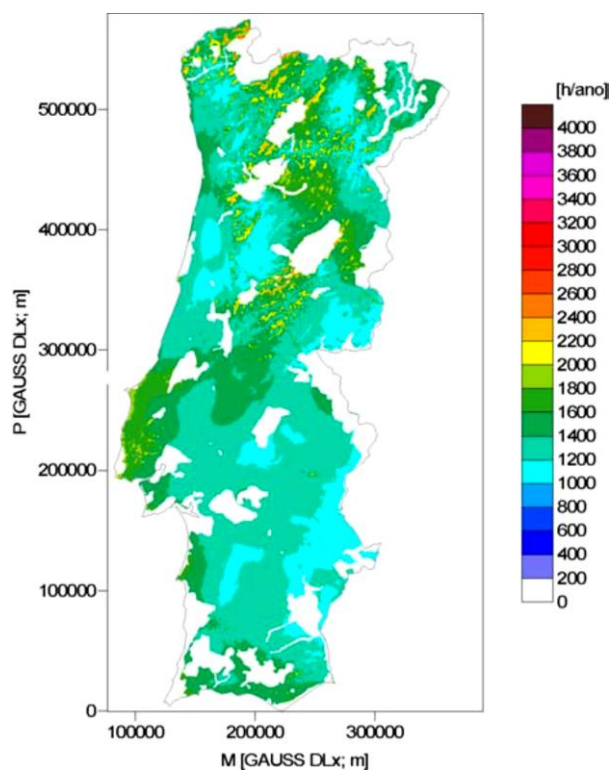


Figura 2.16 - Mapas da distribuição de NEP's excluindo as áreas à altura de 60 m (extraído de [29]).

O primeiro parque eólico ligado à antiga Rede Eléctrica Nacional de Serviço Público (RESP) entrou ao serviço em 1992 e situa-se em Monte dos Chãos, Sines. É composto por 12 geradores eólicos de 150 kW, perfazendo 1,8 MW de potência instalada no parque, e ainda hoje se encontra ao serviço [30]. Deste a instalação deste parque eólico pioneiro, observou-se uma crescente instalação de parques eólicos por todo o território nacional e, por consequência, observou-se igualmente uma crescente quota de consumo de energia eólica em relação ao total do consumo de energia eléctrica. Como exemplo, é ilustrado nos gráficos da Figura 2.17 e da Figura 2.18 este enorme aumento verificado nos últimos anos, entre 2004 e 2012.

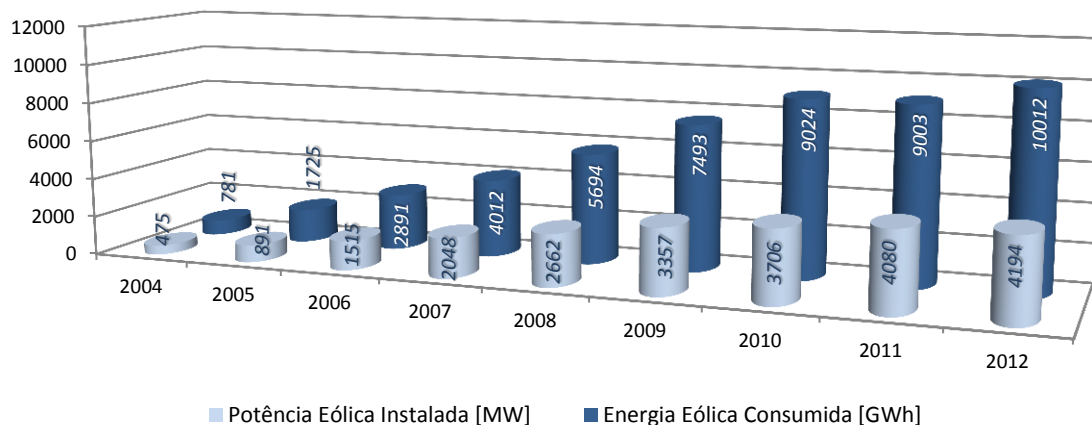


Figura 2.17 - Potência Eólica Instalada e Energia Eólica Consumida em Portugal entre 2004 e 2012.

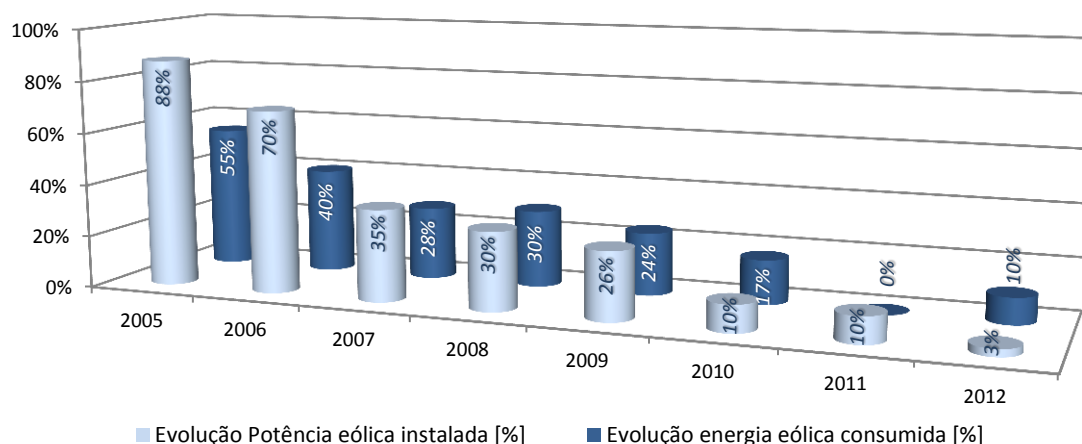


Figura 2.18 - Variação da Potência Eólica Instalada e da Energia Eólica Consumida em Portugal entre 2005 e 2012.

Analisando os gráficos das figuras anteriores, é possível observar-se que entre os anos de 2004 e 2010 os valores das potências foram aumentando significativamente, embora a tendência de crescimento fosse progressivamente decrescente. Não obstante esta evolução, comparando os valores de 2012 e de 2004, verifica-se que os valores da potência instalada e da potência consumida são sensivelmente 9 e 13 vezes superiores, o que revela uma extraordinária evolução. Esta robusta implementação levou à ocorrência de *records* de produção de energia eólica em Portugal, como o verificado a 13 de Novembro de 2011, quando cerca de 70% da energia eléctrica consumida adveio da geração por via do aproveitamento desta fonte energética, tendo inclusive sido registado um pico de 93% às 04.30 horas. Este valor correspondeu a uma utilização de 84% da potência eólica instalada e ligada à REN (Redes Energéticas Nacionais). O diagrama de carga nacional da Figura 2.19 exemplifica este acontecimento.



Figura 2.19 - Diagrama de carga Eólico Português do dia 13 de Novembro de 2011 (extraído de [31]).

Paralelamente à crescente instalação de parques eólicos no seu território nacional, Portugal realizou nas duas últimas décadas duas reestruturações do sector energético com o sentido de dinamizar o mercado e possibilitar não só o desenvolvimento de um mercado concorrencial, como também a abertura ao investimento privado na expansão do parque produtor nacional. Uma consequência destas políticas consistiu na crescente procura de licenças de exploração de parques eólicos genericamente por todo o país e a crescente aposta em tecnologias de produção de progressivamente maior capacidade por aerogerador.

Por conseguinte, hoje Portugal é considerado um *player* mundial importante no desenvolvimento, instalação e gestão de equipamentos de produção de energia eólica, o que é possível de ser verificado através do gráfico da Figura 2.20, onde ocupa a 6ª posição europeia em capacidade instalada.

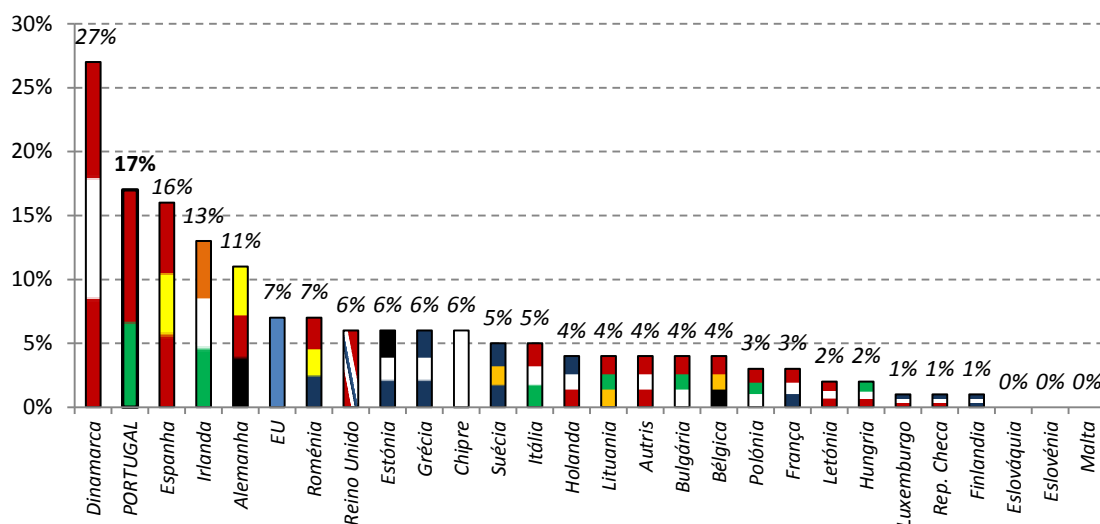


Figura 2.20 - Percentagem de energia consumida em função da energia total pelos 27 países da EU (adaptado de [22]).

Uma forma de analisar com maior correspondência com a realidade consiste em efectuar uma análise de integração da energia eólica em cada país em função das necessidades eléctricas. Nesta abordagem Portugal ocupa a segunda posição, sendo após a Dinamarca o país europeu que maior fatia da sua potência produzida cabe à energia eólica, ou seja 17%. De futuro espera-se alcançar ainda maiores resultados não só no que toca à energia eólica, mas também às restantes formas de produção eléctrica a partir de fontes de energia renováveis. No entanto, com a instalação de parques eólicos nas zonas de melhor aproveitamento eólico do território nacional, as possibilidades de aumentar a potência instalada a partir desta fonte energética são diminutas. Com isto, a tendência natural de evolução do índice de penetração eólica no país em função das necessidades de consumo será de diminuição, o que se encontra explanado no gráfico da Figura 2.21.

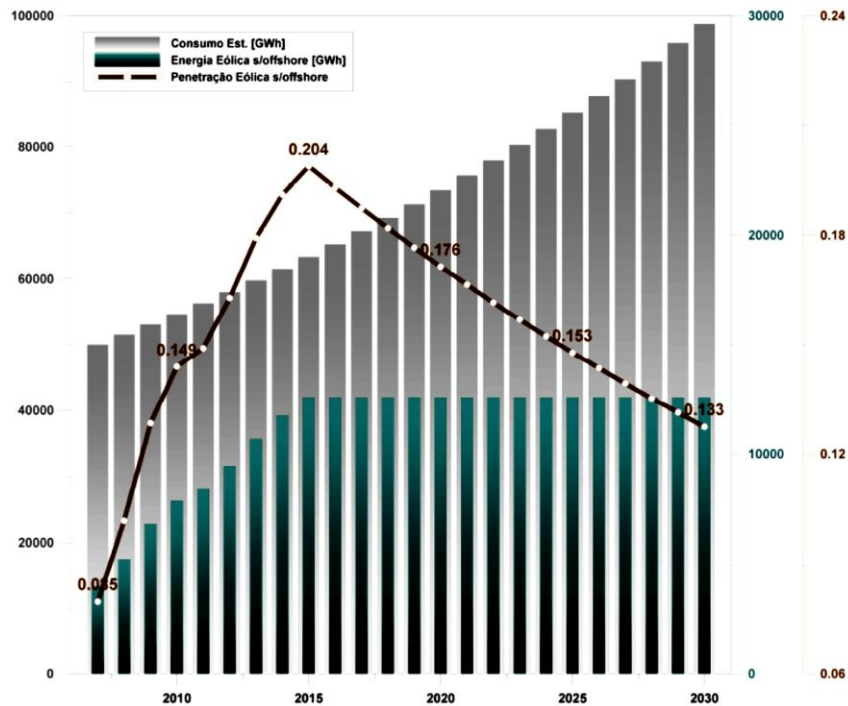


Figura 2.21 - Gráfico de previsão de energia eólica produzida, num cenário de não aposta em soluções *offshore* (extraído de [23]).

Uma forma do país conseguir manter os bons resultados na proporção de energia eólica produzida em relação à totalidade do consumo consiste na aposta do aproveitamento eólico em *offshore*, na zona do leito marítimo português, conforme ilustra o mapa da Figura 2.22.

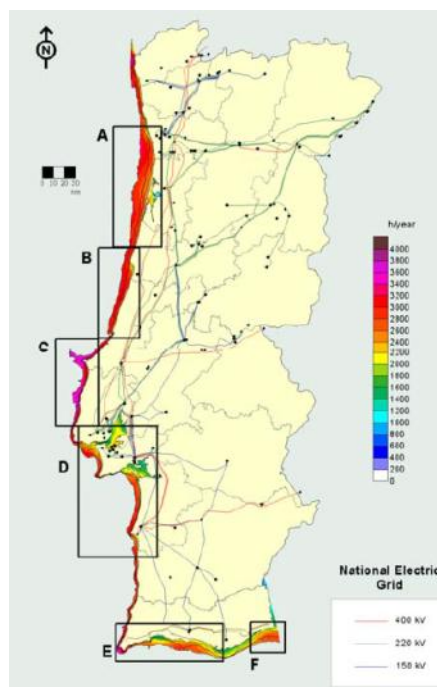


Figura 2.22 - Mapa de aproveitamento eólico *offshore* (extraído de [23]).

Esta premissa é comprovada através do gráfico da Figura 2.23 onde é verificada a manutenção da taxa de penetração de energia eólica, quando projectado o aproveitamento eólico das zonas assinaladas no mapa da Figura 2.22.

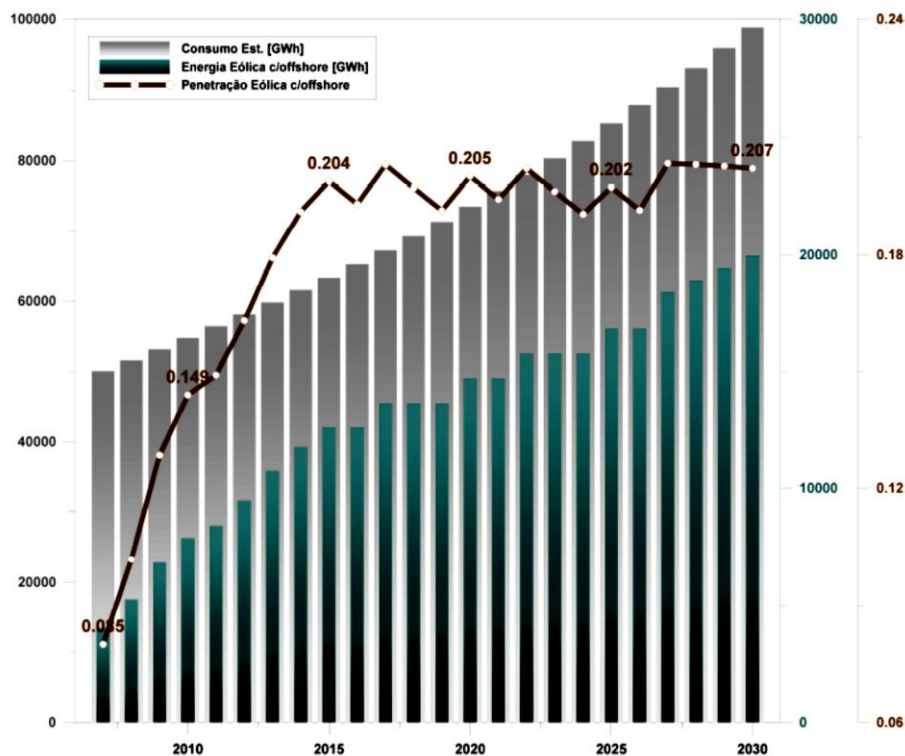


Figura 2.23 - Gráfico de previsão de energia eólica produzida num cenário de aposta em soluções *offshore* (extraído de [23]).

De forma a acompanhar a evolução tecnológica necessária à obtenção deste objectivo, Portugal, através da empresa EDPR (Energias de Portugal Renováveis), desenvolveu em conjunto com diversos parceiros, nomeadamente a empresa PRINCIPLE POWER, um sistema considerado revolucionário e pioneiro na exploração eólica que pode ser utilizado tanto em alto mar como em zonas com menor profundidade marítima. O projecto com o nome WINDFLOAT [28, 32] consiste na aplicação de uma turbina eólica de 2 MW numa estrutura flutuante e semisubmersível baseada nas plataformas de extracção petrolífera, a qual fica simplesmente ancorada ao fundo do mar, de acordo com o ilustrado na Figura 2.24. Na imagem, observa-se que o sistema é constituído por uma estrutura triangular, com três tanques cilíndricos de coluna de água interligados entre si e com bases de estabilização. O equilíbrio do conjunto é alcançado através da acção de um sistema de controlo de nível de água do mar em cada tanque, composto por um sistema automatizado de bombagem com controlo em cadeia fechada. Por sua vez, as bases de estabilização na base de cada tanque cilíndrico têm o intuito de amortecer as oscilações das ondas do mar, tornando o conjunto mais estável.

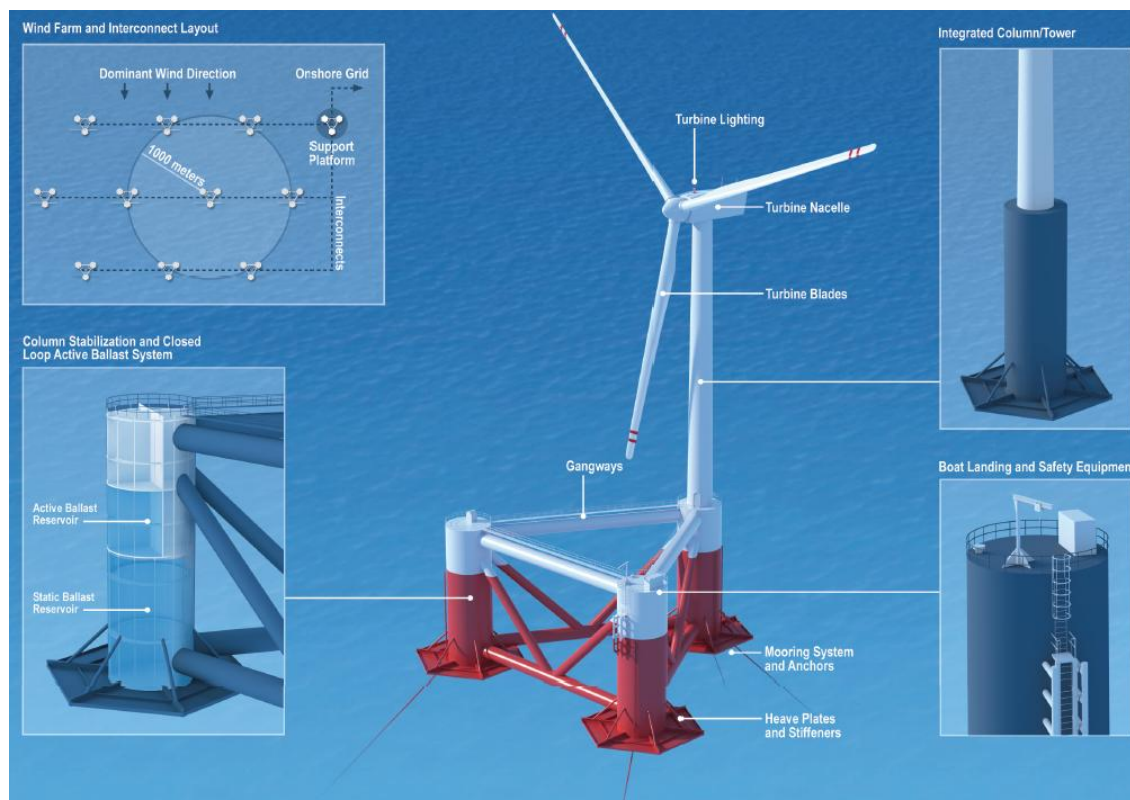


Figura 2.24 - Torre eólica WINDFLOAT da PRINCIPLE POWER (extraído de [32]).

Os tipos de estruturas de suporte fixas para torres eólicas em *offshore* implicam a montagem da torre e respectivo suporte no local e tornam extremamente difícil ou mesmo impossível o transporte da torre para reparação em terra ou a sua deslocalização. É neste âmbito que reside a primeira grande vantagem desta torre eólica. A WINDFLOAT é construída de modo a facilitar o transporte, permitindo a construção e montagem em terra e o posterior rebocamento para o local de ancoragem, com o auxílio de um rebocador convencional. Da mesma forma, permite a deslocalização para outro local de ancoragem e o fácil transporte para uma doca em terra com vista à realização de trabalhos de manutenção periódica. Estas vantagens conduzem à consequente diminuição substancial dos custos. Para além destas características, sendo um sistema flutuante, o impacto ambiental para o fundo marinho tanto aquando do processo de ancoragem como na sua permanência, é praticamente nulo.

Este projecto de origem portuguesa encontra-se em fase de teste do protótipo, tendo sido equipado com uma turbina eólica V80 de 2 MW da empresa VESTAS. Foi instalado ao largo da costa portuguesa, perto da localidade de Aguçadoura e ligado à REE em finais de Dezembro de 2011. Este protótipo pioneiro consiste no primeiro projecto a nível mundial de instalação de turbinas eólicas *offshore* sem a utilização de pesados sistemas de construção e montagem no mar [33].

2.4. Sistemas de Transmissão em HVAC e em HVDC

2.4.1. Enquadramento Histórico da transmissão em HVDC

Foi no seguimento da explosão tecnológica consequente da revolução industrial que ocorreu a descoberta do princípio da geração de energia por Michael Faraday em 1831. A partir de então, observou-se um rápido e impressionante desenvolvimento de equipamentos eléctricos para inúmeros fins que revolucionaram toda a sociedade, como a lâmpada ou o motor eléctrico. Com base na necessidade de proporcionar uma utilização massiva destes equipamentos, surgiram as primeiras centrais eléctricas, accionadas por máquinas a vapor, tendo a primeira sido inaugurada em 1882, em Pearl Street, Nova Iorque, (Figura 2.25) com o objectivo de alimentar a rede de iluminação pública [7].

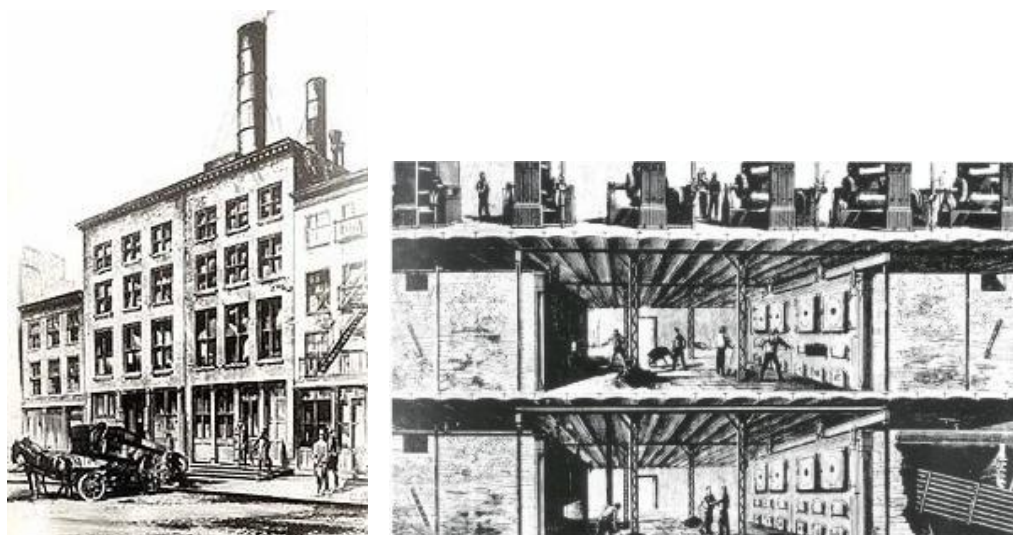


Figura 2.25 – À esquerda, esboço da Central Eléctrica de Pearl Street (extraído de [34]). À direita, esboço de corte da Central Eléctrica de Pearl Street (extraído de [3]).

Devido a um conjunto alargado de vantagens [8], os sistemas CA foram os escolhidos para responder ao aumento exponencial da procura de energia, o que conduziu ao aumento proporcional de instalações de geração de energia eléctrica.

Inicialmente foram utilizadas predominantemente instalações produtoras de pequena potência, próximas dos centros de consumo e utilizando combustíveis fósseis. No entanto, os imperativos de fornecimento de energia a custos razoáveis implicaram a construção de centrais térmicas de grande capacidade de produção e altamente eficientes, localizadas longe dos centros de consumo devido, principalmente, à necessidade da proximidade com as fontes de extracção ou transporte de combustíveis, às necessidades de proximidade de cursos de água para o processo de geração e ainda por razões ambientais. Uma outra solução económica de produção de energia desenvolvida e largamente expandida foi a hidroeléctrica, a qual inevitavelmente implicou a construção de centrais igualmente distantes dos centros de

consumo. Consecutivamente, a qualquer um destes casos, levantou-se o interesse na descoberta de formas de transmissão económica de energia por longas distâncias, com o intuito tanto de ligar os centros produtores aos centros de consumo como também o de interligar as pequenas redes existentes.

A primeira linha de transmissão de energia da história da electricidade foi construída na Alemanha, entre Miesback e Munique, no ano de 1882. Foi uma linha de 1400 V em CC, construída para uma potência de 1500 kW e com uma extensão aproximada de 57 km [11].

Nesta altura, foram realizadas outras experiências importantes de transporte de energia tanto em corrente alterna como em corrente contínua. Contudo, em 1889, em Itália, foi construída pela empresa Acquedotto De Ferrari-Galliera aquela que foi considerada como a primeira linha de transmissão em CC. Utilizando grandes máquinas girantes, tinha capacidade para transportar 630 kW, a 14 kV ao longo dos seus 120 km de extensão. Este novo sistema desenvolvido pelo suíço René Thury consistia na ligação física em série de um conjunto de motores e geradores e permitia a existência de níveis de tensões mais elevados para o transporte e de níveis de tensão razoáveis para o consumo. O diagrama de uma linha de transmissão em CC segundo o método Thury encontra-se representado na Figura 2.26.

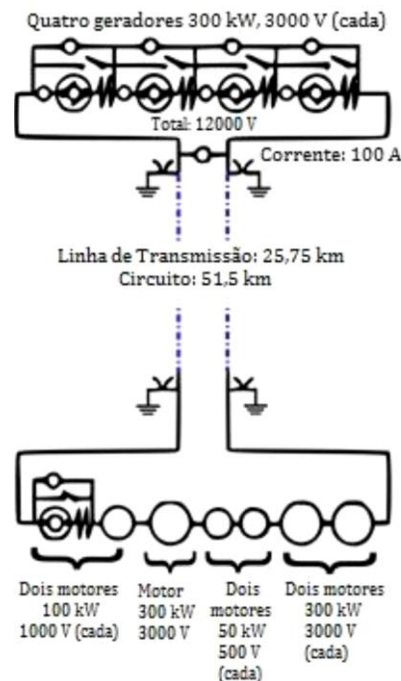


Figura 2.26 - Diagrama da linha de transmissão em CC segundo o método Thury (extraído de [35]).

O Sr. Thury encontrou com este método, uma forma bastante fiável de transporte de energia em alta tensão para a tecnologia da época. Uma importante linha construída segundo este método ligou a central hidroeléctrica de Moutiers a Lyon, com uma potência de 8,6 MW. Era uma linha com cerca de 200 km, 10 km dos quais em subterrâneo, com um nível de tensão de

150 kV entre pólos e funcionou durante 30 anos, entre 1906 e 1936. Devido principalmente à elevada manutenção e às elevadas perdas de energia, em meados dos anos 30, o sistema Thury, foi sendo gradualmente abandonado [11].

Por forma a evitar as perdas dos sistemas existentes de transmissão de energia em CC, a solução encontrada e largamente utilizada durante décadas foi a transmissão trifásica de corrente alterna em alta tensão – HVAC (*High Voltage Alternated Current*).

No entanto, os problemas relacionados com o trânsito de potência reactiva característicos dos sistemas de transmissão em CA deixaram sempre em aberto a necessidade de desenvolver uma nova tecnologia que possibilitasse o transporte de energia em corrente contínua em alta tensão – HVDC (*High Voltage Continuous Current*), particularmente para as situações de necessidade de transporte de energia por longas distâncias. A principal limitação tecnológica residia nas válvulas de mercúrio desenvolvidas até então. Este problema só começou a ser solucionado em 1929 pelo Dr. Uno Lamm, por muitos considerado o “pai do HVDC”, que desempenhava as funções de investigador da empresa ASEA, uma das empresas que esteve na génese da empresa ABB. Este investigador desenvolveu uma proposta de classificação de eléctrodos entre ânodo e cátodo, o que levou ao desenvolvimento de uma nova geração de válvulas de mercúrio como a apresentada na Figura 2.27 [2, 11, 12].

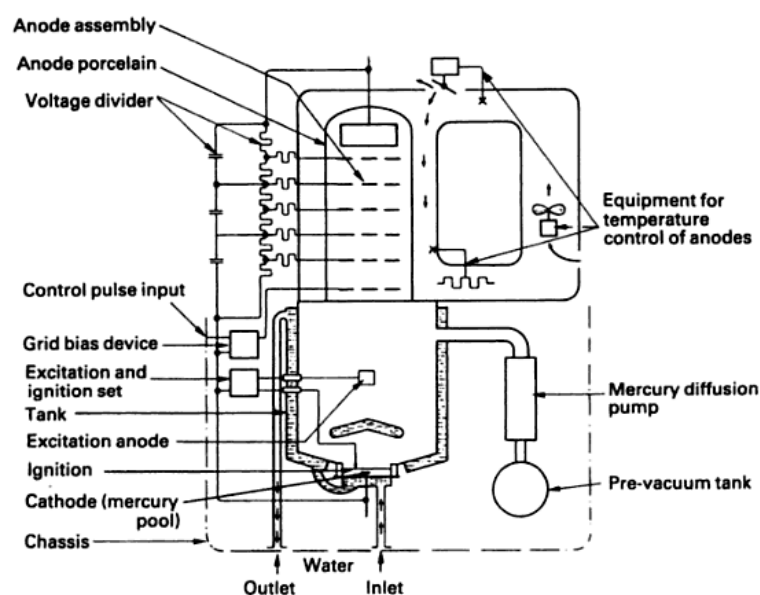


Figura 2.27 - Constituição de uma válvula de mercúrio de alta tensão da empresa ABB (extraído de [11]).

No entanto, somente em 1954 uma linha em HVDC de 100 kV, com uma potência instalada de 20 MW, entrou comercialmente ao serviço entre a costa sueca e a ilha de Gotland. Os equipamentos de conversão utilizados nas centrais conversoras desta linha de transmissão eram baseados nas válvulas de mercúrio de nova geração desenvolvida por Lamm, os quais se encontram-se apresentados na Figura 2.28. Nesta figura observa-se a central conversora de

testes, percursora da central de Gotland, e um grupo conversor de válvulas de mercúrio de seis impulsos, com o próprio Dr. Uni Lamm a observar [2, 11, 12].

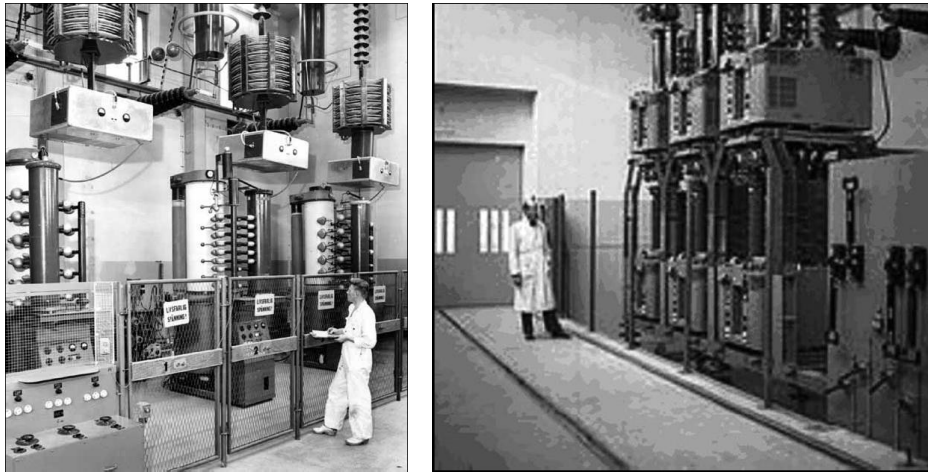


Figura 2.28 – À esquerda a estação de teste de Trollhättan (extraído de [2]). À direita, um grupo conversor da estação de Gotland (extraído de [12]).

Até à década de 70 a tecnologia utilizada era baseada em válvulas de arco de mercúrio, sobre as quais recaiam alguns problemas relacionados com a dificuldade do controlo e a elevada manutenção. No entanto, em 1967 na central de Gotland, foi dado início ao teste de substituição de válvulas de mercúrio por tirístores, tal como apresentado na Figura 2.29, tendo-se obtido bons resultados [12, 13].



Figura 2.29 – Estação conversora de Gotland com conversores de válvulas de arco de mercúrio e de tirístores (extraído de [12]).

A esta nova tecnologia onde se aplicam tirístores à conversão de energia em alta tensão deu-se o nome de LCC-HVDC. A plena exploração comercial de uma central equipada com esta

tecnologia iniciou-se em 1972, com a entrada ao serviço a subestação conversora de Eel River no Canadá, desenvolvida pela empresa General Electric. Os resultados verificados originaram uma série de investimentos nesta tecnologia aplicada às estações conversoras permitindo, por sua vez, o substancial aumento de capacidade. Uma das inúmeras apostas em sistemas HVDC realizadas com esta tecnologia consistiu no investimento realizado em 1970, em Cahora Bassa, Moçambique. Este investimento consistiu na construção de uma linha com a extensão de 1410 km entre a central hidroeléctrica Cahora Bassa e a África do Sul, com uma potência instalada de 1920 MW. O equipamento de conversão foi desenvolvido em parceria entre as empresas AEG, BBC (*Brown Boveri Company*) e Siemens [2, 8, 11, 12].

Mais tarde, a partir de 1997, iniciou-se o desenvolvimento de uma nova tecnologia de conversão de energia em alta tensão, a que se deu o nome de VSC-HVDC (*Voltage-Sorce Converters*). A principal característica desta tecnologia prende-se com a utilização de novos semicondutores tais como os IGBT (*Insulated gate Bipolar Transistors*), os GTO (*Gate Turn-Off Thyristors*) ou os IGCT (*Integrated Gate-Comutaded Thyristors*). Esta nova tecnologia não se encontra ainda capaz de ser aplicada às mesmas características de tensão, potência e distância que a tecnologia LCC-HVDC, embora seja substancialmente mais eficaz, barata e versátil. Por estas razões encontra-se presente em diversas aplicações por todo o mundo e representa o futuro do HVDC [11, 12].

2.4.2. Sistemas de transmissão em HVAC

A energia eléctrica é gerada nas centrais produtoras na forma de tensão e corrente alternas. Normalmente as centrais produtoras encontram-se localizadas a grandes distância dos centros de consumo por razões que se prendem maioritariamente com a localização das fontes energéticas a converter, como é o caso das barragens ou dos parques eólicos, ou com razões geoestratégicas de distribuição e estabilidade da potência na REE, como é o caso das centrais térmicas. De forma a transportar a energia eléctrica de forma viável em termos económicos e de qualidade, a energia eléctrica é normalmente elevada para um nível de tensão de transporte e transportada para os centros de consumo igualmente na forma alternada, sendo assim designada por HVAC. Esta forma de transporte de energia envolve a utilização de tecnologia profundamente estudada e inserida num mercado densamente concorrencial, originando baixos custos de investimento não só pela pequena quantidade de equipamentos a instalar, como pelo baixo custo associado. De realçar que o custo é tanto menor quanto menor for a distância a transportar devido à dispensabilidade de utilização de equipamentos de compensação de energia reactiva. No entanto, em linhas de transmissão de comprimento elevado, o custo do transporte aumenta exponencialmente devido, principalmente, à energia reactiva gerada ao longo da linha, a qual limita à mesma proporção a potência a transportar. De forma a compensar o efeito reactivo de linha e assim aumentar a disponibilidade de trânsito de energia activa, são vulgarmente instalados sistemas de compensação de potência reactiva nas extremidades da linha ou em pontos intermédios [2, 11, 12].

A evolução desta característica indutiva do transporte em HVAC em função da distância da linha encontra-se representado no gráfico da Figura 2.30 para os níveis de tensão de transporte mais utilizados na Rede Nacional de Transporte e tendo em conta o transporte com e sem compensação de energia reactiva [2, 8, 11, 12, 36].

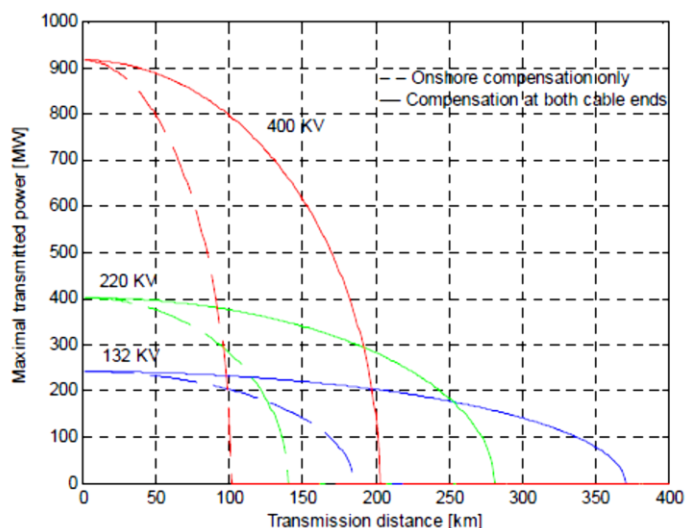


Figura 2.30 - Limitação de distância de transmissão em HVAC para diversos níveis de tensão, incluindo ou não compensação em ambas as extremidades (extraído de [36]).

No caso dos sistemas de transmissão para os parques eólicos *offshore*, a transmissão é efectuada por meio de cabos submarinos, os quais são caracterizados pelo efeito capacitivo particularmente elevado que acrescentam à energia transmitida. Por esta razão, tal como se pode verificar na Figura 2.31, os sistemas de transmissão *offshore* são constituídos por sistemas de compensação de energia reactiva em ambas as extremidades da linha.

A composição de um sistema de transmissão *offshore* em HVAC toma genericamente a forma do sistema da figura seguinte. Nesta figura verifica-se a existência de Transformadores de Conversão em ambas as extremidades da linha, os quais têm o objectivo de aumentar ou diminuir a tensão de transmissão. Verifica-se também a existência de Sistemas de Compensação de Energia Reactiva em ambas as extremidades, sendo neste caso utilizado um sistema SVC (*Static var Compensation*).

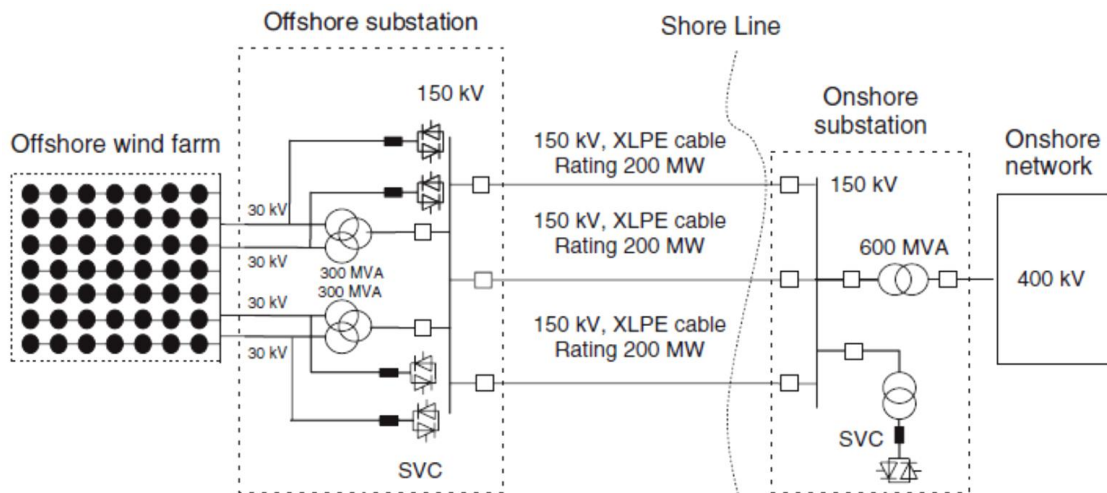


Figura 2.31 - Configuração de um parque eólico *offshore* com transmissão em HVAC (extraído de [6]).

Verifica-se igualmente o uso de cabos submarinos próprios para o transporte em HVAC, como é o caso dos cabos de Polietileno Reticulado (XLPE - *Cross-linked polyethylene cable*) [37].

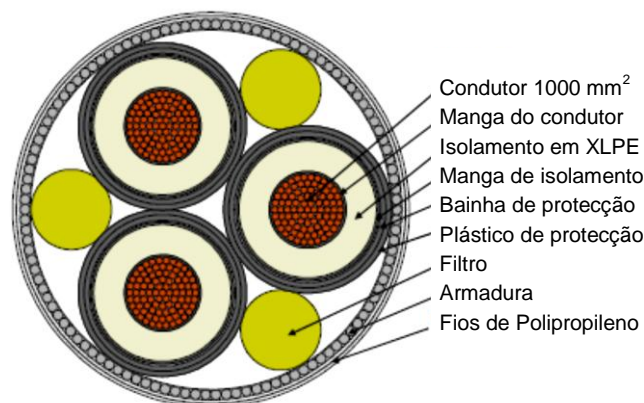


Figura 2.32 - Vista de corte de cabo XLPE (adaptado de [37]).

Os cabos XLPE são constituídos por um condutor de cobre isolado por camadas cruzadas de polietileno extrudido e correspondem a uma solução económica quando comparados com os restantes tipos. Na Figura 2.32 encontra-se uma vista de corte de um cabo XLPE, onde se observa a sua constituição interior, nomeadamente os diversos elementos de isolamento e protecção dos condutores [6, 8, 37]. Estes cabos são caracterizados pelas notáveis capacidades térmicas, de condução de corrente contínua normal e de corrente de curto-circuito. Para além disto, apresentam menores perdas dieléctricas que os restantes tipos de cabos, para além de serem mais leves e fáceis de instalar [37].

Para além destes equipamentos, os sistemas de transmissão em HVAC são também constituídos por equipamentos de protecção e controlo [6, 8, 37].

2.4.3. Sistemas de Compensação de energia em HVAC

Os sistemas de compensação tradicionais são compostos por grupos de baterias de condensadores dispostos em escalões e colocadas em paralelo com a rede de forma a aumentar a carga capacitiva. A operação é realizada através da manobra de equipamentos mecânicos (normalmente disjuntores), o a que está associada a existência de desgastes e consequentes acções de manutenção. No entanto, graças ao desenvolvimento da electrónica de potência para os níveis de tensão de transporte, verifica-se a crescente utilização de sistemas de compensação que embora sejam mais complexos, disponibilizam um nível de eficiência e de compensação bastante superior. A esta nova classe de sistemas de compensação é atribuída a designação de Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada (FACTS - *Flexible AC Transmission Systems*) e consiste em sistemas baseados em electrónica de potência e outros equipamentos estáticos que disponibilizam o controlo de um ou mais parâmetros de sistemas de transmissão CA de modo a potenciar o controlo e aumentar a capacidade de transferência de potência. Os principais objectivos dos sistemas que pertencentes a esta classe são o de controlar de forma rápida e eficaz o fluxo de potência em determinados trajectos específicos, o de aumentar a capacidade de transmissão de energia na rede e o de melhorar a Qualidade de Energia Eléctrica (QEE) [38, 39].

Os sistemas FACTS encontram-se tradicionalmente classificados em três categorias associadas às ligações, são elas a dos Sistemas de Compensação Série, dos Sistemas de Compensação *Shunt* e a dos Sistemas de Compensação Combinados. Relativamente à categoria dos Sistemas de Compensação *Shunt*, são desenvolvidos com o objectivo de ajustar as quantidades de compensação de energia reactiva às reais necessidades do sistema, de controlar os valores de tensão e de realizarem um amortecimento efectivo nas oscilações de energia. De entre os Sistemas de Compensação *Shunt*, destacam-se os compensadores SVC e os compensadores STATCOM (*Static Synchronouns Compensator*), cujas estruturas exemplificativas são apresentadas através dos diagramas da Figura 2.33 e da Figura 2.34 [39].

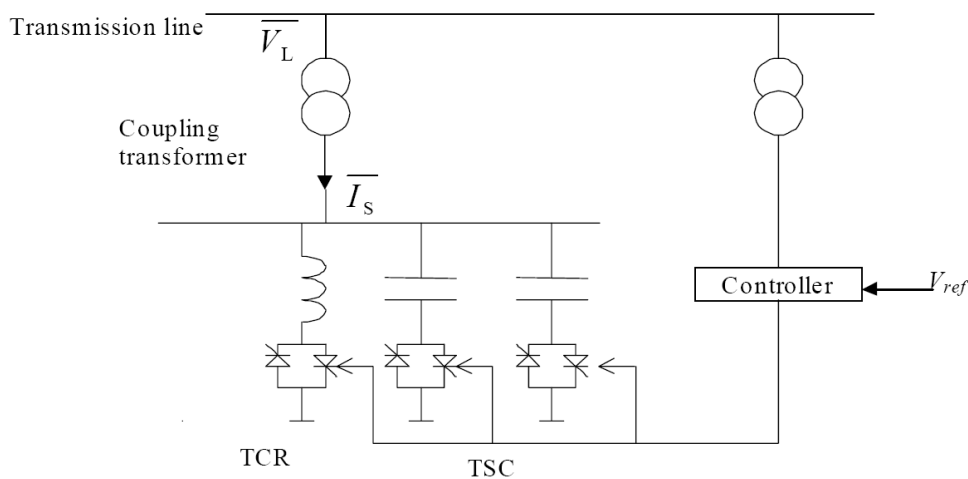


Figura 2.33 - Diagrama exemplificativo de um sistema de compensação SVC (extraído de [39]).

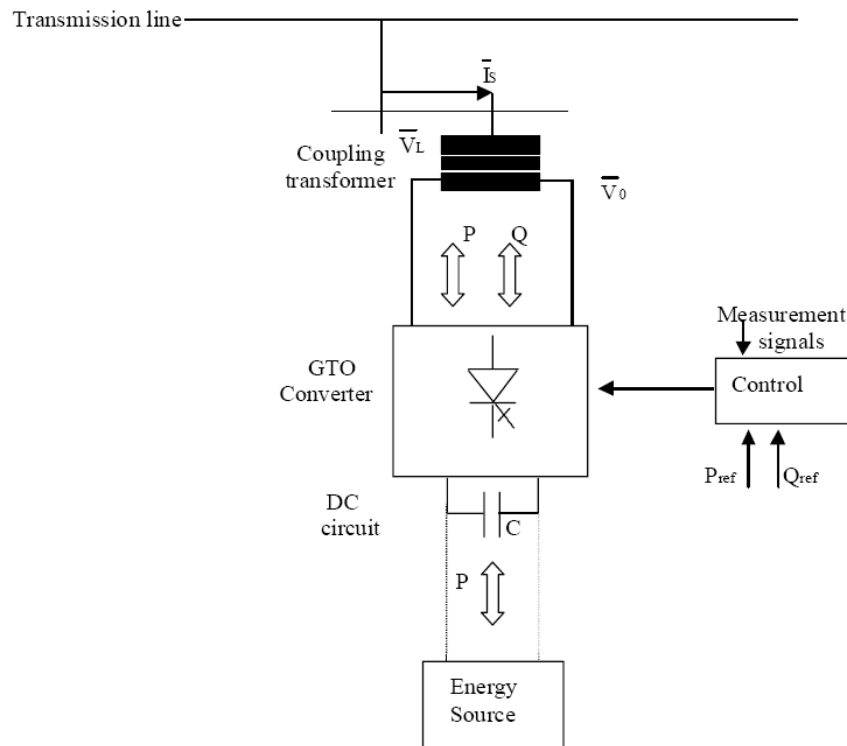


Figura 2.34 - Diagrama exemplificativo de um sistema de compensação STATCOM (extraído de [39]).

De entre todos os sistemas de compensação desenvolvidos, os SVC são seguramente os que contam com um maior número de equipamentos instalados, tanto em aplicações industriais como de controlo de REE, contando com mais de oitocentos equipamentos instalados em todo o mundo e uma potência instalada total com valores acima dos 90 GVA [39].

A categoria dos Sistemas de Compensação Série é composta por sistemas de compensação em série com a linha de transmissão, os quais produzem um impacto substancialmente superior no controlo do fluxo da potência activa e um resultado mais eficaz no amortecimento de oscilações de energia e na estabilidade de transitórios, quando comparado com os Sistemas de Compensação *Shunt*. Contudo, produzem uma pequena influência no controlo dos valores de tensão. De entre esta categoria de sistemas de compensação, destacam-se os Compensadores TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) e os Compensadores SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*).

Na última categoria, relativa aos Sistemas de Compensação Combinados, tal como o nome indica, é formada pela combinação de equipamentos das duas primeiras categorias. Os equipamentos desta categoria possuem a vantagem de poder combinar simultaneamente as características de ambas as categorias de equipamentos, *shunt* e série. Assim sendo, dependendo da combinação entre equipamentos, os compensadores combinados possuem a capacidade de actuar na melhoria da compensação de potência reactiva e no controlo de tensão, da mesma forma que os Sistemas de Compensação *Shunt*. Cumulativamente têm a capacidade de melhorar o controlo do fluxo de potências, actuar no amortecimento das

oscilações de energia e na estabilidade dos transitórios tal como realizado pelos Sistemas de Compensação Série [39].

2.4.4. Sistemas de transmissão em LCC-HVDC

Os sistemas de transmissão HVDC clássicos são baseados em fontes conversoras de corrente CSC (*Current Source Converters*) e utilizam tiristores em linha comutados naturalmente [13], daí o nome de LCC (*Line-Comutated thyristors*). Actualmente, esta tecnologia ainda é a mais utilizada, equipando a generalidade dos sistemas HVDC ao serviço.

Estes sistemas resultam da evolução ao longo dos tempos das primeiras tecnologias de conversão, tornando-a a tecnologia mais desenvolvida, mais madura e fiável de entre as que se encontram ao serviço. Estes sistemas permitem a operação em níveis de tensão e para potências bastante elevados. Na Figura 2.35 são apresentadas imagens dos equipamentos de uma estação de conversão a 800 kV da empresa SIEMENS [13, 40].



Figura 2.35 – À esquerda, torre de módulos de tiristores de um sistema HVDC de 800kV. À direita, sala eléctrica desse sistema (extraído de [41]).

Graças às novas tecnologias de tiristores de *wafers* de silicone de 6 polegadas é possível bloquear tensões até 8 kV e correntes até 4500 A. Na Figura 2.36 são apresentados os três tamanhos de tiristores de alta potência fabricados com *wafers* de silicone mais utilizados nos sistemas de conversão em HVDC, bem como um exemplo de um módulo de conversão da empresa SIEMENS.

Com base nestes equipamentos, os sistemas conversores têm a capacidade de operar a níveis de tensão de 800 kV CC e converter até 1 GW de potência por linha aérea ou 500 MW por cabo submerso.



Figura 2.36 – À esquerda, tirístores de alta potência fabricados com *wafers* de silicone de 4", 5" e 6". À direita, unidade modular de tirístores, utilizada em sistemas HVDC (extraído de [40]).

Os sistemas de transmissão em LCC-HVDC usualmente encontram-se configurados segundo uma de quatro topologias base, sendo elas a topologia *Back-to-back*, a topologia Monopolar, a topologia Bipolar e a topologia Multiterminal. A selecção da configuração a utilizar é feita de acordo com a função do sistema e localização das estações de conversão. Desta forma, considerando uma situação usual de transmissão por cabo a partir de um parque eólico *offshore*, tomando em conta os elevados custos de fornecimento e de aplicação dos cabos no leito marinho, opta-se normalmente por um sistema de configuração Monopolar, sendo o retorno de corrente realizado pela terra, tal como se encontra ilustrado no diagrama da Figura 2.37 [10, 14].

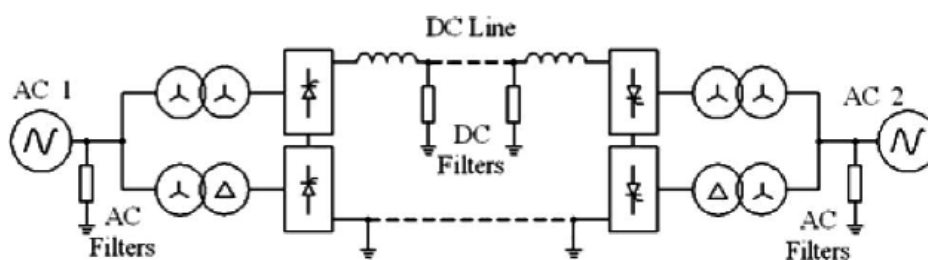


Figura 2.37 - Configuração Monopolar para um sistema de transmissão LCC-HVDC (extraído de [14]).

Num outro exemplo, para uma aplicação de transmissão de energia por linhas aéreas, é normalmente utilizada a topologia de configuração Bipolar representada no diagrama da Figura 2.38. A grande vantagem desta configuração, que basicamente consiste numa duplicação do sistema Monopolar, está na possibilidade de ser utilizada independente de cada linha. Esta capacidade permite inclusive utilizar somente uma das linhas em caso de inoperacionalidade da outra, contribuindo assim para o aumento da continuidade de serviço do sistema [10, 14].

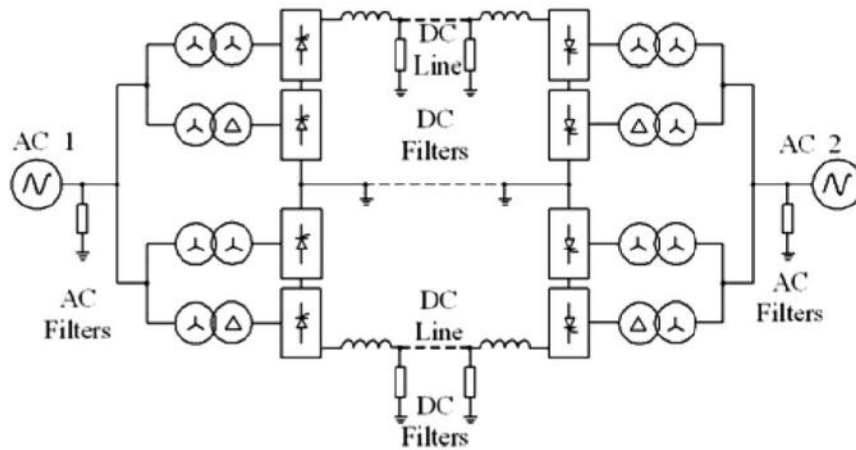


Figura 2.38 - Configuração Bipolar para um sistema de transmissão LCC-HVDC (extraído de [14]).

Quanto às configurações *Back-to-back* e Multiterminal são utilizadas em situações específicas. A primeira consiste simplesmente num sistema Monopolar sem os cabos transmissão, localizando-se as duas centrais conversoras no mesmo local. Esta configuração é utilizada, por exemplo, na interligação de duas redes assíncronas ou que operem a frequências diferentes. Na topologia de configuração multiterminal, são utilizadas mais de duas redes de transmissão ligadas a uma mesma linha, em paralelo. Esta é a única configuração de ligação entre mais de duas redes utilizando esta tecnologia, já que é imprescindível a que a linha seja controlada por centrais redutoras ou aumentadoras em ambas as suas extremidades [10, 14].

As principais limitações dos conversores LCC-HVDC estão relacionadas com dois aspectos preponderantes. Uma destas limitações reside na necessidade de existência de uma alimentação alterna externa à rede, de modo a permitir o início do processo de comutação. Quando a linha não se encontra alimentada, tanto a estação redutora como os sistemas de controlo constituintes, conseqüentemente, também não se encontram alimentados. Torna-se, então, imprescindível a existência de uma alimentação externa durante os períodos de falta de alimentação da linha [6, 8, 10, 42].

Uma última limitação dos conversores LCC-HVDC reside na incapacidade de controlar o trânsito de potência reactiva. Esta importante limitação está relacionada com o princípio da comutação de linha destes sistemas. Ao operarem à frequência da rede CA adjacente, ou seja, a uma frequência de comutação de 50 Hz ou de 60 Hz, a capacidade de controlar o trânsito de potência reactiva fica largamente limitada, o que implica a instalação de sistemas de compensação como baterias de condensadores ou sistemas STATCOM. Para terminar, uma outra limitação está na necessidade de instalação de um cabo de sinal para possibilitar a comunicação entre as duas estações conversoras, imprescindível ao correcto funcionamento destes conversores [6, 8, 10, 42].

Tomando como genérico o exemplo do parque eólico com sistema de transporte de tecnologia LCC-HVDC da Figura 2.39, verifica-se que as estações conversoras são constituídas por uma

quantidade substancialmente maior de equipamentos quando comparadas com as que equipam os sistemas de transmissão em HVAC. Pode-se inclusive afirmar que o cerne dos sistemas LCC-HVDC está nas duas estações conversoras, dispostas em ambas as extremidades dos cabos de transmissão. Estes equipamentos não são obviamente necessários nos sistemas alternos e correspondem a um sobrecusto considerável, dada a sua complexidade, volumetria e nível tecnológico necessário [6, 10, 42].

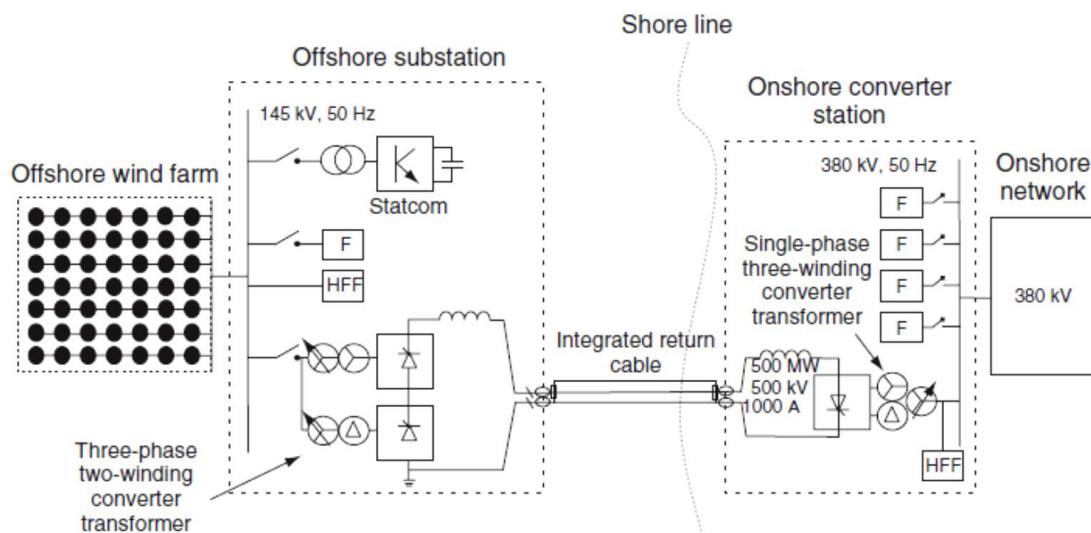


Figura 2.39 - Configuração de um parque eólico *offshore* utilizando um sistema de transmissão LCC-HVDC (extraído de [6]).

Outros equipamentos adicionais aos sistemas HVAC são os filtros CA, quer para baixas frequências (representados na Figura 2.39 como F – *Filter*), quer para altas frequências (representados na Figura 2.39 como HFF - *High Frequency Filter*) e os filtros CC. Quanto aos filtros CA, têm a função de absorver o alto teor das primeiras harmônicas geradas pelo conversor. Estes equipamentos são importantes para minimizar o impacto nas redes adjacentes e poderão ser utilizados como fonte de potência reactiva para a estação de conversão. Por seu turno, os filtros CC que embora sejam vulgarmente utilizados não se encontram representados na figura anterior têm a função de evitar que a tensão harmónica da componente contínua provoque a sobreposição de uma onda de corrente alterna sobre a corrente contínua transmitida [6, 10, 42].

Os sistemas LCC-HVDC dispõem vulgarmente de Reactores de Alisamento (*Smoothing Reactors*), igualmente não representado na figura anterior, mas importantes para a estabilidade dos sistemas. A sua utilização está associada à limitação das correntes CC de defeito e a interrupção de corrente a baixa carga, à redução das harmónicas e à prevenção das ressonâncias [6, 10, 42].

No que concerne aos transformadores de conversão, para além de aumentar ou diminuir a tensão de transmissão, nestes sistemas têm também a função, em conjunto com os conversores, de reduzir a quantidade da componente harmónica [6, 10, 42].

Tal como os sistemas HVAC, esta tipologia de sistemas HVDC tem igualmente a necessidade de dispor de sistemas de compensação de potência reactiva. No caso dos sistemas LCC-HVDC, é preferível a implementação de sistemas STATCOM, de modo a consumir a potência reactiva requerida pelos tiristores para o seu funcionamento [6, 10, 42].

Apesar dos progressos realizados quanto aos cabos com revestimento em XLPE, os cabos submarinos mais utilizados nos sistemas em HVDC continuam a ser os cabos de Massa Impregnada (MI - *Mass-impregnated cables*), apresentado a título de exemplo na Figura 2.40, devido às suas características vantajosas para o transporte em CC. Para além deste tipo, existem ainda os cabos revestidos de óleo a baixa pressão. Estes cabos não são preferencialmente utilizados face aos cabos de massa impregnada, não só pela limitação de comprimento de 80 metros, mas também devido às reservas existentes quanto à possibilidade de derrames de óleo nos solos ou no mar [6, 8, 36, 37].

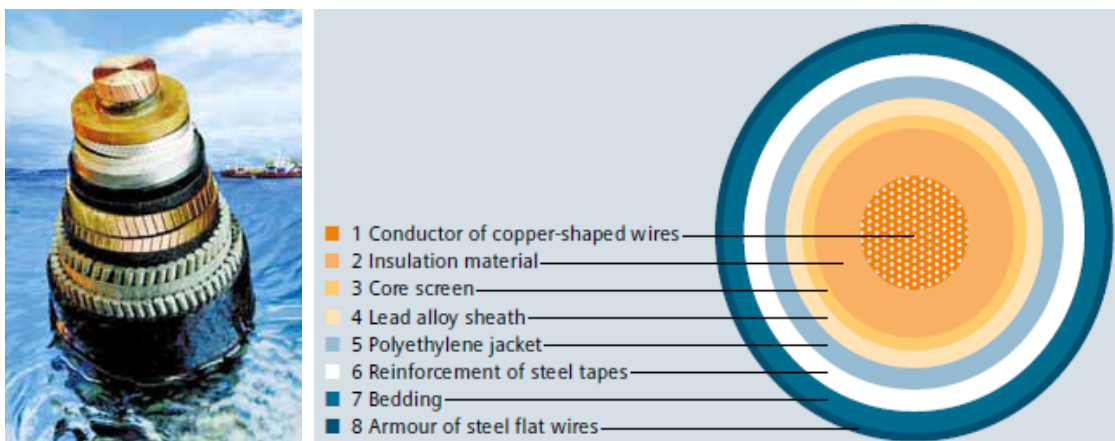


Figura 2.40 – Aspecto e composição de um cabo de massa impregnada (extraído de [8]).

De salientar que, como já referido neste capítulo, os sistemas de transporte que utilizam esta tecnologia incluem na sua composição um sistema auxiliar de alimentação alterna, para além dos normais equipamentos de protecção de controlo comuns a qualquer sistema [6, 8, 36, 37].

2.4.5. Comparação entre transmissão em HVAC e em HVDC

O transporte de grandes quantidades de energia eléctrica é normalmente realizado através da utilização de sistemas de transmissão em CA, o qual corresponde à melhor solução para a generalidade dos casos, devido principalmente à sua simplicidade e facilidade de controlo. No

entanto, no que concerne à transmissão de energia eléctrica a longas distâncias, a tecnologia HVDC poderá ser mais vantajosa do ponto de vista económico, técnico e ambiental.

Uma das principais desvantagens dos sistemas HVDC consiste na maior complexidade técnica de todo o sistema. Esta característica verifica-se tanto na maior quantidade de equipamentos constituintes como na sua complexidade e tem como principal ícone as estações conversoras, nomeadamente os equipamentos conversores e os disjuntores de CC. Estas estações existentes em ambas as terminações das linhas têm a função de realizar a conversão CA/CC e CC/CA e são compostas por uma considerável quantidade de equipamentos complexos que ocupam uma área substancialmente superior quando em comparação com as subestações de CA. Consequentemente, o custo associado ao conjunto destes sistemas é consideravelmente superior, principalmente nos sistemas LCC-HVDC. Esta desvantagem atinge uma maior importância quando se trata em subestações *offshore*, pois implica a construção de plataformas marítimas de grandes dimensões.

Em contrapartida, uma vantagem dos sistemas HVDC prende-se com os limites impostos à capacidade de transmissão de linhas em sistemas HVAC a grandes distâncias. Estas limitações de capacidade e comprimento das linhas verificadas maioritariamente nos sistemas de transmissão em CA são devidas, principalmente, a dois aspectos. Um destes aspectos prende-se com o facto da secção da alma condutora das linhas de transmissão não ser utilizada na totalidade devido à existência de dois fenómenos electromagnéticos chamados Efeito de Coroa e Efeito Pelicular. Estes fenómenos verificados nas linhas de transporte em CA são proporcionais à intensidade da corrente, à frequência e às características magnéticas dos condutores e traduzem-se em perdas de energia. No entanto, nas linhas de transmissão em HVDC, a perda total de potência devido a estes efeitos é considerada desprezável já que toma valores inferiores a 5 MW para níveis de tensão até aos 450 kV e comprimentos de linha de cerca até aos 900 km [7, 8, 9, 10].

O outro aspecto limitativo dos sistemas HVAC para linhas de grande comprimento é relativo à existência de fenómenos indutivos e capacitivos. É característica dos sistemas de transmissão em CA, a geração de correntes indutivas e capacitiva ao longo da linha, as quais, por sua vez, dão origem a um valor de potência reactiva no final da linha proporcional à tensão de operação, ao comprimento e às características de impedância da linha. Nas linhas aéreas, esta potência tem natureza principalmente indutiva, sendo facilmente compensada com baterias de condensadores ou com FACTS nas extremidades ou em pontos intermédios da linha. Em linhas de transmissão muito longas, onde é necessária a construção de dispendiosas estações intermédias de compensação de potência reactiva ou onde as perdas ou as reactâncias no fim da linha são bastante elevadas, poderá ser economicamente mais vantajosa a opção por sistemas de transmissão em HVDC, na medida em que se vê compensado o sobrecusto inerente às estações conversoras finais e intermédias. A nível da QEE, a opção HVDC poderá consistir numa solução igualmente mais vantajosa nestas condições, uma vez que as estações intermédias poderão corresponder a potenciais causas de perturbação ao sistema [7, 8, 9, 10].

As limitações de comprimento de uma linha atingem maiores proporções quando a transmissão é efectuada através de cabo enterrado ou submerso. A principal razão desta condicionante prende-se com o efeito capacitivo do meio terrestre ou aquático, o qual induz o aumento substancial do valor da potência. Assim sendo, tal como acontece nos sistemas de transmissão aérea, para linhas de transmissão com comprimentos elevados, torna-se necessária a instalação de sistemas de compensação de potência reactiva, tanto nas extremidades como em alguns pontos intermédios. Se esta solução pode, em alguns casos, viabilizar o transporte de energia para distâncias superiores, por cabos enterrados, dificilmente o fará para cabos submersos, uma vez que implicaria a construção de dispendiosas plataformas em alto mar. Contudo, as características associadas à utilização de sistemas HVDC no transporte de energia através de linhas aéreas, aplicam-se genericamente ao transporte de energia por cabo enterrado ou submerso. Assim sendo, a partir das distâncias enunciadas, o transporte de energia por cabo enterrado ou submerso será mais vantajoso se for efectuado através de sistemas HVDC [7, 8, 9, 10].

Uma outra vantagem nos sistemas em HVDC em relação aos sistemas em HVAC está relacionada com o custo associado à construção de linhas aéreas, conforme ilustra a Figura 2.41.

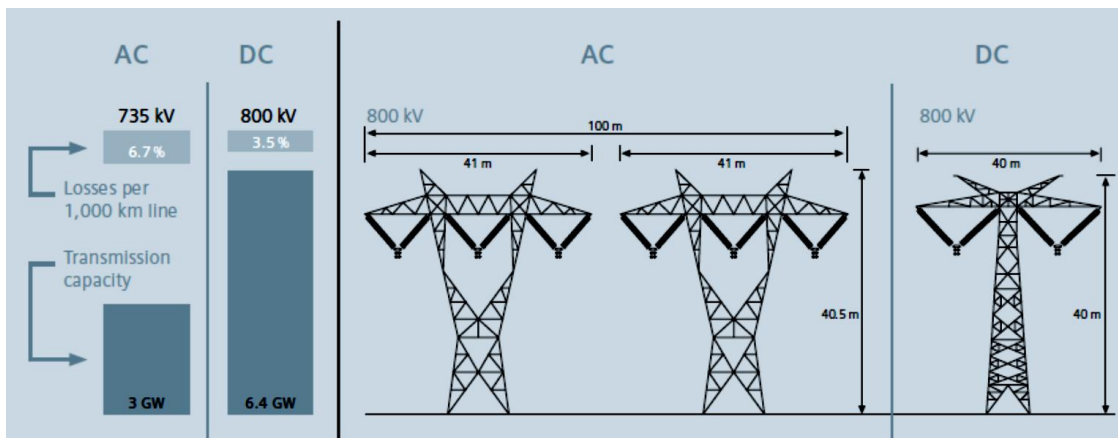


Figura 2.41 - À esquerda, comparação de capacidades de transmissão e perdas em sistemas CA e CC. À direita, a comparação de pórticos CA e CC (extraído de [41]).

Para além da utilização de apenas dois terços de isoladores e linhas, para um mesmo nível de tensão, estas dispõem de uma capacidade de transmissão substancialmente superior quando utilizadas em sistemas HVDC do que em sistemas HVAC. Por outro lado, nestas condições as linhas de transmissão em HVDC necessitam de metade do número de pórticos de sustentação, bem como de pórticos de menor dimensão. Esta característica, para além dos consequentes benefícios económicos, proporciona igualmente vantagens a nível ecológico, na medida em que a influência da área ocupada pelas linhas será menor [7, 8, 10].

Quando a transmissão é realizada por cabos enterrados ou submersos, o custo associado é superior ao associado à utilização de pórticos com linhas aéreas. Isto porque, se por um lado a transmissão por cabo exclui os custos de utilização de pórticos e isoladores, por outro, o custo dos próprios cabos é substancialmente superior ao custo dos condutores das linhas aéreas [7, 8, 10].

Todas estas limitações, a que se soma as perdas dieléctricas, limitam a viabilidade da transmissão em HVAC a partir de distâncias comportadas entre os 500 km e os 800 km, para o caso de linhas de transmissão aéreas, ou em linhas enterradas ou submersas para distâncias superiores a 40 ou 50 km, dependendo dos casos. A partir do gráfico da Figura 2.42 é possível distinguir a evolução dos custos associados aos dois tipos de transmissão em alta tensão, as componentes genéricas que influenciam a sua evolução e os pontos de *Break-Even*, onde a opção pelos sistemas em HVDC passa a ser a mais rentável [7, 8, 9, 10].

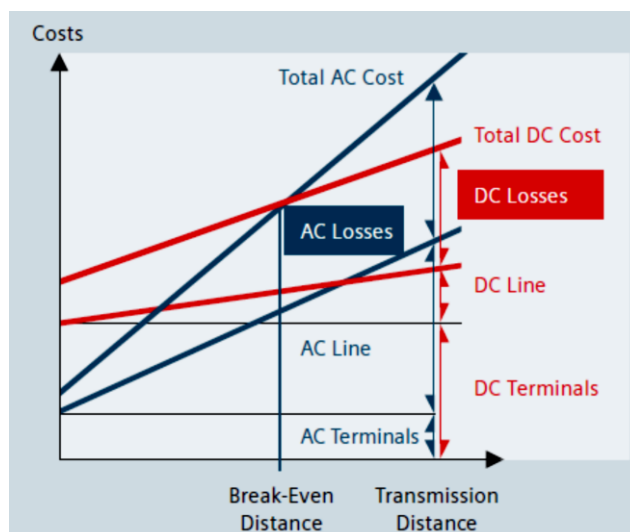


Figura 2.42 - Relação custo/distância para linhas HVAC e HVDC (extraído de [8]).

Para além das características intrínsecas à natureza dos dois tipos de transmissão que se traduzem em condicionalismos económicos relevantes à selecção do mais adequado a uma determinada situação, existem outras características importantes a ter em conta e que os diferenciam. Uma destas características que resulta num aspecto depreciativo para os sistemas HVAC, está relacionado com os picos de comutação verificados nas linhas de transmissão. Estes consistem nos transitórios de sobretensão na linha de maior gravidade e atingem valores de pico entre duas e três vezes superiores ao valor da tensão de crista. Em contrapartida, nos sistemas de transmissão em HVDC, os picos máximos de comutação atingem valores somente 1,7 vezes superiores à tensão normal [9].

Embora o aumento da capacidade de transmissão tenha o objectivo de acompanhar o aumento das necessidades de consumo energético das populações e das empresas, poderá implicar a origem de alguns aspectos depreciativos a nível ambiental e do foro da saúde, principalmente

quando se trata de linhas de transmissão aéreas. Os efeitos comuns aos dois tipos de sistemas de transmissão de alta tensão que importam tratar são os campos eléctricos, a interferência de radiofrequência e o impacto visual. O valor do campo eléctrico numa linha de transmissão varia ao longo do ano em função da variação sazonal do valor de humidade relativa. As linhas em CC sofrem menos deste efeito devido à falta de equilíbrio da corrente de deslocamento. Um outro aspecto relacionado com o campo eléctrico é o da Tensão de Passo. Este fenómeno, verificado nos sistemas de transmissão em HVAC entre os eléctrodos de terra e os condutores, poderá originar a passagem de uma corrente de choque através de uma pessoa que esteja junto aos eléctrodos. No entanto, no caso dos sistemas de transmissão em HVDC, mesmo para os níveis de tensão mais elevados, a densidade de corrente eléctrica é substancialmente inferior [9].

O processo de comutação dos tiristores dos conversores electrónicos origina provoca rápidas variações de tensão e corrente que produzem correntes parasitas. Estas correntes juntamente com as harmónicas operacionais são responsáveis pela ocorrência de distúrbios nas gamas dos kHz e dos MHz do espectro de radiofrequência, os quais podem ser atenuados através de blindagens de equipamentos ou da aplicação de filtros específicos. O nível de interferências radioeléctricas de uma linha aérea de transmissão HVDC é, contudo, menor que a linha aérea de transmissão em HVAC [9].

Tal como já referenciado neste capítulo, as centrais conversoras dos sistemas HVDC são constituídas por uma quantidade substancialmente superior de equipamentos quando comparadas com as subestações de HVAC. Consequentemente, a área ocupada é igualmente maior o que provoca maior impacto visual. Todavia, as linhas de transmissão em HVDC ocupam uma área substancialmente inferior para uma mesma potência conforme verificado na Figura 2.41. Considerando que os sistemas em HVDC são utilizados na transmissão a grandes distâncias, esta diferença dimensional atinge grandes proporções a nível de terrenos ocupados e de impacto visual [9].

Para além dos aspectos acima citados, existem outros tais como os provocados pelo efeito de coroa ou os campos magnéticos que podem ser considerados, mas têm menos expressão a nível ambiental.

Para além das vantagens dos sistemas em HVDC no transporte de energia para longas distâncias, existem alguns outros casos em que a aplicação destes sistemas é igualmente vantajosa. Um destes casos prende-se com a interligação de redes assíncronas. Esta situação é bastante frequente em linhas que ligam redes a 50Hz e de 60Hz, ou mesmo em linhas que, embora funcionem à mesma frequência, não são síncronas entre si. Um outro caso está relacionado com a capacidade dos sistemas de transmissão HVDC em ligar directamente dois sistemas alternos com a mesma frequência sem serem constituídos por uma rede malhada. Esta situação não é possível nos sistemas em HVAC, devido à instabilidade do sistema e à probabilidade demasiado elevada de ocorrência de curto-circuitos ou flutuações de potência demasiado elevadas. A origem desta capacidade está no facto de a tecnologia HVDC efectuar

o controlo da potência transmitida com elevada rapidez, contribuindo assim para o controlo da frequência da rede. Os sistemas VSC-HVDC permitem ainda o controlo da potência reactiva e da potência activa de forma independente. Esta capacidade acrescida possibilita controlar tanto a tensão alterna como a tensão contínua do conversor. Estas duas capacidades atingem uma grande importância em redes de fraca estabilidade [7, 8, 9, 10].

Todas estas características traduzem-se nas principais vantagens dos sistemas HVDC, tornando-os preferíveis aos sistemas HVAC nos casos supracitados.

2.4.6. Sistemas de transmissão em VSC-HVDC

As topologias de conversão dos sistemas de transmissão VSC-HVDC são diferentes das utilizadas nos sistemas LCC-HVDC uma vez que, tal como o nome indica, realizam uma conversão de tensão e não de corrente. Estes conversores operam a níveis de frequência bastante elevados, podendo utilizar técnicas de modulação PWM. Desta forma, não é possível que a operação possa ser realizada utilizando os tirístores clássicos, devido às limitações na rapidez de comutação intrínsecas ao seu modo de funcionamento. Com o intuito de minimizar os efeitos da lentidão de comutação, seria necessária a instalação de indutâncias de valor elevado em série, as quais iriam permitir a geração de uma grande quantidade de potência reactiva e consequentemente custos adicionais adstritos à sua compensação. Assim sendo, os sistemas de conversão VSC-HVDC utilizam semicondutores de alta tensão e alta potência totalmente controlados que podem ser baseados na tecnologia transístor ou tirístor, tal como mostra a Tabela 2.2 [10, 14].

Tabela 2.2 – Resumo dos semicondutores de alta potência totalmente controlados (adaptado de [14]).

Acrónimo	Tipo	Nome completo
IGBT	Transístor	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IEGT	Transístor	<i>Injection Enhanced Gate Transistor</i>
GTO	Tirístor	<i>Gate Turn-off Thyristor</i>
IGCT	Tirístor	<i>Integrated gate Commuted Thyristor</i>
GCT	Tirístor	<i>Gate Commutated Turn-off Thyristor</i>

A capacidade de operar a frequências de valor bastante mais elevado que a frequência da linha consiste numa das grandes vantagens deste tipo de conversão, na medida em que possibilita, entre outros aspectos, a melhoria significativa da qualidade das formas de onda da tensão e corrente. Contudo a esta característica estão igualmente associadas algumas desvantagens verificadas principalmente nos conversores VSC de dois níveis, tais como a necessidade de utilização de transformadores com elevados níveis de isolamento devido à

elevada taxa de variação das tensões dv/dt , a existência de elevadas perdas de comutação e a formação de significativas interferências electromagnéticas [10, 14].

Uma outra das grandes vantagens deste tipo de transmissão, resultante dos níveis de frequência a que opera, reside na capacidade de obtenção de uma tensão CA com amplitude e ângulo de fase dentro de certos limites. Esta capacidade permite o controlo das potências activas e reactivas de forma independente, conferindo capacidades ao sistema de operar nos quatro quadrantes do plano de potências PQ de uma forma bastante rápida e precisa em termos de nível de potência e direcção. Nos diagramas da Figura 2.43 encontra-se esquematizada a diferença no fluxo do trânsito de potência entre os dois tipos de sistemas HVDC [10, 14].

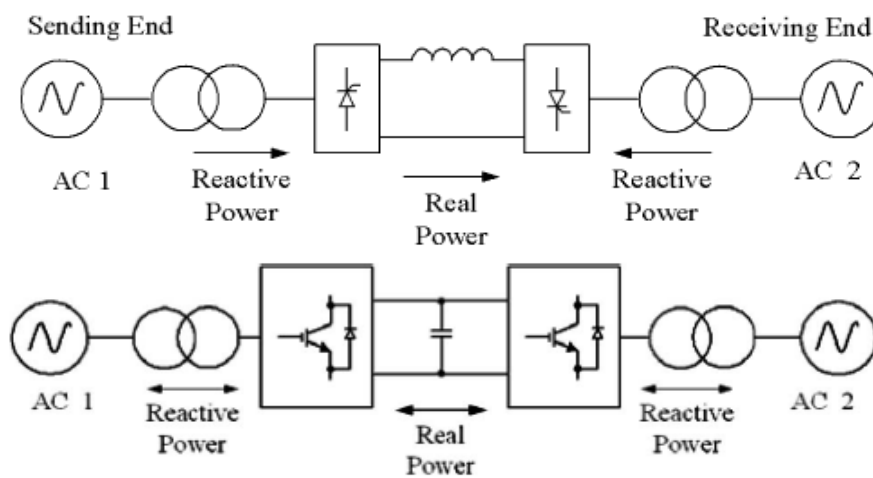


Figura 2.43 – Representação do fluxo do trânsito de potências num sistemas de conversão LCC-HVDC (em cima) e VSC-HVDC (em baixo) (Adaptado de [14]).

Esta capacidade atinge uma enorme utilidade quando aplicada à geração de energia eléctrica através de turbinas eólicas *offshore*, uma vez que torna possível, por um lado, gerar potência reactiva nas estações *offshore* com o objectivo de alimentar as turbinas eólicas e controlar a potência activa a transmitir ao sistema pela rede CC, e, por outro, actuar nas potências activa e reactiva nas estações conversoras CC/CA em terra, de forma a controlar a tensão e a frequência nas redes CA [10].

A capacidade de operação nos quatro quadrantes de potência permite a ligação do sistema de transmissão a redes frágeis, o que pode corresponder a uma solução para os efeitos da variação verificada na potência gerada pelos parques eólicos quando se encontram ligados a redes CA fracas. Esta capacidade permite que as estações conversoras funcionem como uma STATCOM, em caso de necessidade de estabilização da rede, permitindo manter a estabilidade da tensão e da potência activa disponibilizada, através da variação do trânsito de potência reactiva. Desta forma, os sistemas de compensação de potência reactiva, quer sejam

bancos de condensadores ou STATCOM, e a maioria dos filtros CA e CC utilizados nos sistemas LCC-HVDC, são dispensados nas estações conversoras devido a esta tecnologia [10].

Considerando o parque eólico com o sistema de transporte de tecnologia VSC-HVDC da Figura 2.44, este é composto por uma quantidade substancialmente menor de equipamentos que os clássicos sistemas de HVDC. A diminuição da quantidade de equipamentos reduz consideravelmente a dimensão das estações conversoras, o que poderá corresponder a uma enorme vantagem em termos de custo quando se trata de estações conversoras *offshore* [10].

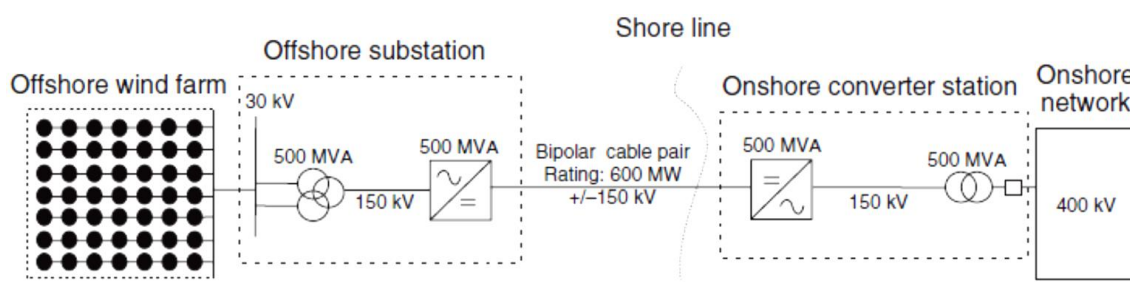


Figura 2.44 - Configuração de um parque eólico *offshore* utilizando um sistema de transmissão VSC-HVDC (extraído de [6]).

Quanto aos equipamentos constituintes dos sistemas VSC-HVDC, para além dos transformadores conversores utilizados normalmente no transporte em alta tensão, dos cabos e sistemas de comando e protecção específicos para o transporte em HVDC, estes sistemas dispõem de modernas estações conversoras. Uma outra vantagem desta tecnologia está na capacidade de ser utilizada para sistemas multiterminais, desde que a polaridade do sistema CC seja igual em ambos os lados da linha. Para além das vantagens referidas, este sistema não necessita de um cabo de sinal entre as duas estações conversoras, para garantir o sincronismo [10].

As aplicações de transmissão para sistemas VSC-HVDC são imensas. À partida, esta tecnologia de sistemas de transmissão em HVDC pode ser aplicada na generalidade dos casos de aplicação de sistemas de transmissão em LCC-HVDC. As excepções são os casos de linhas de transmissão de potência e tensão superiores às possíveis de alcançar com IGBT. Todavia, são também adequados a um número considerável de outras aplicações. Uma dessas é a transmissão de pequena escala através de linhas aéreas, quer de alimentação a pequenas cargas isoladas localizadas remotamente, quer na transmissão de energia a partir de geração remota de pequenos centros produtores. Outra aplicação é a transmissão de maior escala através de cabos enterrados, por exemplo, de centros urbanos densamente povoados ou onde o custos financeiros ou culturais impedem a opção de transmissão aérea. Uma aplicação onde esta tecnologia se destaca é a transmissão de energia através de cabos submersos, tanto com o objectivo de alimentar ilhas ou transmitir energia entre dois pontos costeiros, como com o

objectivo de transmitir a energia gerada por parques eólicos *offshore*. Por último, há que referir a aplicação cada vez mais estudada dos sistemas de transmissão multiterminais, como é exemplo o diagrama da Figura 2.45. Nestes sistemas, ao invés de uma linha longitudinal existe uma linha que funciona como um barramento e que interliga todas as estações conversoras [14].

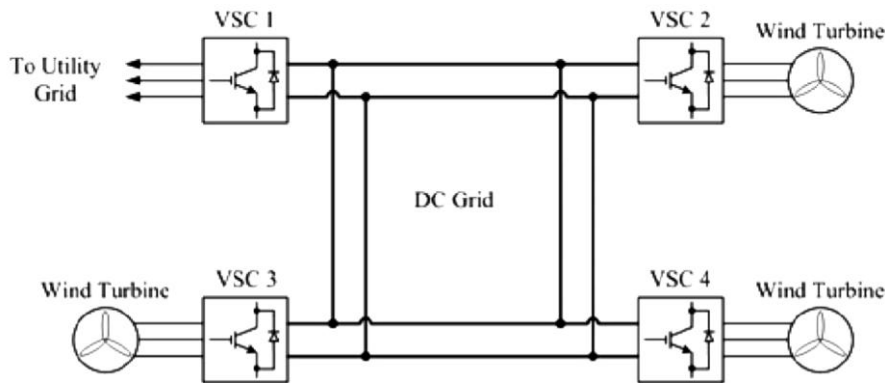


Figura 2.45 – Sistema de transmissão HVDC de quatro terminais, baseado na tecnologia VSC PWM para turbinas eólicas e parques eólicos (extraído de [14]).

2.4.7. Transmissão em VSC-HVDC com conversores multinível

Nos últimos anos observou-se uma evolução significativa no desenvolvimento de semicondutores aplicados à electrónica de potência para a utilização em sistemas de transmissão em HVDC. Em resultado, são colocados no mercado semicondutores com características que lhes permitem operar com valores de potências cada vez mais elevados e com perdas de comutação e valores de interferência electromagnética cada vez inferiores. A evolução destes semicondutores de potência permite dar uma solução bastante viável às situações onde são necessários elevados valores de tensão e potência, através da utilização de conversores multinível. Ao contrário dos tradicionais conversores de fonte de tensão de dois níveis, os conversores multinível usam n degraus ou níveis para modular as tensões CA, diminuindo assim a Distorção Harmónica Total (THD – *Total Harmonic Distortion*) e a interferência electromagnética. Torna-se, assim possível a melhoria da QEE que é fornecida, permitindo, inclusive, que as cargas apresentem comportamentos praticamente resistivos do ponto de vista da REE [43, 44].

O funcionamento dos conversores multinível assenta na geração de vários níveis de tensão escalonados, através da comutação de vários semicondutores de potência que controlam a tensão aplicada aos condensadores de CC. Os diagramas esquemáticos da Figura 2.46 ajudam à compreensão do funcionamento dos conversores multinível.

Nesta figura encontram-se apresentados conversores monofásicos de dois, três e n níveis, com semicondutores de potência representados como interruptores ideais de várias posições

que aplicam aos terminais V_a o valor de uma fonte de tensão V_c ou o resultado do somatório de várias fontes V_c [10].

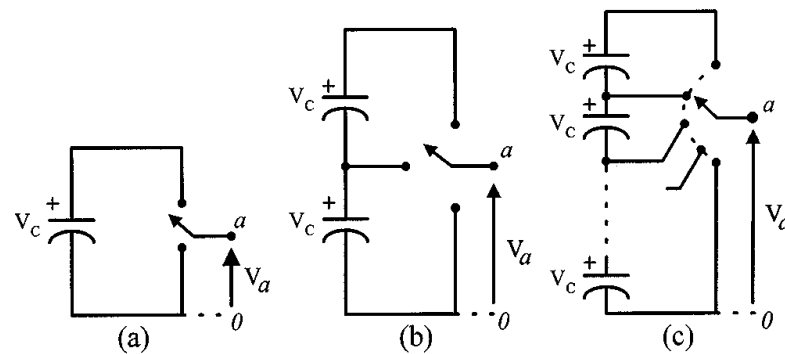


Figura 2.46 - Braço de um inversor monofásico com dois níveis (a), três níveis (b) e n níveis de tensão (c) (extraído de [10]).

Como resultado da comutação dos semicondutores é obtida uma forma de onda da tensão que se aproxima de uma onda de referência. Esta forma de onda terá tantos níveis de tensão quanto o número de fontes de tensão V_c mais o nível de tensão nula, obtido com o circuito em aberto. A título de exemplo é apresentada no gráfico da Figura 2.47, a forma de onda da tensão de uma linha de um conversor trifásico de onze níveis. Neste gráfico é possível verificar a existência de onze escalões em torno da onda de tensão de referência, que correspondem aos onze níveis de tensão.

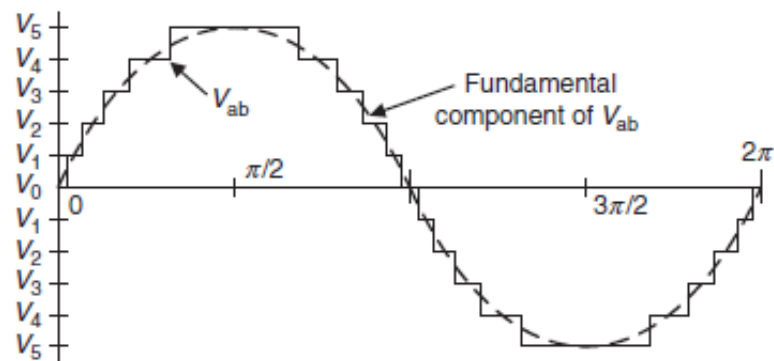


Figura 2.47 – Forma de onda de tensão de uma linha do conversor trifásico de 11 níveis (extraído de [10]).

Os conversores multinível são utilizados em diversas aplicações onde são necessários níveis elevados de tensão e potência, nomeadamente no transporte de energia em HVDC, na alimentação de máquinas de indução, no comando de motores de corrente alterna de potência elevada, em sistemas de geração de energia renovável tais como geradores eólicos ou centrais fotovoltaicas, em equipamentos da categoria de Sistemas de Conversão FACTS, em sistemas

de melhoria da qualidade de energia, no comando de sistemas de tracção de comboios de alta velocidade, entre outras [43].

Os semicondutores de potência utilizados, apesar de terem sido alvo de uma significativa evolução tecnológica, continuam a ser caracterizados pelas limitações dos valores suportados de tensão, corrente e frequência de comutação. Quando aplicados em equipamentos de conversão de potências elevadas, a grande desvantagem reside na limitação da tensão de bloqueio. Inclusive os semicondutores de potência mais recentes apresentam valores máximos de tensão inferiores aos valores de tensão necessários ao trânsito de grandes quantidades de potência. Assim sendo, a única forma de ultrapassar esta situação reside na utilização de conversores multinível, ou seja, na aplicação em série de semicondutores comandados por sistemas computadorizados avançados que garantem a indispensável protecção e equilíbrio do sistema. Estes equipamentos, para além de permitirem o aumento do trânsito de energia, permitem igualmente o funcionamento reversível de conversão de energia (CA/CC ou CC/AC) adequado ao processamento de valores elevados de potência, necessários, por exemplo, em aplicações como a transmissão de energia em HVDC [10, 43].

Os conversores multinível actuais operam sobretudo em gamas de potência elevadas e, conseqüentemente, com valores de corrente e tensão bastante elevados. Estas características implicam a utilização de vários semicondutores em série e/ou em paralelo, montados segundo topologias de circuitos que os libertem das tensões elevadas e evitem a simultaneidade de comutações, garantindo assim o equilíbrio estático e dinâmico das tensões e das correntes e sobretudo dos tempos de comutação e de comando. Importa destacar a importância destas topologias possuírem elementos passivos que garantam a partilha de tensão por todos os semicondutores em série no estado de desligado [10, 43].

Para além de permitir a operação com níveis de potência elevados, uma vantagem já referida deste tipo de conversores consiste nas suas propriedades de melhoria da QEE quando comparados aos conversores de dois níveis. Como a tensão aplicada à carga no lado alternado apresenta vários níveis, o conteúdo harmónico tanto da tensão como da corrente absorvida serão reduzidos, tornando os conversores multinível vantajosos. Um outro aspecto que contribui para a melhoria da QEE prende-se com o facto deste tipo de conversores apresentar menores taxas de variação das tensões (dv/dt) em cada comutação, o que contribui para a redução de problemas de Compatibilidade Electromagnética (EMC – *Electromagnetic Compatibility*). Por fim, um outro aspecto importante consiste na possibilidade de serem aplicadas técnicas adequadas de controlo do conversor em funcionamento como rectificador, de modo a que o factor de potência seja quase unitário. Nessas condições o conversor, visto do lado da REE tem um comportamento aproximadamente resistivo, o que conserva o nível de QEE da REE [10, 43].

Para além das vantagens na QEE já referidas, os conversores multinível apresentam outras vantagens relevantes quando comparados com os conversores convencionais de dois níveis. Uma dessas vantagens prende-se com o facto das tensões de modo comum serem mais

pequenas e anuladas aquando do uso de métodos sofisticados de modulação. Uma outra vantagem reside na capacidade de operação a baixas frequências de comutação dos semicondutores, resultando num aumento da eficiência do conversor devido às baixas perdas de comutação [10, 44].

Por outro lado, estes equipamentos apresentam igualmente algumas desvantagens em relação aos conversores convencionais de dois níveis. Uma das principais desvantagens consiste na relação proporcionalmente directa entre o aumento da complexidade do sistema de potência e controlo e a potência de conversão. Esta desvantagem é devida à associação entre o aumento da potência a converter e o aumento dos níveis de tensão do conversor. Consequentemente ao aumento dos níveis de tensão está implícito o aumento do número de semicondutores de potência do conversor, os quais necessitam de um circuito de comando individual. Paralelamente a esta premissa, os conversores multinível possuem igualmente uma outra desvantagem relativa à complexidade de controlo das tensões dos condensadores de corrente contínua [10, 44].

A tecnologia de conversores VSC-HVDC multinível, embora largamente estudada, não dispõe ainda de um conjunto de equipamentos ao serviço que a permita ser considerada como uma tecnologia que tenha alcançado o estado de maturidade tecnológica. No entanto alguns exemplos pioneiros que implicaram vários anos de estudos e investimentos bastante avultados já se encontram instalados, em fase de execução ou de teste tal como o do parque eólico de Borkum West, já apresentado.

Um aspecto importante a tratar quanto à transmissão em VSC-HVDC multinível consiste na análise das diversas topologias de sistema que se encontram actualmente em aplicação ou em estudo. Existem actualmente diversas topologias de conversores multinível de tensão utilizadas nos sistemas HVDC [45, 46, 47, 48, 49, 50], sendo as mais estudadas e utilizadas, a topologia de Conversor de díodos fixos ao ponto neutro (*Neutral Point Clamped – NPC* ou *Diode Clamped Converter*), a topologia de Conversor de condensadores flutuantes (*Flying Capacitor Converter*) e a topologia de Conversor de pontes H em cascata (*Cascated H-Bridge Converter*) [10, 43]. Outra topologia multinível existente e bastante estudada é a do conversor multinível modular [51, 52, 53]. Contudo, tendo em conta que esta topologia é actualmente a menos utilizada, o presente estudo irá focar-se principalmente nas três primeiras topologias referidas, as quais quando comparadas quanto à sua estrutura e funcionamento tornam possível a distinção das vantagens e desvantagens que as caracterizam.

Quando comparadas todas as topologias referidas, uma desvantagem evidente e comum a todos estes conversores é a de que requerem complexos conversores que permitam a realização da actuação do número gradualmente superior de semicondutores e do equilíbrio dos divisores de tensão dos condensadores de tensão CC utilizados.

2.4.7.1. Topologia de Conversor NPC

A topologia NPC assume a estrutura apresentada a título de exemplo pela Figura 2.48.

Esta topologia tem como principais vantagens a capacidade de controlo da potência reactiva, o elevado rendimento em virtude das baixas frequências de comutação dos semicondutores constituintes e a redundância da tensão de saída. Esta última vantagem permite o equilíbrio das tensões nos condensadores dos conversores em ponte [10, 43].

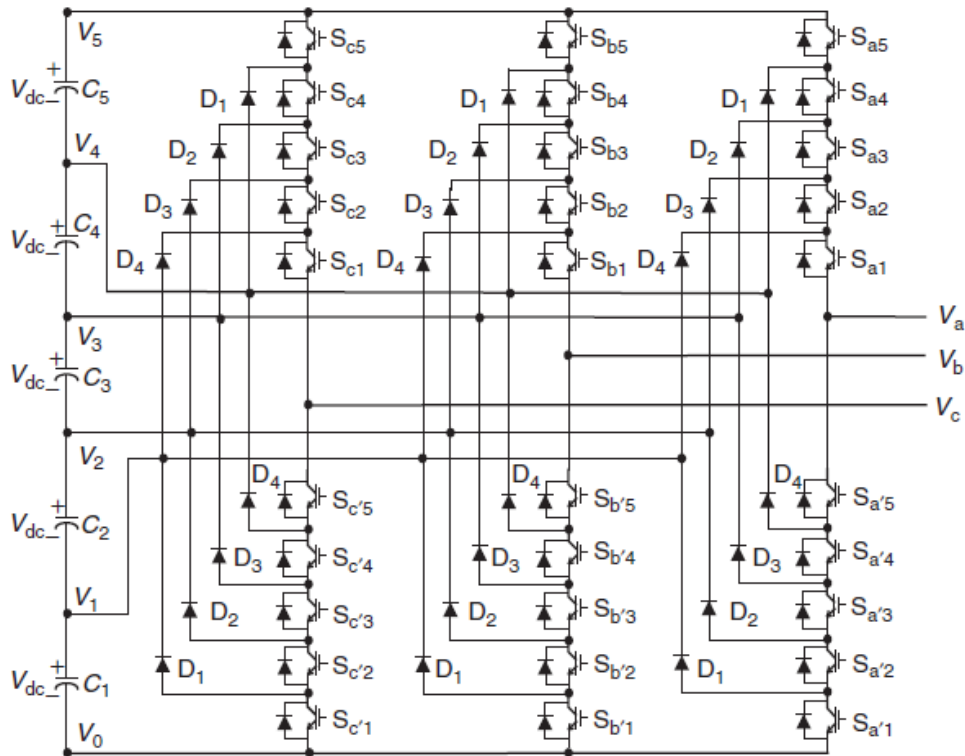


Figura 2.48 – Diagrama de um conversor trifásico de seis níveis, utilizando a topologia NPC (extraído de [10]).

Como principais desvantagens desta topologia destacam-se a proporção quadrática do aumento do número de díodos com ligação ao ponto neutro face ao aumento do número de níveis de tensão, a dificuldade no controlo do trânsito de energia devido ao equilíbrio de tensões e a impossibilidade de conversão somente com um único conversor CC/CC [10, 43].

2.4.7.2. Topologia de Conversão por Condensadores flutuantes

Quanto à topologia de Conversão por Condensadores Flutuantes assume uma estrutura de acordo com a representada na Figura 2.49 a título de exemplo.

No que concerne às vantagens desta topologia, realça-se o elevado número de combinações disponíveis para controlo do conversor, as quais crescem substancialmente com o aumento de

níveis de tensão. Este elevado número de combinações disponíveis origina a existência de combinações de comutações redundantes, as quais poderão ser utilizadas para o equilíbrio das tensões dos condensadores flutuantes. Por sua vez, o elevado número de condensadores flutuantes, permite a flexibilidade de síntese dos níveis de tensão à saída. Uma outra vantagem desta topologia reside no baixo conteúdo harmónico verificado em estruturas com maiores níveis de tensão, tornando dispensável a utilização de filtros.

Ao contrário dos conversores NPC, para além da menor utilização de semicondutores de potência e da capacidade de funcionamento como conversor CC/CC, os conversores de condensadores flutuantes têm a capacidade de controlo da potência activa e reactiva, o que torna possível a sua utilização em sistemas de transmissão de corrente contínua [10, 43].

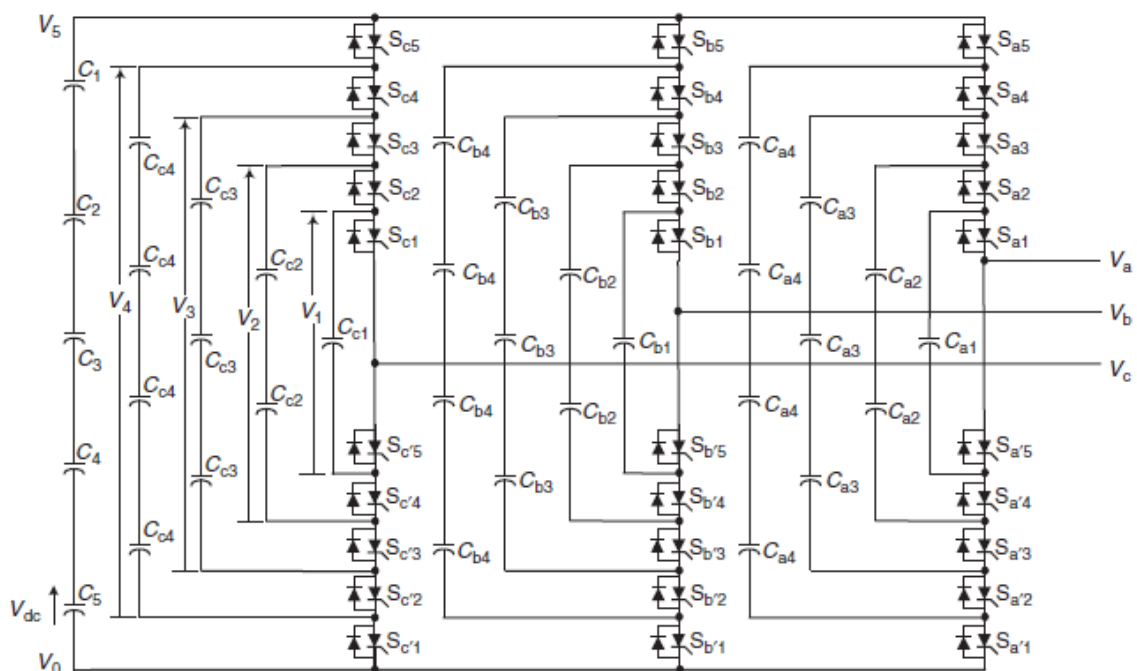


Figura 2.49 – Diagrama de um conversor trifásico de seis níveis, utilizando a topologia de Condensadores Flutuantes (extraído de [10]).

As principais desvantagens desta topologia residem, principalmente, na maior complexidade face às restantes topologias. Um aspecto que corrobora com esta afirmação consiste no aumento considerável do número de condensadores flutuantes constituintes da estrutura desta topologia. Por sua vez, este aumento será proporcional ao aumento dos níveis da tensão alternada. A este aumento do número de condensadores flutuantes está associada a necessidade de aumento do número de dispositivos de medição do valor de tensão, de modo a permitir o equilíbrio das tensões nos condensadores tanto em funcionamento normal como no início de comutação. Em resultado, os conversores de diversos níveis são complexos, volumosos, dispendiosos e com menor tempo de vida útil de funcionamento. Por outro lado, devido ao elevado número de combinações de comutação, a frequência de comutação deverá

ser tão elevada quanto possível, o que implica a existência de consideráveis perdas de comutação. Uma última desvantagem desta topologia prende-se com a diminuição da comutação e eficiência do conversor quando é utilizado para a transmissão de potência activa [10, 43].

2.4.7.3. Topologia de Conversor de Ponte H em Cascata

A terceira topologia a comparar é referente à topologia dos Conversores de Ponte H em Cascata, da qual se encontra representado um exemplo na Figura 2.50.

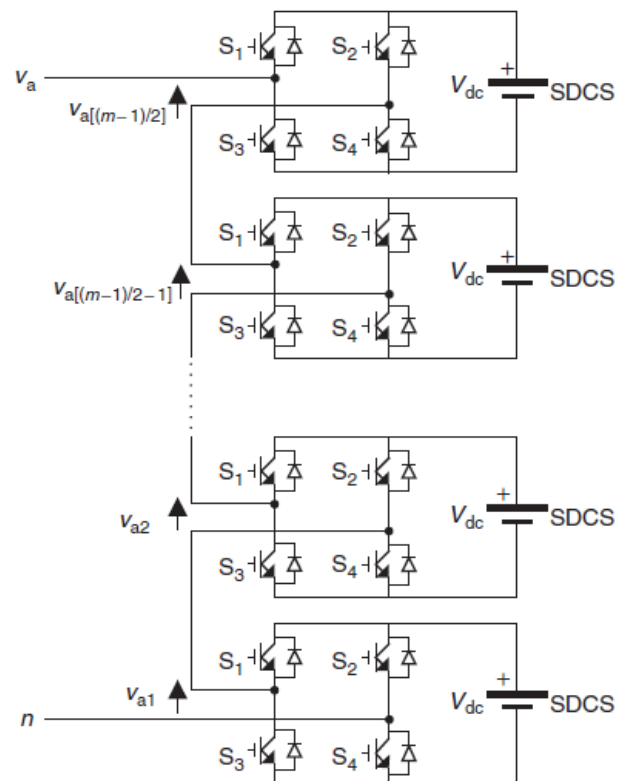


Figura 2.50 – Diagrama de uma estrutura monofásica de um conversor multinível utilizando a topologia de pontes H em cascata (extraído de [10]).

Uma das principais vantagens desta topologia prende-se com a menor quantidade de componentes utilizados (IGBT/GTO, condensadores e díodos) para a mesma quantidade de níveis, em comparação com as restantes topologias. Inclusive, uma das características desta topologia prende-se com o facto da quantidade de níveis ser superior ao dobro da quantidade de fontes de tensão. No campo das vantagens desta topologia destaca-se ainda a capacidade de formação de estruturas modulares devido à semelhança de estruturas, a dispensa de utilização de condensadores no circuito CC e a possibilidade de utilização de técnicas de comutação suave [10, 43].

No campo das desvantagens, há que destacar a dependência de fontes de tensão contínua independentes ou a necessidade de existência de transformadores com vários primários ou secundários. De destacar igualmente a difícil utilização de funcionamento deste conversor como rectificador devido às fontes de tensão contínuas [10, 43].

Para além das três topologias enunciadas de conversores multinível, encontram-se actualmente em fase de estudo de aplicação em sistemas HVDC, outras topologias multinível já com provas dadas, por exemplo, no controlo de motores e geradores em BT ou MT. O estudo e desenvolvimento destas topologias multinível têm como propósito a colmatação das desvantagens das três topologias base, nomeadamente a obtenção de menores perdas de comutação, menores componentes harmónicas, maior compactação e melhor controlo. No entanto, na prática, uma parte significativa destas topologias consiste em alternativas híbridas, na medida em que não passam de agregações entre as estruturas das três topologias base ou pequenas variantes destas.

Capítulo 3

Sistema de Transmissão HVDC

Utilizando uma Estrutura Multinível de Tensão

3.1. Introdução

Este capítulo tem como propósito dar a conhecer a estrutura e modo de funcionamento do conversor multinível VSC-HVDC em estudo.

O capítulo inicia-se com a apresentação da topologia desenvolvida, detalhando a utilização de cada elemento constituinte da estrutura do conversor multinível e evidenciando a sua aplicação no sistema de transmissão VSC-HVDC. É igualmente realizada uma análise às características da estruturação desta topologia e feita comparação com as demais topologias de conversão similares.

De seguida é tratado o tema da modulação do sistema, onde é apresentado o controlador escolhido, ou seja, o Controlador de Modo de Deslizamento com Modulação Vectorial. Neste subcapítulo é desenvolvido o modelo matemático representativo da dinâmica das diversas grandezas eléctricas inerentes ao funcionamento deste controlador, sendo apresentados os sistemas matriciais da dinâmica das correntes de fase. Por fim, são apresentadas as listagens e diagrama vectorial dos vectores espaciais da tensão utilizados pelo controlador multinível no seu funcionamento.

O último subcapítulo deste capítulo, dedicado ao sistema de controlo multinível, encontra-se dividido em quatro subcapítulos complementares entre si, onde são tratados os métodos de controlo de potências, de controlo das correntes do conversor, de selecção dos vectores espaciais de tensão e de controlo da tensão CC. Quanto ao controlo das potências, é apresentado o modelo matemático utilizado no controlo das potências activa e reactiva, bem como os diagramas das estruturas de controlo do sistema VSC-HVDC responsável pelo controlo das potências. No subcapítulo seguinte é apresentada a metodologia de funcionamento do controlador por modo de deslizamento, cuja metodologia é assente nas leis de controlo e comutação. Seguidamente são desenvolvidas as equações que estabelecem as superfícies de deslizamento, as quais são utilizadas para a comutação e estabilização do sistema.

Para terminar, no quarto sub-capítulo é apresentado o método de selecção dos vectores espaciais de tensão em função das condições de selecção. Por fim, são apresentadas as 12

tabelas de seleção de vectores espaciais de tensão utilizadas pelo sistema de controlo do conversor multinível em estudo e explicada a sua utilização.

3.2. Topologia do Conversor Multinível

A topologia da estrutura de transmissão em VSC-HVDC proposta neste trabalho consiste numa nova topologia de conversor de potência multinível de estrutura diferente das três normalmente utilizadas e que foram descritas no capítulo 2.4.7. Tendo sido desenvolvida por forma a ser aplicada a um sistema de transmissão em VSC-HVDC, é genericamente constituída por dois conversores duplos que interligam duas redes CA distintas através de duas linhas CC independentes, tal como se encontra apresentado no esquema de princípio da Figura 3.1.

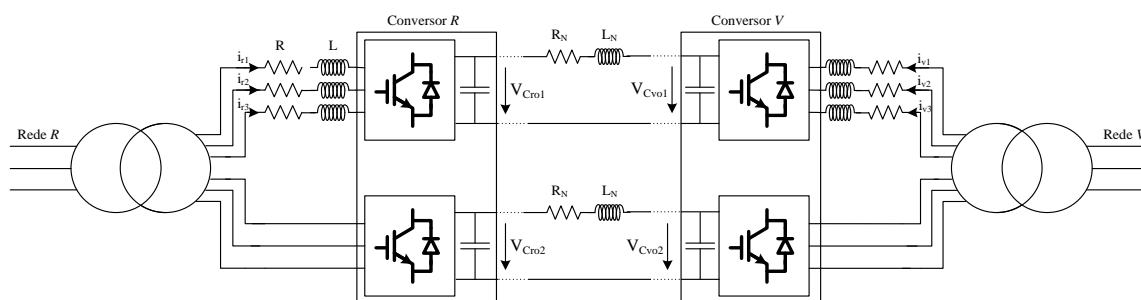


Figura 3.1 - Esquema de princípio da topologia proposta de um sistema de transmissão em HVDC.

Do ponto de vista estrutural, o circuito da topologia da figura anterior é caracterizado por diversos aspectos que importam tratar. À partida são identificadas as duas linhas CA independentes, aqui identificadas como Rede R e Rede V, cada uma ligada a um transformador trifásico clássico com os enrolamentos do secundário separados. Por sua vez, o transformador encontra-se ligado aos inversores trifásicos clássicos do seu lado da rede através de ligações com impedâncias constituídas pela indutância de linha L e respectiva resistência de perdas R . A interligação entre as duas redes é realizada através de duas linhas de transmissão CC independentes com impedância constituídas pela indutância de linha L_N e respectiva resistência de perdas R_N .

A característica estrutural deste sistema de conversão de possuir duas linhas de CC independentes, confere a cada conversor de potência duas vantagens importantes. Uma delas é a de possibilitar que cada inversor trifásico processe apenas metade da potência total transmitida pelas linhas CC, capacitando assim que o sistema de conversão a transmitir o dobro da potência de conversão. Esta vantagem adquire uma dimensão economicista

importante, na medida em que permite transmitir uma maior quantidade de potência com conversores de menor custo. A outra vantagem prende-se com a possibilidade de transmissão somente por uma das linhas CC em caso de necessidade de realizar acções de manutenção ou em caso de acidente. Esta vantagem adquire uma importância considerável no que concerne à continuidade de serviço de transmissão de energia eléctrica.

Uma outra característica estrutural desta topologia é relativa ao facto de cada um dos dois conversores trifásicos duplos ser constituído por dois níveis de Pontes H em Cascata formadas pelos IGBT, enquanto semicondutores de potência de comutação. No diagrama da na Figura 3.2, relativo à estrutura do conversor de potência, os comutadores são representados por S_{ij} , onde $i \in \{1,2\}$ representa os dois conversores multinível e $j \in \{1,2,3\}$ representa os braços de comutação de cada conversor, e serão assumidos como ideais. As pontes H encontram-se, por sua vez, interligadas por fase através de ligações ao respectivo enrolamento do secundário do transformador trifásico, tal como se encontram apresentadas de modo detalhado na Figura 3.2. Nesta figura, verifica-se igualmente que os conversores trifásicos possuem os condensadores CC C_{o1} e C_{o2} à saída de cada ponte H, cada um ligado aos terminais de uma linha de transmissão CC. Estes desempenham a função de fornecer a tensão contínua necessária ao dinamismo do sistema com controlo da tensão de tremor das linhas em CC.

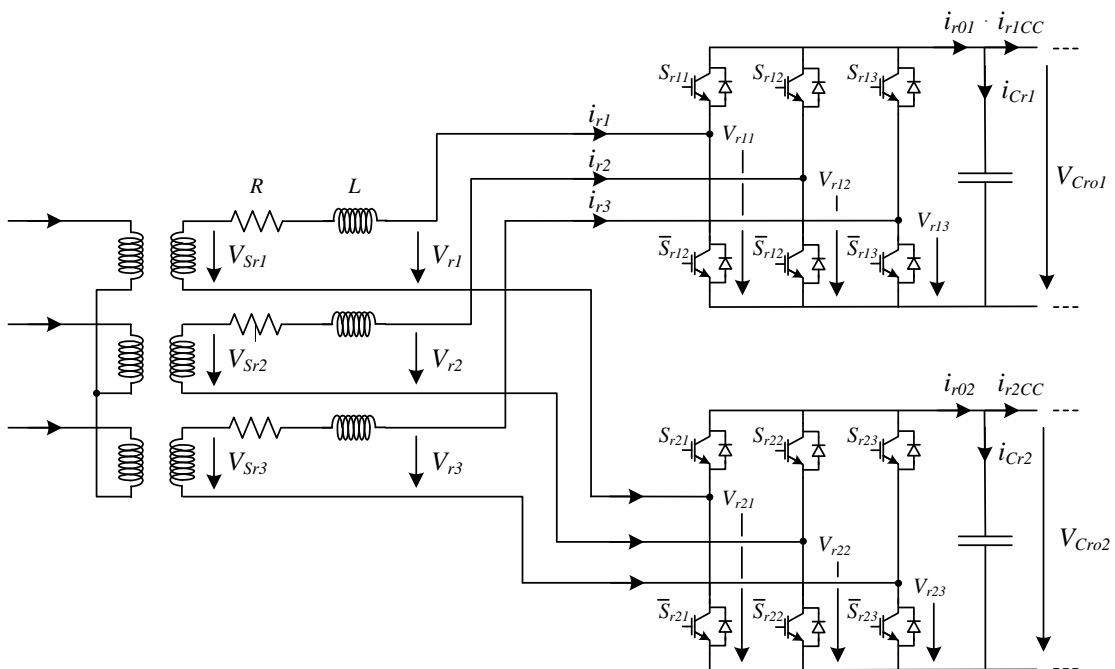


Figura 3.2 - Estrutura do conversor de potência do lado R.

Uma outra característica desta topologia, que a diferencia da maioria das topologias de conversão multinível, é relativa à simplicidade da sua estrutura quando comparada com os

inversores multinível convencionais. De facto, esta configuração utiliza módulos do conversor trifásico de ponte em H em cascata sem díodos e interruptores adicionais.

Esta estrutura de sistema de transmissão em VSC-HVDC com conversor multinível tem a capacidade de interligar duas REE assíncronas ou com níveis de frequência ou tensão distintos e foi já utilizada em aplicações tais como o controlo de um motor de indução de enrolamentos em aberto, compensadores estáticos síncronos STATCOM e sistemas fotovoltaicos ligados à rede [54, 55, 56, 57].

3.3. Modulação do Sistema

Para o controlo do conversor multinível estudado foi escolhido um sistema baseado no controlador de modo de deslizamento com modulação vectorial. Este controlo, apesar da sua robustez de resposta face a perturbações ou mudanças de carga quando são utilizados semicondutores não ideais, constitui igualmente uma solução de resposta rápida e dinâmica no controlo de sistemas em VSC-HVDC. Estas características são justificadas com o funcionamento do sistema de controlo escolhido, uma vez que incluir na sua estratégia o controlo de alguns parâmetros tais como as potências activas e reactivas em ambos os lados do conversor e a regulação do equilíbrio da tensão aos terminais dos condensadores das duas linhas de CC.

3.3.1. Vectores Espaciais de Tensão

De modo a apresentar a listagem dos vectores espaciais de tensão utilizados na modulação do sistema, será levada a cabo a respectiva análise matemática. Importa realçar que, a tabela de vectores será utilizada em ambos os conversores multinível, e que em todas as grandezas utilizadas de seguida não se fará a distinção se são referentes ao conversor do lado R ou ao do lado V.

Quanto aos estados dos semicondutores de potência dos conversores multinível, considera-se que poderão ser representados por uma variável γ_{ij} , com $i \in \{1,2\}$ e $j \in \{1,2,3\}$, e S_{ij} o conjunto dos semicondutores de potência representado na Figura 3.2, de acordo com a seguinte expressão:

$$\gamma_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } S_{ij} \text{ está à condução} \wedge \bar{S}_{ij} \text{ está ao corte} \\ 0 & \text{se } S_{ij} \text{ está ao corte} \wedge \bar{S}_{ij} \text{ está à condução} \end{cases} \quad (1)$$

Através da análise ao circuito da Figura 3.2, a tensão trifásica de saída do inversor duplo poderá ser expressa pelo sistema de equações (2).

$$\begin{cases} V_1 = \frac{2}{3}(V_{11} - V_{21}) - \frac{1}{3}(V_{12} - V_{22}) - \frac{1}{3}(V_{13} - V_{23}) \\ V_2 = -\frac{1}{3}(V_{11} - V_{21}) + \frac{2}{3}(V_{12} - V_{22}) - \frac{1}{3}(V_{13} - V_{23}) \\ V_3 = -\frac{1}{3}(V_{11} - V_{21}) - \frac{1}{3}(V_{12} - V_{22}) + \frac{2}{3}(V_{13} - V_{23}) \end{cases} \quad (2)$$

Ao separar as tensões de cada um dos conversores, obtém-se o sistema simplificado seguinte:

$$\begin{cases} V_1 = \frac{1}{3}(2V_{11} - V_{12} - V_{13}) - \frac{1}{3}(2V_{21} - V_{22} - V_{23}) \\ V_2 = \frac{1}{3}(-V_{11} + 2V_{12} - V_{13}) - \frac{1}{3}(-V_{21} + 2V_{22} - V_{23}) \\ V_3 = \frac{1}{3}(-V_{11} - V_{12} + 2V_{13}) - \frac{1}{3}(-V_{21} - V_{22} + 2V_{23}) \end{cases} \quad (3)$$

A partir deste sistema anterior é possível desenvolver o sistema matricial seguinte:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{11} \\ V_{12} \\ V_{13} \end{bmatrix} - \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{21} \\ V_{22} \\ V_{23} \end{bmatrix} \quad (4)$$

As tensões nos pontos médios dos braços dos conversores enunciados no sistema anterior são expressas pelo sistema de equações seguinte, onde V_{Co1} e V_{Co2} representam as tensões aos terminais dos condensadores das linhas CC:

$$\begin{cases} V_{1j} = \gamma_{1j} V_{Co1} \\ V_{2j} = \gamma_{2j} V_{Co2} \end{cases}, \text{ onde } j = \{1,2,3\} \quad (5)$$

Considerando o sistema trifásico sem componente homopolar e aplicando a o sistema de equações (5) à matriz da tensão trifásica à saída do inversor duplo (4), é obtido o sistema matricial (6).

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3}\gamma_{11} & -\frac{1}{3}\gamma_{12} & -\frac{1}{3}\gamma_{13} \\ -\frac{1}{3}\gamma_{11} & \frac{2}{3}\gamma_{12} & -\frac{1}{3}\gamma_{13} \\ -\frac{1}{3}\gamma_{11} & -\frac{1}{3}\gamma_{12} & \frac{2}{3}\gamma_{13} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Co1} \\ V_{Co1} \\ V_{Co1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{2}{3}\gamma_{21} & -\frac{1}{3}\gamma_{22} & -\frac{1}{3}\gamma_{23} \\ -\frac{1}{3}\gamma_{21} & \frac{2}{3}\gamma_{22} & -\frac{1}{3}\gamma_{23} \\ -\frac{1}{3}\gamma_{21} & -\frac{1}{3}\gamma_{22} & \frac{2}{3}\gamma_{23} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Co2} \\ V_{Co2} \\ V_{Co2} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Agregando as variáveis de comutação, é obtido o sistema (7):

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3}V_{Co1} & -\frac{1}{3}V_{Co1} & -\frac{1}{3}V_{Co1} \\ -\frac{1}{3}V_{Co1} & \frac{2}{3}V_{Co1} & -\frac{1}{3}V_{Co1} \\ -\frac{1}{3}V_{Co1} & -\frac{1}{3}V_{Co1} & \frac{2}{3}V_{Co1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{11} \\ \gamma_{12} \\ \gamma_{13} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{2}{3}V_{Co2} & -\frac{1}{3}V_{Co2} & -\frac{1}{3}V_{Co2} \\ -\frac{1}{3}V_{Co2} & \frac{2}{3}V_{Co2} & -\frac{1}{3}V_{Co2} \\ -\frac{1}{3}V_{Co2} & -\frac{1}{3}V_{Co2} & \frac{2}{3}V_{Co2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{21} \\ \gamma_{22} \\ \gamma_{23} \end{bmatrix} \quad (7)$$

De modo a simplificar o sistema trifásico equilibrado (7), construído no referencial do sistema em coordenadas de fase X_{123} , este será transformado num sistema bifásico equivalente no sistema de coordenadas $X_{\alpha\beta}$. A esta transformação é dado o nome de transformação de Clarke-Concordia e consiste na aplicação das matrizes condensadas (8) ou (9), consoante o tipo de conversão pretendido:

$$X_{123} = MX_{\alpha\beta} \quad (8)$$

$$X_{\alpha\beta} = M^T X_{123} \quad (9)$$

Em que M é matriz de transformação de Clarke-Concordia:

$$M = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Como a transformação pretendida é inversa a (8), aplica-se a matriz ortogonal M^T :

$$M^T = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Aplicando a matriz ortogonal (11) ao sistema em análise, obter-se-á $V_{\alpha\beta}$ a partir de V_{123} :

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Substituindo o sistema (7) em (12), é obtido o sistema (13):

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co1} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co1} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{11} \\ \gamma_{12} \\ \gamma_{13} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co1} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co1} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{21} \\ \gamma_{22} \\ \gamma_{23} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Considerando que este é um sistema em que $V_1 + V_2 + V_3 = 0$, obtém-se o sistema seguinte:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} V_{Co1} & \frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co1} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co1} & -\frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{11} \\ \gamma_{12} \\ \gamma_{13} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} V_{Co2} & \frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co2} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{Co2} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co2} & -\frac{1}{\sqrt{2}} V_{Co2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{21} \\ \gamma_{22} \\ \gamma_{23} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Com o objectivo de simplificar a análise e o método, é considerando um equilíbrio ideal entre as tensões dos condensadores de cada ligação CC, ou seja, $V_{Co1} = V_{Co2} = V_{cc}$. Desta forma, a partir do sistema matricial (14) e considerando a totalidade das combinações possíveis de serem formadas pelos semicondutores de potência, poderão ser obtidos $2^6 = 64$ vectores espaciais de tensão diferentes, com coordenadas V_α e V_β . Obtém-se, assim, o seguinte sistema matricial das tensões:

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} V_{cc} & \frac{1}{\sqrt{6}} V_{cc} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{cc} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} V_{cc} & -\frac{1}{\sqrt{2}} V_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{11} \\ \gamma_{12} \\ \gamma_{13} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} V_{cc} & \frac{1}{\sqrt{6}} V_{cc} & -\frac{1}{\sqrt{6}} V_{cc} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} V_{cc} & -\frac{1}{\sqrt{2}} V_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{21} \\ \gamma_{22} \\ \gamma_{23} \end{bmatrix} \quad (15)$$

Na Figura 3.3 encontram-se representadas todas as 64 combinações de comutações possíveis de acordo com o estado dos semicondutores de potência, e que correspondem a 64 vectores de tensão, bem como os respectivos valores de coordenadas V_α e V_β resultantes e o número do vector atribuído. Dos 64 vectores verifica-se que apenas 19 vectores espaciais de tensão são redundantes.

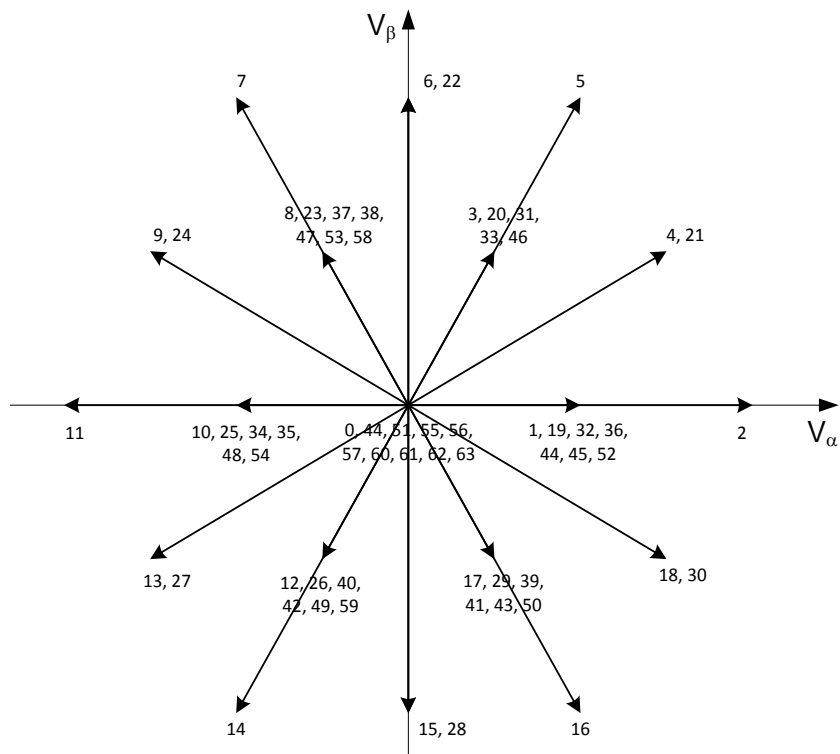


Figura 3.3 – Vectores espaciais da tensão de saída do inversor duplo.

Os vectores de igual valor são utilizados com diferentes propósitos, nomeadamente manter o equilíbrio entre as tensões aos terminais dos condensadores das duas linhas CC.

As combinações de comutação dos 64 vectores espaciais de tensão referidos são apresentadas na Tabela 3.1 juntamente com os respectivos valores de tensão no referencial $\alpha\beta$. Na Tabela 3.2 são agrupados todos os vectores segundo os valores de tensão V_α e V_β .

Tabela 3.1 - Vectores de tensão de saída para o inversor duplo.

γ_{11}	γ_{12}	γ_{13}	γ_{21}	γ_{22}	γ_{23}	V_{α}/V_{CC}	V_{β}/V_{CC}	Vector
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1	$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	46
0	0	0	0	1	0	$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	50
0	0	0	0	1	1	$\sqrt{2/3}$	0	45
0	0	0	1	0	0	$-\sqrt{2/3}$	0	48
0	0	0	1	0	1	$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	47
0	0	0	1	1	0	$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	49
0	0	0	1	1	1	0	0	44
0	0	1	0	0	0	$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	12
0	0	1	0	0	1	0	0	51
0	0	1	0	1	0	0	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	15
0	0	1	0	1	1	$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	41
0	0	1	1	0	0	$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	13
0	0	1	1	0	1	$-\sqrt{2/3}$	0	34
0	0	1	1	1	0	$-\sqrt{2/3}$	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	14
0	0	1	1	1	1	$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	59
0	1	0	0	0	0	$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	8
0	1	0	0	0	1	0	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	6
0	1	0	0	1	0	0	0	57
0	1	0	0	1	1	$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	3
0	1	0	1	0	0	$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	9
0	1	0	1	0	1	$-\sqrt{2/3}$	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	7
0	1	0	1	1	0	$-\sqrt{2/3}$	0	35
0	1	0	1	1	1	$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	53
0	1	1	0	0	0	$-\sqrt{2/3}$	0	10
0	1	1	0	0	1	$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	38
0	1	1	0	1	0	$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	40
0	1	1	0	1	1	0	0	60
0	1	1	1	0	0	$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6} - 1/\sqrt{6}$	0	11
0	1	1	1	0	1	$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	24
0	1	1	1	1	0	$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	27
0	1	1	1	1	1	$-\sqrt{2/3}$	0	54
1	0	0	0	0	0	$\sqrt{2/3}$	0	52
1	0	0	0	0	1	$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	4
1	0	0	0	1	0	$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	18
1	0	0	0	1	1	$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6} + 1/\sqrt{6}$	0	2
1	0	0	1	0	0	0	0	61
1	0	0	1	0	1	$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	31
1	0	0	1	1	0	$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	43
1	0	0	1	1	1	$1/\sqrt{6}$	0	32
1	0	1	0	0	0	$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	17
1	0	1	0	0	1	$\sqrt{2/3}$	0	1
1	0	1	0	1	0	$\sqrt{2/3}$	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	16
1	0	1	0	1	1	$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	30
1	0	1	1	0	0	$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	42
1	0	1	1	0	1	0	0	62
1	0	1	1	1	0	0	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	28
1	0	1	1	1	1	$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	39
1	1	0	0	0	0	$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	58
1	1	0	0	0	1	$\sqrt{2/3}$	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	5
1	1	0	0	1	0	$\sqrt{2/3}$	0	1
1	1	0	0	1	1	$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	4
1	1	0	1	0	0	$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	8
1	1	0	1	0	1	0	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	6
1	1	0	1	1	0	0	0	55
1	1	0	1	1	1	$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	3
1	1	1	0	0	0	0	0	56
1	1	1	0	0	1	$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	3
1	1	1	0	1	0	$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	17
1	1	1	0	1	1	$\sqrt{2/3}$	0	1
1	1	1	1	0	0	$-\sqrt{2/3}$	0	10
1	1	1	1	0	1	$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	8
1	1	1	1	1	0	$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	12
1	1	1	1	1	1	0	0	64

Tabela 3.2 - Associação dos vectores espaciais de tensão por coordenadas V_α e V_β .

V_α/V_{CC}	V_β/V_{CC}	Vector	γ_{11}	γ_{12}	γ_{13}	γ_{21}	γ_{22}	γ_{23}
0	0	0	0	0	0	0	0	0
		44	0	0	0	1	1	1
		51	0	0	1	0	0	1
		57	0	1	0	0	1	0
		60	0	1	1	0	1	1
		61	1	0	0	1	0	0
		62	1	0	1	1	0	1
		55	1	1	0	1	1	0
		56	1	1	1	0	0	0
		64	1	1	1	1	1	1
$\sqrt{2/3}$	0	45	0	0	0	0	1	1
		52	1	0	0	0	0	0
		32	1	0	0	1	1	1
		1	1	0	1	0	0	1
		1	1	1	0	0	1	0
$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6} + 1/\sqrt{6}$	0	1	1	1	1	0	1	1
		2	1	0	0	0	1	1
$1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	46	0	0	0	0	0	1
		3	0	1	0	0	1	1
		31	1	0	0	1	0	1
		58	1	1	0	0	0	0
		3	1	1	0	1	1	1
$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	3	1	1	1	0	0	1
		4	1	0	0	0	0	1
$\sqrt{2/3}$	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	4	1	1	0	0	1	1
0	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	5	1	1	0	0	0	1
$-\sqrt{2/3}$	$1/\sqrt{2} + 1/\sqrt{2}$	6	0	1	0	0	0	1
$-1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	6	1	1	0	1	0	1
		7	0	1	0	1	0	1
		47	0	0	0	1	0	1
		8	0	1	0	0	0	0
		53	0	1	0	1	1	1
		38	0	1	1	0	0	1
$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6}$	$1/\sqrt{2}$	8	1	1	0	1	0	0
		8	1	1	1	1	0	1
		9	0	1	0	1	0	0
$-\sqrt{2/3}$	0	24	0	1	1	1	0	1
		48	0	0	0	1	0	0
		34	0	0	1	1	0	1
		35	0	1	0	1	1	0
		10	0	1	1	0	0	0
		54	0	1	1	1	1	1
$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6} - 1/\sqrt{6}$	0	10	1	1	1	1	0	0
		11	0	1	1	1	0	0
$-1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	49	0	0	0	1	1	0
		12	0	0	1	0	0	0
		59	0	0	1	1	1	1
		40	0	1	1	0	1	0
		42	1	0	1	1	0	0
		12	1	1	1	1	1	0
$-\sqrt{2/3} - 1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	13	0	0	1	1	0	0
		27	0	1	1	1	1	0
$-\sqrt{2/3}$	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	14	0	0	1	1	1	0
0	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	15	0	0	1	0	1	0
$\sqrt{2/3}$	$-1/\sqrt{2} - 1/\sqrt{2}$	28	1	0	1	1	1	0
		16	1	0	1	0	1	0
$1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	50	0	0	0	0	1	0
		41	0	0	1	0	1	1
		43	1	0	0	1	1	0
		17	1	0	1	0	0	0
		39	1	0	1	1	1	1
		17	1	1	1	0	1	0
$\sqrt{2/3} + 1/\sqrt{6}$	$-1/\sqrt{2}$	18	1	0	0	0	1	0
		30	1	0	1	0	1	1

3.3.2. Análise das Correntes de Entrada dos Conversores

Um aspecto importante a tratar no estudo da modulação do sistema de conversão multinível consiste na análise ao comportamento dinâmico das correntes de entrada dos conversores duplos em coordenadas de fase.

Através da análise inicial ao circuito, verifica-se que as correntes irão depender do valor de determinadas grandezas tais como a indutância L , a resistência de perdas R , as tensões no secundário do transformador V_{Sx} , as tensões compostas V_{S1} e pelas funções de comutação γ_{ij} de cada braço dos conversores. Analisando os circuitos através da aplicação das leis de Kirchoff a uma fase x do lado CA do sistema conversor, obtém-se a expressão seguinte:

$$V_x - Ri_x - L \frac{di_x}{dt} + V_{Sx}, \text{ com } x = \{1, 2, 3\} \quad (16)$$

Desenvolvendo a expressão (16) em função da corrente i_k obtém-se:

$$\frac{di_x}{dt} = -\frac{Ri_x}{L} - \frac{V_x}{L} + \frac{V_{Sx}}{L} \quad (17)$$

As equações que definem a dinâmica das correntes CA i_1, i_2 e i_3 podem ser descritas em função das variáveis de comutação S_{ij} através do modelo do sistema matricial (18):

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{S1} \\ V_{S2} \\ V_{S3} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Aplicando a expressão (7) ao sistema (18), obtém-se o modelo generalizado que define as correntes das fases do conversor multinível:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{2V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} \\ \frac{1V_{Co1}}{3L} & -\frac{2V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} \\ \frac{1V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{11} \\ \gamma_{12} \\ \gamma_{13} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{2V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} \\ \frac{1V_{Co1}}{3L} & -\frac{2V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} \\ \frac{1V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{21} \\ \gamma_{22} \\ \gamma_{23} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{S1} \\ V_{S2} \\ V_{S3} \end{bmatrix} \quad (19)$$

De modo a simplificar o sistema trifásico equilibrado (19) no referencial do sistema em coordenadas de fase X_{123} , será novamente aplicada a transformação de Clarke-Concordia.

Considera-se a representação matricial condensada do modelo generalizado do conversor multinível (19), dada por:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{i}_{123} = \mathbf{A}_{123} \mathbf{i}_{123} + \mathbf{B}_{123} \boldsymbol{\gamma}_{1_{123}} + \mathbf{B}_{123} \boldsymbol{\gamma}_{2_{123}} + \mathbf{C}_{123} \mathbf{V}_{S123} \quad (20)$$

Aplicando a expressão (8) e a matriz de Clarke-Concordia (11) à representação (20), é obtida a matriz condensada seguinte:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{M} \mathbf{i}_{\alpha\beta} = \mathbf{A}_{123} \mathbf{M} \mathbf{i}_{\alpha\beta} + \mathbf{B}_{123} \mathbf{M} \boldsymbol{\gamma}_{1_{\alpha\beta}} + \mathbf{B}_{123} \mathbf{M} \boldsymbol{\gamma}_{2_{\alpha\beta}} + \mathbf{C}_{123} \mathbf{M} \mathbf{V}_{S\alpha\beta} \quad (21)$$

Multiplicando (21) pela matriz ortogonal de Clarke-Concordia \mathbf{M}^T por forma a isolar a matriz das correntes no referencial $\alpha\beta$, obtém-se:

$$\mathbf{M}^T \frac{d}{dt} \mathbf{M} \mathbf{i}_{\alpha\beta} = \mathbf{M}^T \mathbf{A}_{123} \mathbf{M} \mathbf{i}_{\alpha\beta} + \mathbf{M}^T \mathbf{B}_{123} \mathbf{M} \boldsymbol{\gamma}_{1_{\alpha\beta}} + \mathbf{M}^T \mathbf{B}_{123} \mathbf{M} \boldsymbol{\gamma}_{2_{\alpha\beta}} + \mathbf{M}^T \mathbf{C}_{123} \mathbf{M} \mathbf{V}_{S\alpha\beta} \quad (22)$$

Solucionando os termos à esquerda através da aplicação das regras das operações matriciais:

$$\mathbf{M}^T \frac{d}{dt} \mathbf{M} \mathbf{i}_{\alpha\beta} = \mathbf{M}^T \left(\left(\frac{d}{dt} \mathbf{M} \right) \mathbf{i}_{\alpha\beta} + \mathbf{M} \frac{d}{dt} \mathbf{i}_{\alpha\beta} \right) = \mathbf{M}^T \mathbf{M} \frac{d}{dt} \mathbf{i}_{\alpha\beta} = \frac{d}{dt} \mathbf{i}_{\alpha\beta} \quad (23)$$

Aplicando (23) a (22) e simplificando, obtém-se:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{i}_{\alpha\beta} = \mathbf{A}_{\alpha\beta} \mathbf{i}_{\alpha\beta} + \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{M} \boldsymbol{\gamma}_{1_{\alpha\beta}} + \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{M} \boldsymbol{\gamma}_{2_{\alpha\beta}} + \mathbf{C}_{\alpha\beta} \mathbf{M} \mathbf{V}_{S\alpha\beta} \quad (24)$$

Onde foram consideradas as seguintes simplificações:

$$\begin{cases} \mathbf{A}_{\alpha\beta} = \mathbf{M}^T \mathbf{A}_{123} \mathbf{M} \\ \mathbf{B}_{\alpha\beta} = \mathbf{M}^T \mathbf{B}_{123} \mathbf{M} \\ \mathbf{C}_{\alpha\beta} = \mathbf{M}^T \mathbf{C}_{123} \mathbf{M} \end{cases} \quad (25)$$

Solucionando $\mathbf{A}_{\alpha\beta}$, é obtida a matriz seguinte:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{A}_{\alpha\beta} &= \mathbf{M}^T \mathbf{A}_{123} \mathbf{M} \\
 &= \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{26}$$

Por analogia dos cálculos anteriores, são obtidas as matrizes $\mathbf{B}_{\alpha\beta}$ e $\mathbf{C}_{\alpha\beta}$:

$$\mathbf{B}_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} -\frac{2V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} \\ \frac{1V_{Co1}}{3L} & -\frac{2V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} \\ \frac{1V_{Co1}}{3L} & \frac{1V_{Co1}}{3L} & -\frac{2V_{Co1}}{3L} \end{bmatrix} \tag{27}$$

$$\mathbf{C}_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \tag{28}$$

A partir do modelo generalizado (19), aplicada a representação matricial condensada no sistema de coordenadas $\alpha\beta$ (24) e considerando o sistema sem componente homopolar obtém-se o seguinte sistema matricial do modelo generalizado do sistema em coordenadas $\alpha\beta$:

$$\begin{aligned}
 \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{V_{Co1}}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{Co1}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{1\alpha} \\ \gamma_{1\beta} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{V_{Co1}}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{Co1}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{2\alpha} \\ \gamma_{2\beta} \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{S\alpha} \\ V_{S\beta} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{29}$$

A partir do sistema matricial relativo ao modelo generalizado das correntes (29), verifica-se que o modelo é não linear e variável no tempo. De modo a obter um novo modelo que, embora igualmente não linear seja invariável no tempo, opta-se pela aplicação da transformação de

Park. Para tal, as variáveis síncronas são colocadas em rotação com velocidade ω e é-lhes aplicada a matriz linear de transformação de Park P . A transformação é dada por:

$$\mathbf{X}_{dq0} = \mathbf{P}\mathbf{X}_{\alpha\beta} \quad (30)$$

Em que \mathbf{P} é matriz de transformação de Park, a qual é dada por:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (31)$$

Em que $\theta = \omega t + \varphi_i$, e onde φ_i é o valor inicial do ângulo θ .

Aplicando a transformação de Park (30) à representação matricial condensada do modelo generalizado do conversor (20), obtém-se:

$$\frac{d}{dt}\mathbf{P}\mathbf{i}_{dq} = \mathbf{A}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{i}_{dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{C}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{V}_{Sdq} \quad (32)$$

Em que, aplicando as regras da operação matriciais ao lado esquerdo resulta a representação matricial condensada seguinte:

$$\left(\frac{d}{dt}\mathbf{P}\right)\mathbf{i}_{dq} + \mathbf{P}\left(\frac{d}{dt}\mathbf{i}_{dq}\right) = \mathbf{A}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{i}_{dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{C}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{V}_{Sdq} \quad (33)$$

Desenvolvendo a representação matricial condensada (33), obtêm-se as representações matriciais (34) e (35):

$$\mathbf{P}'\mathbf{i}_{dq} + \mathbf{P}\left(\frac{d}{dt}\mathbf{i}_{dq}\right) = \mathbf{A}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{i}_{dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{C}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{V}_{Sdq} \quad (34)$$

$$\mathbf{P}\left(\frac{d}{dt}\mathbf{i}_{dq}\right) = \mathbf{A}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{i}_{dq} - \mathbf{P}'\mathbf{i}_{dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{C}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{V}_{Sdq} \quad (35)$$

Resolvendo as operações em função de \mathbf{i}_{dq} :

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_{\alpha\beta}\mathbf{P}\mathbf{i}_{dq} - \mathbf{P}'\mathbf{i}_{dq} &= \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} -\omega \cos(\omega t) & -\omega \sin(\omega t) \\ \omega \sin(\omega t) & -\omega \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} \cos(\omega t) + \omega \sin(\omega t) & \frac{R}{L} \sin(\omega t) + \omega \cos(\omega t) \\ -\frac{R}{L} \sin(\omega t) - \omega \cos(\omega t) & -\frac{R}{L} \cos(\omega t) + \omega \sin(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (36)$$

Designando o sistema matricial (36) como \mathbf{D} e substituindo em (35), obtém-se:

$$\mathbf{P} \left(\frac{d}{dt} \mathbf{i}_{dq} \right) = \mathbf{D} + \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{C}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \mathbf{V}_{Sdq} \quad (37)$$

Por forma a isolar a matriz das correntes no referencial dq , é aplicada a matriz ortogonal de transformação de Park \mathbf{P}^T a cada termo de cada membro de (37), obtendo-se:

$$\mathbf{P}^T \mathbf{P} \left(\frac{d}{dt} \mathbf{i}_{dq} \right) = \mathbf{P}^T \mathbf{D} + \mathbf{P}^T \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{P}^T \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{P}^T \mathbf{C}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \mathbf{V}_{Sdq} \quad (38)$$

Onde:

$$\mathbf{P}^T = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (39)$$

Em resultado é obtido:

$$\frac{d}{dt} \mathbf{i}_{dq} = \mathbf{P}^T \mathbf{D} + \mathbf{P}^T \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{1dq} + \mathbf{P}^T \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{2dq} + \mathbf{P}^T \mathbf{C}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \mathbf{V}_{Sdq} \quad (40)$$

Solucionando o primeiro termo de (40), é obtida a matriz seguinte:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}^T \mathbf{D} &= \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} \cos(\omega t) + \omega \sin(\omega t) & \frac{R}{L} \sin(\omega t) + \omega \cos(\omega t) \\ -\frac{R}{L} \sin(\omega t) - \omega \cos(\omega t) & -\frac{R}{L} \cos(\omega t) + \omega \sin(\omega t) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega \\ \omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (41)$$

Solucionando o segundo termo de (40), é obtida a matriz seguinte:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}^T \mathbf{B}_{\alpha\beta} \mathbf{P} \boldsymbol{\gamma}_{1dq} &= \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{V_{Co1}}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{Co1}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\gamma}_{1\alpha} \\ \boldsymbol{\gamma}_{1\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} -\frac{V_{Co1}}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{Co1}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\gamma}_{1\alpha} \\ \boldsymbol{\gamma}_{1\beta} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (42)$$

Considerando (41) e (42) e extrapolando o método de resolução para os restantes termos, é obtido o modelo generalizado do sistema em coordenadas em dq .

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = & \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{V_{Co1}}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{Co1}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{1d} \\ \gamma_{1q} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\frac{V_{Co1}}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{V_{Co1}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \gamma_{2d} \\ \gamma_{2q} \end{bmatrix} \\ & + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (43)$$

Este sistema matricial que representa as correntes de fase do modelo dinâmico em coordenadas dq serão necessárias para o dimensionamento do sistema de controlo HVDC.

3.4. Sistema de Controlo

O sistema de controlo do sistema de transmissão em HVDC em estudo foi concebido com o objectivo de regular três grandezas eléctricas intrínsecas ao sistema de transporte de energia em HVDC em relação aos valores de referência através dos conversores multinível. Duas dessas grandezas são as potências activa e reactiva em ambos os sentidos e a outra é a tensão contínua rectificadora.

Para o controlo das potências activa e reactiva será utilizado um controlador de modo de deslizamento. Este controlo será efectuado através das correntes da rede em ambos os conversores multiníveis. A referência da componente d da corrente do Conversor R é definida por um regulador de tensão do tipo Proporcional Integral (PI) [48].

Tal como foi referido, a escolha quanto ao controlador de corrente a desenvolver para o sistema em estudo recaiu no controlador de modo de deslizamento, devido, principalmente, às suas características de resposta em velocidade e robustez a perturbações externas e à dinâmica própria do sistema, evidenciada em (43).

No que concerne ao controlo da tensão contínua, este realiza-se somente num dos lados de transmissão e fornece valores necessários ao controlo da potência activa de referência.

3.4.1. Controlo das Potências

A forma de controlo das potências activa e reactiva no sistema de transmissão é baseada na utilização de um conjunto de expressões matemáticas que as definem. De modo a alcançar estas expressões, torna-se necessário partir das expressões que definem as tensões e as correntes trifásicas simples. Importa, no entanto realçar que, tendo em conta que o controlo das potências é realizado de igual forma em ambos os conversores, não se fará distinção entre as grandezas referentes ao conversor R ou ao Conversor V, de modo a simplificar os cálculos

e a compreensão. Assim sendo, as expressões que definem as tensões e as correntes simples são dadas, respectivamente, por:

$$\begin{cases} V_{S1} = \sqrt{2} V_S \sin(\omega t) \\ V_{S2} = \sqrt{2} V_S \sin(\omega t - 2\pi/3) \\ V_{S3} = \sqrt{2} V_S \sin(\omega t + 2\pi/3) \end{cases} \quad (44)$$

$$\begin{cases} I_1 = \sqrt{2} I \sin(\omega t) \\ I_2 = \sqrt{2} I \sin(\omega t - 2\pi/3 - \varphi_i) \\ I_3 = \sqrt{2} I \sin(\omega t + 2\pi/3 - \varphi_i) \end{cases} \quad (45)$$

Quanto à expressão da potência trifásica activa em coordenadas de fase será, então, dada por:

$$P = V_{S1}i_1 + V_{S2}i_2 + V_{S3}i_3 \quad (46)$$

Aplicando a transformação de Clarke-Concordia (8) e (10), considerando o sistema como equilibrado e a componente homopolar da tensão e da corrente de valor nulo ($V_{S0} = 0$ e $i_0 = 0$), obtém-se a mesma grandeza em coordenadas $\alpha\beta$:

$$P = V_{S\alpha}i_\alpha + V_{S\beta}i_\beta \quad (47)$$

As potências activa e reactiva poderão ser igualmente definidas através do vector da potência complexa, o qual é usualmente dado por:

$$\bar{S} = P + jQ = \bar{U} \bar{I}^* \quad (48)$$

Aplicando ao caso em análise, toma-se que:

$$\begin{cases} \bar{U} \Rightarrow \bar{V}_S = V_{S\alpha} + jV_{S\beta} \\ \bar{I}^* \Rightarrow \bar{i}^* = i_{S\alpha} - ji_\beta \end{cases} \quad (49)$$

Substituindo em (48), têm-se:

$$\bar{S} = (V_{S\alpha}i_\alpha + V_{S\beta}i_\beta) + j(V_{S\alpha}i_\alpha - V_{S\beta}i_\beta) \quad (50)$$

Em notação matricial, as potências serão, então, definidas pela matriz:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{S\alpha} & V_{S\beta} \\ V_{S\beta} & -V_{S\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (51)$$

Aplicando agora a transformação de Park (30) e (31), obtém-se as potências no sistema de coordenadas dq , sendo dadas por:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{sd} & V_{sq} \\ V_{sq} & -V_{sd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (52)$$

Considerando que o sistema referencial está sincronizado com a rede, então $V_{sq} = 0$, pelo que as potências activas e reactivas serão dadas por:

$$P = V_{sd} i_d \quad (53)$$

$$Q = -V_{sd} i_q \quad (54)$$

Tendo como base os valores de referência de potência activa P^* e de potência reactiva Q^* , os valores de referência das correntes i_d^* e i_q^* podem ser determinados por:

$$i_d^* = \frac{P^*}{V_{sd}} \quad (55)$$

$$i_q^* = -\frac{Q^*}{V_{sd}} \quad (56)$$

Com base nas expressões anteriores, torna-se evidente que a estratégia deve passar pelo controlo de i_d e i_q , com vista à convergência destas grandezas com as suas referências, i_d^* e i_q^* . Contudo, as tensões CC deverão igualmente ser controladas com o objectivo de alcançar valores referência desejados, pelo que o lado V do Conversor será controlado através dos valores de referência da corrente.

Na Figura 3.4 e na Figura 3.5 apresentam-se os diagramas da estrutura de controlo do lado do Conversor R e do Conversor V. Conforme é possível verificar, no Conversor V não irá existir uma regulação da tensão CC.

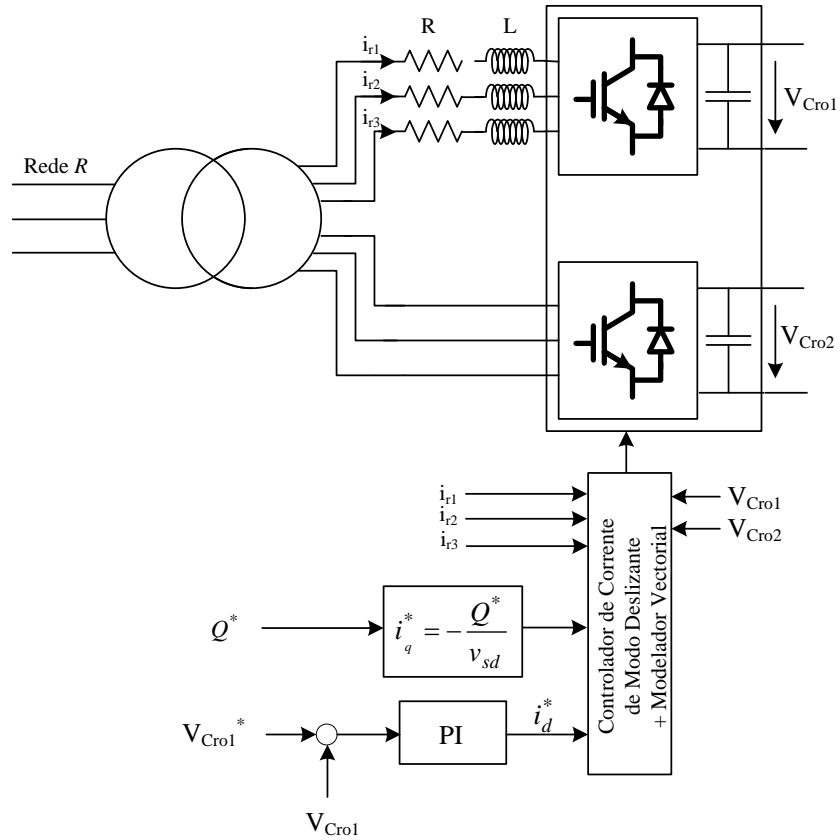


Figura 3.4 – Diagrama da estrutura de controlo do lado do Conversor R do sistema.

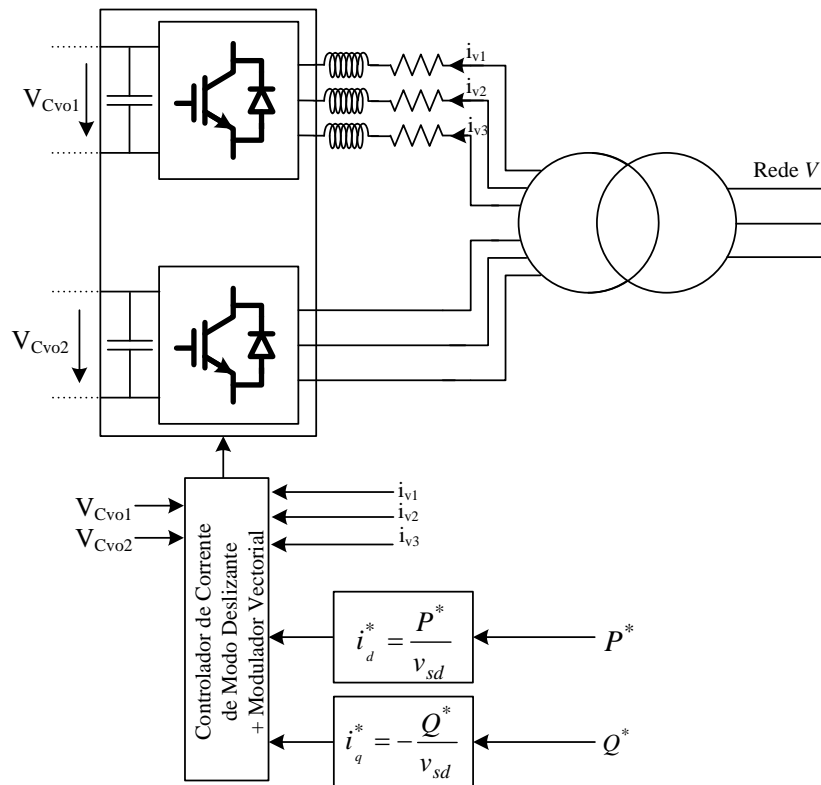


Figura 3.5 - Diagrama da estrutura de controlo do lado do Conversor V do sistema.

3.4.2. Controlo das Correntes do Conversor

Conforme se verificou na alínea anterior, o controlo das potências poderá ser efectuado através das correntes alternadas à entrada dos conversores. Assim sendo, o objectivo primordial do controlador de corrente a ser utilizado será o de estabelecer a sequência de comutação dos semicondutores totalmente comandados dos conversores, de modo a garantir que as correntes na linha de transmissão sejam sinusoidais, equilibradas e com amplitudes e fase controladas [58].

Para o controle destas correntes foi adoptado o controlador por modo de deslizamento, o qual consiste num método de controlo não-linear caracterizado por alterar o dinamismo de um sistema não linear. Esta característica deve-se à aplicação de um sinal de controlo descontínuo com o intuito de obrigar o sistema a comportar-se de forma a deslizar ao longo de uma secção transversal à sua resposta normal [10].

A utilização de controladores de modo de deslizamento consiste numa solução sólida para lidar com a comutação de conversores electrónicos de potência. De facto, o controlo por modo de deslizamento é especialmente indicado para o controlo de sistemas de estrutura variável tais como os conversores electrónicos de potência, uma vez que a topologia do conversor é ciclicamente alterada entre dois ou mais estados, de acordo com a gestão de controlo. Concretamente, esta alternância de estrutura é realizada através da comutação dos semicondutores de potência. Por esta razão, os controladores concebidos com vista à comutação de conversores de energia são, regra geral, controladores de estrutura variável [10].

O controlo de modo de deslizamento de sistemas de estrutura variável, tais como conversores electrónicos de potência é particularmente interessante devido à sua robustez inerente, à sua capacidade de redução de ordem do sistema e à adequação à comutação de semicondutores de potência [10].

A metodologia utilizada no controlo de modo de deslizamento é assente na lei de controlo, a qual é definida pelas equações das variáveis que necessitam ser monitorizadas. Estas equações estabelecem o lugar geométrico onde o sistema se movimenta, sendo este chamado de superfície de deslizamento. Por sua vez, a superfície de deslizamento necessária à definição da dinâmica das leis de controlo e à garantia da robustez do sistema em cadeia fechada, é dada por [10] [58]:

$$S(\varepsilon_i, t) = \sum_{i=1}^j k_i \varepsilon_i = 0 \quad (57)$$

onde k_i consiste num ganho determinante ao comportamento dinâmico do sistema em modo de deslizamento, ε_i consiste no conjunto dos erros e j consiste no grau forte relativo da saída. A superfície de deslizamento (57) representa o comportamento dinâmico do sistema que

depende apenas dos valores dos ganhos k_i , os quais podem ser livremente seleccionados. No entanto, de modo a garantir a estabilidade do sistema, deve ser assegurado que $k_i > 0$.

Aplicando estes conceitos de controlo por modo de deslizamento à topologia em análise e a partir do modelo do sistema matricial do modelo dinâmico em coordenadas dq (43), é possível verificar que as variáveis de estado a serem alvo de controlo serão i_d e i_q . Para uma análise mais completa à aplicação do controlo por modo de deslizamento, são aplicados os conceitos de equação em fase canónica ao sistema matricial (43), obtendo-se a equação seguinte:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q - \frac{V_{Co1}}{L}\gamma_{1d} + \frac{V_{Co1}}{L}\gamma_{1q} + \frac{V_{Co2}}{L}\gamma_{2d} - \frac{V_{Co2}}{L}\gamma_{2q} + \frac{1}{L}V_{Sd} \\ -\frac{R}{L}i_q + \omega i_d - \frac{V_{Co1}}{L}\gamma_{1d} + \frac{V_{Co1}}{L}\gamma_{1q} + \frac{V_{Co2}}{L}\gamma_{2d} - \frac{V_{Co2}}{L}\gamma_{2q} + \frac{1}{L}V_{Sq} \end{bmatrix} \quad (58)$$

A partir de (58) verifica-se que as variáveis de estado controladas i_d e i_q têm um grau forte relativo de um, uma vez que logo a primeira derivada de tempo contém a variável de controlo γ [59]. Assim sendo, podem ser criadas superfícies de deslizamentos adequadas ao controlo em cadeia fechada de i_d e i_q directamente proporcionais aos seus erros [60]. Por sua vez, os erros serão definidos através da diferença entre as referências das correntes i_d^* e i_q^* e as correntes controladas i_d e i_q :

$$\begin{cases} \varepsilon_{id} = i_d^* - i_d \\ \varepsilon_{iq} = i_q^* - i_q \end{cases} \quad (59)$$

Por conseguinte, as superfícies de deslizamento serão nulas após alcançar o modo de deslizamento:

$$\begin{cases} S_d(\varepsilon_{id}, t) = k_{dq}\varepsilon_{id} = 0 \\ S_q(\varepsilon_{iq}, t) = k_{dq}\varepsilon_{iq} = 0 \end{cases} \quad (60)$$

Substituindo (59) em (60):

$$\begin{cases} S_d(\varepsilon_{id}, t) = k_{dq}(i_d^* - i_d) \\ S_q(\varepsilon_{iq}, t) = k_{dq}(i_q^* - i_q) \end{cases} \quad (61)$$

Com o objectivo de transformar o sistema anterior para o referencial de coordenadas $\alpha\beta$, aplicando o sistema matricial de transformação para o referencial de coordenadas dp (62) e o sistema matricial simplificado de transformação para o referencial $\alpha\beta$ para o referencial de corrente (63), obtém-se a função de comutação (64) no referencial fixo $\alpha\beta$:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (62)$$

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (63)$$

$$\begin{cases} S_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) = k_{\alpha\beta}(i_\alpha^* - i_\alpha) \\ S_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) = k_{\alpha\beta}(i_\beta^* - i_\beta) \end{cases} \quad (64)$$

Por forma a garantir que a trajectória do sistema avança e permanece na superfície de deslizamento a partir de qualquer condição inicial, terá de ser escolhido um vector de tensão adequado. Esse vector de tensão deverá, garantir a condição de estabilidade do modo de deslizamento que é definida por:

$$S_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) \dot{S}_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) < 0 \wedge S_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) \dot{S}_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) < 0 \quad (65)$$

onde,

$$\begin{cases} \dot{S}_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) = k_{\alpha\beta} \left(\frac{di_\alpha^*}{dt} - \frac{di_\alpha}{dt} \right) \\ \dot{S}_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) = k_{\alpha\beta} \left(\frac{di_\beta^*}{dt} - \frac{di_\beta}{dt} \right) \end{cases} \quad (66)$$

Por sua vez, de modo a que esta condição se verifique, o espaço vectorial escolhido que garante as expressões (64) e (65) terá de ser seleccionado de acordo com as condições seguintes:

$$\begin{cases} S_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) > 0 \wedge \dot{S}_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) < 0 \\ S_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) < 0 \wedge \dot{S}_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) > 0 \end{cases} \quad (67)$$

$$\begin{cases} S_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) > 0 \wedge \dot{S}_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) < 0 \\ S_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) < 0 \wedge \dot{S}_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) > 0 \end{cases} \quad (68)$$

Assim sendo, para que a primeira condição se verifique o vector terá de ser seleccionado de acordo com as seguintes situações:

- Se $S_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) > 0$ a sua derivada deverá ser $\dot{S}_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) < 0$, o que implica que $i_\alpha < i_\alpha^*$, pelo que o vector deverá ser seleccionado de modo a aumentar i_α ;
- Se $S_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) < 0$ a sua derivada deverá ser $\dot{S}_\alpha(\varepsilon_{i_\alpha}, t) > 0$, o que implica que $i_\alpha > i_\alpha^*$, pelo que o vector deverá ser seleccionado de modo a diminuir i_α ;
- Se $S_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) > 0$ a sua derivada deverá ser $\dot{S}_\beta(\varepsilon_{i_\beta}, t) < 0$, o que implica que $i_\beta < i_\beta^*$, pelo que o vector deverá ser seleccionado de modo a aumentar i_β ;

- Se $S_{\beta}(\varepsilon_{i\beta}, t) < 0$ a sua derivada deverá ser $\dot{S}_{\beta}(\varepsilon_{i\beta}, t) > 0$, o que implica que $i_{\beta} > i_{\beta}^*$, pelo que o vector deverá ser seleccionado de modo a diminuir i_{β} ;

No entanto, as condições anteriores somente poderão ser consideradas do ponto de vista teórico, tomando os dispositivos de comutação como ideais. Isto porque, o cumprimento destas condições implicaria que as frequências de comutação tomassem valores infinitos. Contudo, tal como já referido, os conversores em estudo utilizam semicondutores totalmente controlados, os quais, embora extremamente rápidos, apresentam limitações de frequência de comutação. Por este motivo, de modo a controlar convenientemente a corrente será necessário acrescentar uma histerese conforme se irá verificar pelo ponto seguinte [58].

3.4.3. Selecção dos Vectors Espaciais de Tensão

A selecção dos vectors de tensão será feita tendo em conta os valores de corrente monitorizada e de acordo com a lei de comutação enunciada em (57) e condições de permanência (67) e (68). Para tal, serão quantificados os erros ε_{α} e ε_{β} do controlo de corrente através de dois comparadores de histerese colocados à saída do controlador de modo de deslizamento.

A partir da Tabela 3.1 é possível verificar que, de acordo com a coluna alfa da tabela, existem nove níveis diferentes de tensão V_{α} . No entanto, de acordo com a coluna beta da mesma tabela, os diferentes níveis de tensão de V_{β} são somente os cinco indicados na Tabela 3.3:

Tabela 3.3 - Diferentes Níveis de tensões dos comparadores histeréticos

V_{α}/V_{CC}	-1,63	-1,22	-0,82	-0,41	0	0,41	0,82	1,22	1,63
V_{β}/V_{CC}	-1,41		-0,71		0	0,71		1,41	

Desta forma, de modo a abranger todas as combinações de tensão possíveis, para a obtenção do erro da componente α da corrente, $\varepsilon_{i\alpha}$, é utilizado o comparador de histerese com sete níveis (-3, -2, -1, 0, 1, 2, 3). Por conseguinte, para o erro, $\varepsilon_{i\beta}$, da componente β da corrente será utilizada o comparador de histerese com cinco níveis (-2, -1, 0, 1, 2). Os diferentes níveis utilizados encontram-se representados através dos gráficos da Figura 3.6, seguinte:

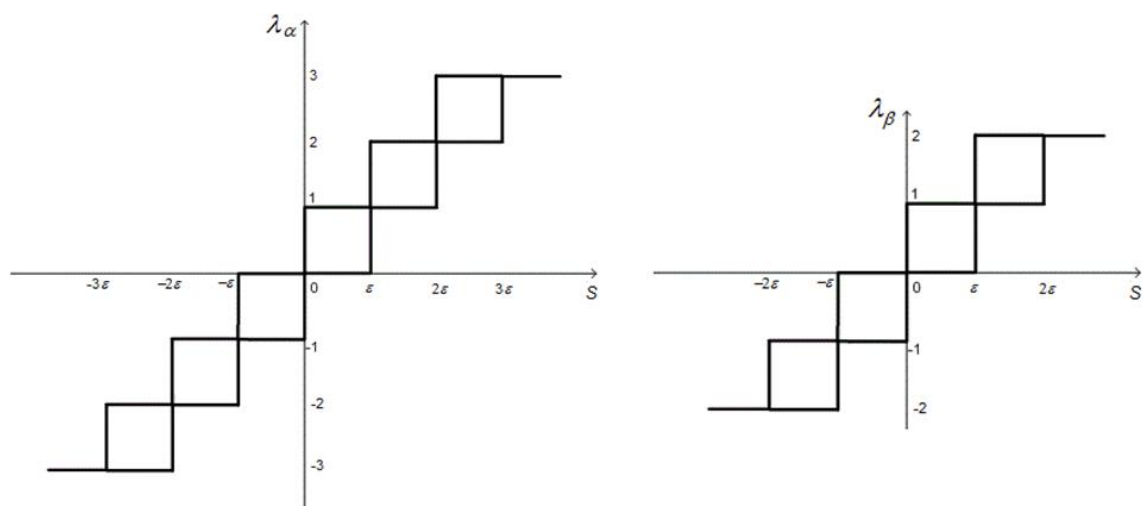


Figura 3.6 - Comparadores de histerese de sete níveis (à esquerda) e de cinco níveis (à direita) utilizados pelo controlador de modo de deslizamento.

A utilização destes comparadores permitirá seleccionar o vector de tensão adequado à manutenção da trajectória da superfície de deslizamento a partir de qualquer condição inicial. Assim sendo, à saída do comparador serão obtidas as variáveis inteiras λ_α e λ_β , que correspondem aos sete e cinco níveis seleccionáveis. Estas variáveis inteiras são utilizadas pelo Modulador Vectorial Espacial para seleccionar o vector de tensão mais adequado, tal como apresentado na Figura 3.7.

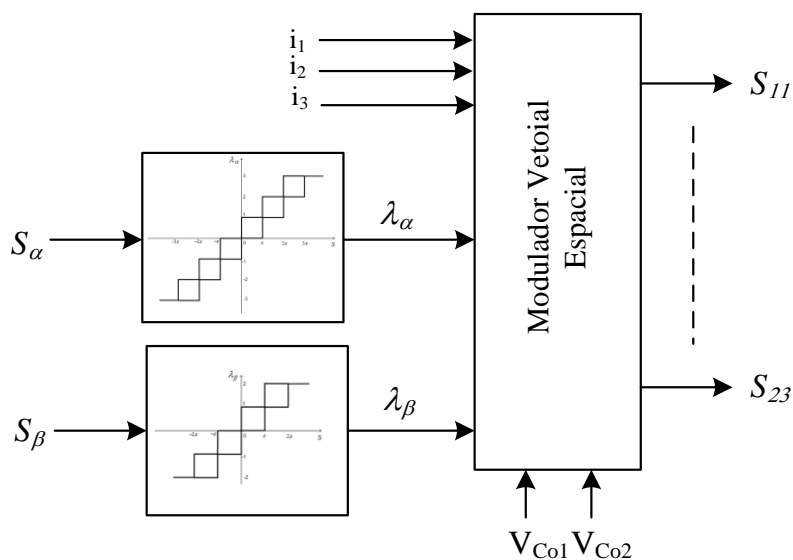


Figura 3.7 - Implementação da estratégia de comutação

Na figura anterior verifica-se que o Modulador Vectorial Espacial, para além de λ_α e λ_β , utiliza igualmente os valores das correntes CA e os valores das tensões aos terminais dos condensadores CC, $V_{C_{o1}}$ e de $V_{C_{o2}}$.

Uma vez que as correntes CA do inversor superior são as mesmas que as correntes do inversor inferior é somente necessário controlar as tensões de um dos condensadores CC, neste caso o condensador superior C_{o1} . No entanto, para manter a igualdade entre os valores de $V_{C_{o2}}$ e de $V_{C_{o1}}$, é necessária a escolha do vector correcto, o qual é feito através de modulação vectorial.

A partir da Tabela 3.1 e da Figura 3.3, verifica-se que várias combinações de comutação permitem obter o mesmo nível de tensão à saída. No entanto, a utilização dos diferentes vectores origina diferentes comportamentos na tensão dos condensadores CC dos inversores, controlando, assim, os seus ciclos de carga e descarga. Desta forma, algumas destas combinações serão utilizadas com o objectivo de garantir a manutenção e o equilíbrio dos valores de tensão em ambos os condensadores CC, C_{o1} e C_{o2} ao longo de todo o processo.

A selecção do vector espacial de tensão mais adequado é obtida através da monitorização a cada instante dos valores de cada uma das correntes CA. O método de selecção baseia-se na segmentação de um ciclo completo do conjunto das correntes alternadas trifásicas, sendo considerados os seis sectores distintos, tal como se encontra apresentado no gráfico da Figura 3.8, seguinte:

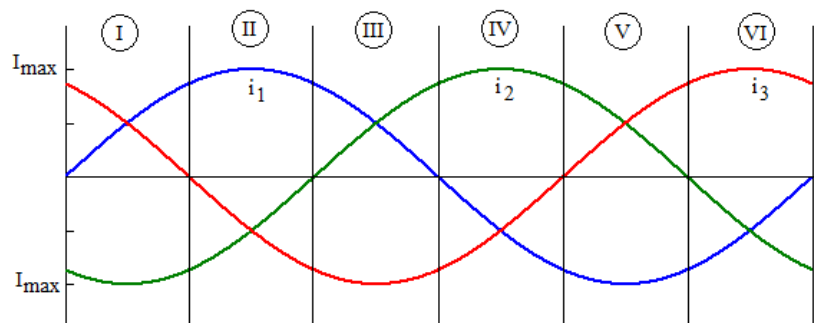


Figura 3.8 - Gráfico representativo dos 6 diferentes sectores das formas de onda da corrente trifásica

Como é observável no gráfico da figura acima, os seis sectores são caracterizados pelo conjunto de condições de diferenciação descrito na Tabela 3.4, as quais se baseiam nos valores de cada uma das correntes trifásicas.

Tabela 3.4 – Condições de diferenciação entre as correntes trifásicas

Sectores	Condições
Sector I	$i_1 > 0 \wedge i_2 < 0 \wedge i_3 > 0$
Sector II	$i_1 > 0 \wedge i_2 < 0 \wedge i_3 < 0$
Sector III	$i_1 > 0 \wedge i_2 > 0 \wedge i_3 < 0$
Sector IV	$i_1 < 0 \wedge i_2 > 0 \wedge i_3 < 0$
Sector V	$i_1 < 0 \wedge i_2 > 0 \wedge i_3 > 0$
Sector VI	$i_1 < 0 \wedge i_2 < 0 \wedge i_3 > 0$

Consequentemente, aos seis sectores referidos, serão seleccionados diferentes vectores de tensão com o objectivo de alcançar os resultados esperados a nível de tensão dos condensadores C_{o1} e C_{o2} , de modo a manter a estabilização e o equilíbrio dos valores de tensão nas linhas de transmissão.

Em resultado, são obtidas doze tabelas em que cada tabela contém a selecção dos vectores espaciais de tensão resultantes do comparador de histerese. Da Tabela 3.5 à Tabela 3.16 são apresentadas as diferentes tabelas que serão utilizadas de acordo com os vários sectores.

Tabela 3.5 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 1 e $V_{CO1} > V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	27	14	14	15	16	16	18
-1	27	27	26	15	29	18	18
0	11	35	35	0	36	36	2
1	9	9	8	22	31	4	21
2	9	7	7	22	5	5	21

Tabela 3.6 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 1 e $V_{CO1} < V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	13	14	14	28	16	16	30
-1	13	13	12	28	17	30	30
0	11	34	34	0	1	1	2
1	24	24	23	6	20	21	4
2	24	7	7	6	5	5	4

Tabela 3.7 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 2 e $V_{CO1} > V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	27	14	14	15	16	16	30
-1	27	27	12	15	29	30	30
0	11	10	10	0	19	19	2
1	9	9	8	22	3	21	21
2	9	7	7	22	5	5	21

Tabela 3.8 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 2 e $V_{CO1} < V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	13	14	14	28	16	16	18
-1	13	13	42	28	17	18	18
0	11	25	25	0	32	32	2
1	24	24	23	6	31	4	4
2	24	7	7	6	5	5	4

Tabela 3.9 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 3 e $V_{CO1} > V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	13	14	14	15	16	16	30
-1	13	13	12	15	41	30	30
0	11	10	10	0	19	19	2
1	24	24	8	6	3	4	4
2	24	7	7	6	5	5	4

Tabela 3.10 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 3 e $V_{CO1} < V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	27	14	14	28	16	16	18
-1	27	27	26	28	43	18	18
0	11	25	25	0	32	32	2
1	9	9	38	22	31	21	21
2	9	7	7	22	5	5	21

Tabela 3.11 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 4 e $V_{CO1} > V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	13	14	14	15	16	16	30
-1	13	13	12	15	17	30	30
0	11	34	34	0	1	1	2
1	24	24	23	22	31	4	4
2	24	7	7	22	5	5	4

Tabela 3.12 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 4 e $V_{CO1} < V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	27	14	14	28	16	16	18
-1	27	27	26	28	29	18	18
0	11	35	35	0	36	36	2
1	9	9	8	6	33	21	21
2	9	7	7	6	21	21	21

Tabela 3.13 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 5 e $V_{CO1} > V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	13	14	14	15	16	16	30
-1	13	13	12	15	17	30	30
0	11	34	34	0	1	1	2
1	24	24	23	22	31	4	4
2	24	7	7	22	5	5	4

Tabela 3.14 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 5 e $V_{CO1} < V_{CO2}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	27	14	14	28	16	16	18
-1	27	27	26	28	29	18	18
0	11	35	35	0	36	36	2
1	9	9	8	6	33	21	21
2	9	7	7	6	21	21	21

Tabela 3.15 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 6 e $V_{C01} > V_{C02}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	13	14	14	28	16	16	18
-1	13	13	26	28	43	18	18
0	11	25	25	0	32	32	2
1	9	9	37	22	31	4	4
2	9	7	7	22	5	5	4

Tabela 3.16 - Selecção de Vectores espaciais de tensão para o Sector 6 e $V_{C01} < V_{C02}$

$\lambda_\beta \backslash \lambda_\alpha$	-3	-2	-1	0	1	2	3
-2	27	14	14	15	16	16	30
-1	27	27	12	15	41	30	30
0	11	10	10	0	19	19	2
1	24	24	23	6	20	21	21
2	24	7	7	6	5	5	21

A título de exemplo, considerando que o sistema funciona no primeiro sector e de acordo com as saídas do comparador de histerese de cinco níveis ($\lambda_\beta \in \{2;1;0;-1;-2\}$) e de sete níveis ($\lambda_\alpha \in \{3;2;1;0;-1;-2;-3\}$), o vector que deverá ser utilizado será dado pelos valores da Tabela 3.5 ou da Tabela 3.6. A selecção entre estas duas tabelas a utilizar é obtida pela comparação entre os valores de tensão nos condensadores C_1 e C_2 . Assim sendo, se a condição $V_{C01} - V_{C02} > 0$ se verificar, será utilizada a Tabela 3.5, caso contrário, se $V_{C01} - V_{C02} < 0$ será utilizada a Tabela 3.6.

3.4.4. Controlo da Tensão V_{CC}

Para o adequado controlo do sistema, torna-se necessário realizar o controlo dos valores das tensões CC nas duas linhas de transmissão de modo a mantê-los dentro de valores aceitáveis e a compensar as perdas no conversor duplo multinível.

Uma vez que é unicamente realizada uma acção de controlo do sistema através do comando das variáveis de comutação γ e sendo possível separar as dinâmicas da corrente de entrada e da tensão de saída, os controladores de corrente e tensão funcionarão em cascata. Como a dinâmica da tensão de saída será substancialmente mais lenta que a dinâmica da corrente de entrada, para o controlo da tensão será utilizado um compensador Proporcional Integral (PI), aplicado na cadeia de comando externa. Este irá comparar os valores da tensão de referência, V_{C0}^* , com os valores da tensão aos terminais dos condensadores. O erro resultante será utilizado para estabelecer a amplitude de referência da corrente de entrada, i^* .

Considerando o controlador de corrente por modo de deslizamento representado por um ganho e um atraso, poderão ser obtidos os modelos lineares representativos da dinâmica da tensão aos terminais dos condensadores. Partindo do modelo dinâmico do conversor em coordenadas dq será, então, desenvolvido o modelo do controlador.

A partir do esquema da estrutura do circuito de potência do conversor multinível representado na Figura 3.2, é possível desenvolverem-se as expressões que definem a dinâmica da tensão do lado da saída do conversor. Assim sendo, aplicando as leis dos nós ao lado CC do conversor, obtém-se:

$$i_{C1} = i_{01} - i_{1CC} \quad (69)$$

Aplicando a lei de Kirchoff a i_{C1} :

$$C_1 \frac{dV_{CO1}}{dt} = i_{01} - i_{1CC} \quad (70)$$

O controlo da tensão contínua à saída do conversor duplo multinível R será realizado somente através do controlo da tensão de saída do conversor superior, V_{CO1} . A tensão à saída do conversor inferior, V_{CO2} , será simplesmente monitorizada de modo a manter o equilíbrio entre tensões.

Desenvolvendo, então, i_{01} em função das correntes alternas à entrada do conversor e isolando a variação da queda de tensão aos terminas do condensador V_{CO1} , obtém-se:

$$\frac{dV_{CO1}}{dt} = \frac{\gamma_{11}}{C_1} i_1 + \frac{\gamma_{12}}{C_1} i_2 + \frac{\gamma_{13}}{C_1} i_3 - \frac{1}{C_1} i_{1CC} \quad (71)$$

De modo a transformar as expressões anteriores para o sistema de coordenadas dq , é aplicada a transformação de Clark-Concordia seguida da transformação de Park, tal como já explanado e aplicado no capítulo 3.3 desta dissertação. Em resultado, é obtido o seguinte sistema de equações:

$$\frac{dV_{CO1}}{dt} = \frac{\gamma_{1d}}{C_1} i_{1d} + \frac{\gamma_{1q}}{C_1} i_{1q} - \frac{1}{C_1} i_{1CC} \quad (72)$$

A partir da equação anterior é obtido o esquema equivalente do conversor multinível em coordenadas dq , apresentado, de seguida, através da Figura 3.9:

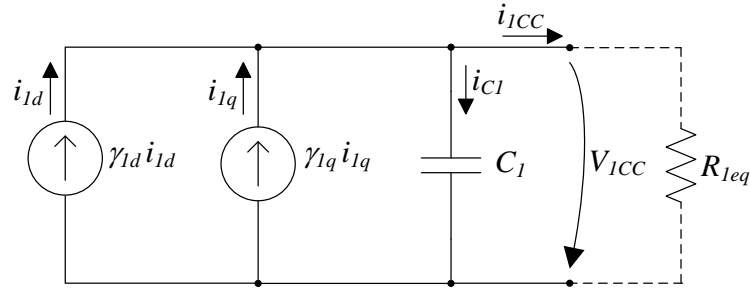


Figura 3.9 - Circuito equivalente do conversor duplo multinível visto do lado da carga.

Importa referir que a resistência R_{1eq} apresentada, representa a resistência equivalente vista do conversor superior, relativa ao circuito a jusante no caso do conversor duplo R ou a montante no caso do conversor duplo V.

Considera-se que a corrente i_{CC} é dada por:

$$i_{1CC} = \frac{V_{1CC}}{R_{1eq}} \quad (73)$$

Substituindo a expressão anterior a (72) e aplicando a transformada de Laplace, obtêm-se a Função de Transferência (FT) da tensão para o conjunto condensador e carga, a qual é dada por:

$$sV_{1CC}(s) = \frac{\gamma_{1d}}{C_1} i_{1d} + \frac{\gamma_{1q}}{C_1} i_{1q} - \frac{V_{1CC}(s)}{R_{1eq}C_1} \Leftrightarrow V_{1CC}(s) = \frac{R_{1eq}}{sR_{1eq}C_1 + 1} (\gamma_{1d}i_{1d} + \gamma_{1q}i_{1q}) \quad (74)$$

Com o objectivo de analisar os atrasos no controlo através do uso de transformadas de Laplace, é considerado uma função com atraso temporal:

$$f(t - T_D) \rightarrow F(s)e^{-sT_D} \quad (75)$$

Desta forma, as FT das correntes i_{1d} e i_{1q} serão dadas, respectivamente, por:

$$\frac{i_{1d}(s)}{i_d^*(s)} = \frac{\gamma_{1d}}{1 + sT_D} \quad (76)$$

$$\frac{i_{1q}(s)}{i_{1q}^*(s)} = \frac{\gamma_{1q}}{1 + sT_D} \quad (77)$$

Substituindo as expressões anteriores em (74), obtém-se:

$$V_{1CC}(s) = \frac{R_{1eq}}{sR_{1eq}C_1 + 1} \left(\frac{\gamma_{1d}}{1 + sT_D} i_d^* + \frac{\gamma_{1q}}{1 + sT_D} i_{1q}^* \right) \quad (78)$$

Tendo em conta que o objectivo deste sistema de controlo consiste em controlar os valores da tensão V_{1CC} , será necessário incluir um compensador $C(s)$ e uma retroacção de modo a que o sistema opere em cadeia fechada. Representando as FT em cadeia fechada através de um diagrama de blocos, obtém-se o diagrama da Figura 3.10, seguinte:

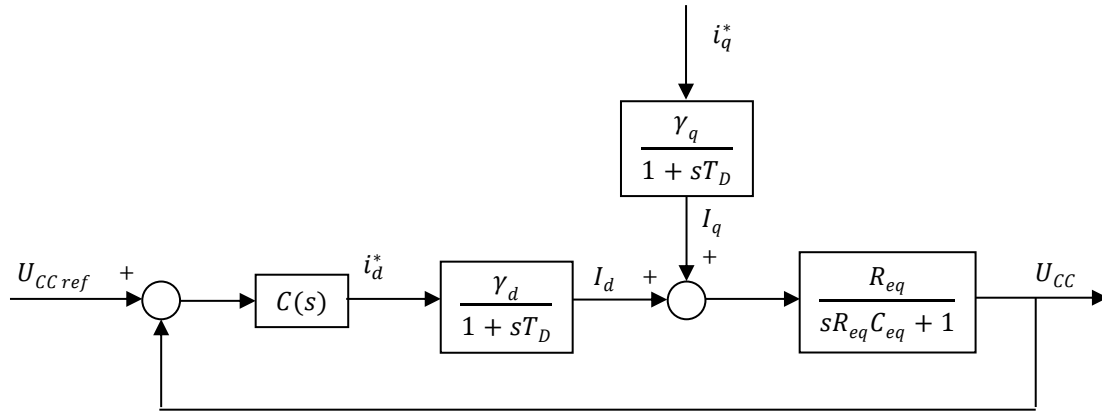


Figura 3.10 - Diagrama de Blocos representativo do conjunto conversor, condensador e carga.

De modo a facilitar a demonstração, considera-se uma situação em que o sistema não injecta potência reactiva na rede.

Assim sendo, se a opção recair sobre o controlador proporcional, o controlador terá a função de transferência $C(s) = k_p$, sendo k_p a constante característica do controlador proporcional. Por sua vez, a função de transferência desse do sistema será dada por:

$$\frac{V_{1CC}(s)}{V_{1CC}^*(s)} = \frac{\frac{k_p \gamma_{1d}}{C_1 T_D}}{s^2 + s \frac{R_{1eq} C_1 + T_D}{R_{1eq} C_1 T_D} + \frac{R_{1eq} k_p \gamma_{1d} + 1}{R_{1eq} C_1 T_D}} \quad (79)$$

Analisando a Função de Transferência em Cadeia Fechada (FTCF) anterior e o respectivo diagrama de blocos verifica-se que o sistema apresenta um erro estacionário constante para entradas do tipo escalão de posição, pelo que este não é considerado exacto.

Se ao invés de utilizar o controlador proporcional como compensador, a opção recair sobre o controlador integral, o erro estático iria anular-se. A FT controlador é dada por (80), sendo k_I a constante característica do controlador integral:

$$C(s) = \frac{k_I}{s} \quad (80)$$

No entanto, a resposta do sistema seria demasiado lenta, pois o pólo dominante ficaria próximo da origem. A opção mais viável irá recair numa combinação entre estes dois controladores, ou seja, no controlador Proporcional Integral (PI). A utilização deste tipo de compensador para a

tensão de saída do conversor, no qual a sua saída controla a amplitude da referência do controlador de corrente, apresenta-se como a solução indicada. A FT deste controlador será dada pela equação seguinte:

$$C(s) = k_p + \frac{k_I}{s} = \frac{sT_Z + 1}{sT_P} \quad (81)$$

Onde:

$$T_Z = \frac{k_P}{k_I} \quad (82)$$

$$T_P = \frac{1}{k_I} \quad (83)$$

Desta forma, a FTCF para o conjunto conversor, condensador e carga utilizando o controlador PI será dada por:

$$\frac{V_{1CC}(s)}{V_{1CC}^*(s)} = \frac{\left(\frac{sT_Z + 1}{sT_P}\right) \left(\frac{\gamma_{1d}}{1 + sT_D}\right) \frac{R_{1eq}}{sR_{1eq}C_1 + 1}}{1 + \left(\frac{sT_Z + 1}{sT_P}\right) \left(\frac{\gamma_{1d}}{1 + sT_D}\right) \frac{R_{1eq}}{sR_{1eq}C_1 + 1}} \quad (84)$$

O dimensionamento dos valores de T_Z e T_P é feito por cancelamento do pólo dominante do conjunto carga e condensador com o zero do conversor, ou seja:

$$T_Z = R_{1eq}C_1 \quad (85)$$

Em resultado, em cadeia fechada, é obtido um sistema típico de segunda ordem realimentado, cuja FT será a seguinte:

$$\frac{V_{1CC}(s)}{V_{1CC}^*(s)} = \frac{\left(\frac{k_I R_{1eq}}{s}\right) \left(\frac{\gamma_{1d}}{1 + sT_D}\right)}{1 + \left(\frac{k_I R_{1eq}}{s}\right) \left(\frac{\gamma_{1d}}{1 + sT_D}\right)} = \frac{\frac{\gamma_{1d} k_I R_{1eq}}{T_D}}{s^2 + s \frac{1}{T_D} + \frac{\gamma_{1d} k_I R_{1eq}}{T_D}} \quad (86)$$

Aplicando a FT (86) ao diagrama de blocos do conjunto conversor, condensador e carga da Figura 3.10, é obtido o diagrama de blocos utilizando um controlador PI, apresentado na Figura 3.11:

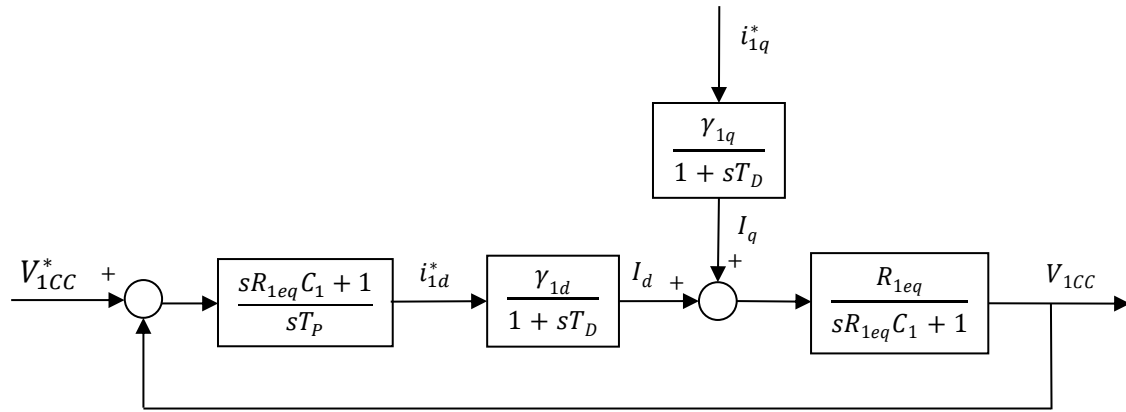


Figura 3.11 - Diagrama de Blocos representativo do conjunto conversor, condensador e carga, utilizando um controlador PI.

Utilizando esta solução de controlo, será possível manter um erro estático de posição nulo, melhorar as condições de estabilidade e a velocidade de resposta.

De modo a possibilitar a identificação dos parâmetros do controlador, compara-se a FT do controlador (86) com a FT característica dos sistemas de segunda ordem (87):

$$\frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + s2\zeta\omega_n + \omega_n^2} \quad (87)$$

Em resultado é identificada a expressão de define a frequência angular das oscilações amortecidas ω_n :

$$\omega_n^2 = \frac{\gamma_d k_I R_{eq}}{T_D} \Rightarrow \omega_n = \sqrt{\frac{\gamma_d k_I R_{eq}}{T_D}} \quad (88)$$

Por sua vez, o coeficiente de amortecimento ξ assume a seguinte expressão:

$$s2\zeta\omega_n = \frac{1}{T_D} \Rightarrow \zeta = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{1}{\gamma_d k_I R_{eq} T_D}} \quad (89)$$

Com o intuito de proporcionar uma boa resposta em termos de velocidade do sistema, garantindo, todavia, a manutenção da sua estabilidade, considera-se que o factor de amortecimento toma o valor de $\xi = \sqrt{2}/2$. Assim sendo, substituindo em (89), obtém-se a expressão que define a constante integral:

$$k_I = \frac{1}{2\gamma_d R_{eq} T_D} \quad (90)$$

Por fim, através da conjugação entre as expressões (82) e (85), e substituindo (91), obtém-se a expressão que define a constante proporcional do sistema:

$$k_p = R_{eq} C_{eq} k_I \Rightarrow k_p = \frac{C_{eq}}{2\gamma_d T_D} \quad (91)$$

Capítulo 4

Simulação do Sistema

Com o objectivo de verificar o comportamento da estrutura do sistema de transmissão proposto com o sistema de controlo adoptado, foram desenvolvidas várias simulações numéricas em MATLAB/Simulink. Com estas simulações pretende-se, então, simular a resposta do sistema de transmissão em HVDC apresentado na Figura 3.1 e na Figura 3.2, utilizando o sistema de controlo por modo de deslizamento apresentado na Figura 3.4.

De modo a desenvolver uma simulação que se adaptasse às redes existentes e às condições reais de transporte de energia, foram escolhidos os parâmetros adequados a estas premissas, tal com é apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Parâmetros do sistema de transmissão multinível utilizados na Simulação.

Parâmetro	Valor	Descrição do parâmetro
S_N	110 MVA	Potência aparente nominal
U_G	30 kV	Tensão de alimentação do sistema
Transformador	30/30 kV	Razão de transformação do transformador
f_V	50 Hz	Frequência da rede V
f_R	60 Hz	Frequência da rede R
U_{CC}	37 kV	Tensão dos condensadores CC
C_{O1}, C_{O2}	0,5 mF	Capacidade dos condensadores dos conversores
R	0,22 Ω	Resistência de perdas das linhas CA
L	10 mH	Coeficiente de auto-indução das linhas CA
R_N	0,87 Ω	Resistência de perdas das linhas CC
L_N	9,6 mH	Coeficiente de auto-indução da linha CC

Assim sendo, as duas redes simuladas operam a frequências diferentes, isto é, a rede V, a montante, opera a uma frequência $f_V = 50 \text{ Hz}$ e a rede R, a jusante, opera a uma frequência $f_V = 60 \text{ Hz}$. Ambas as linhas encontram-se ligadas às estações de conversão através de linhas

de transporte com impedâncias R e L consideradas padronizadas para linhas CA, a uma tensão $U_G = 30 \text{ kV}$. Relativamente à rede em CC simulada, esta opera a uma tensão nominal $U_{CC} = 37 \text{ kV}$, com as duas linhas CC com características de simulação R_N e L_N igualmente consideradas padronizadas para as linhas CC.

A primeira simulação realizada foi desenvolvida com o objectivo de verificar o funcionamento da operação multinível da estrutura de conversão de potência proposta. Para a realização deste teste o conversor de potência foi utilizado a funcionar como inversor, sendo a potência transferida do condensador contínuo para a rede. Em resultado, foram obtidos os gráficos apresentados na Figura 4.1 e na Figura 4.3, referentes à tensão alterna do conversor da fase 1 e às correntes alternas da linha. Nestes gráficos é possível verificar que a tensão tem nove níveis e que as correntes são praticamente sinusoidais.

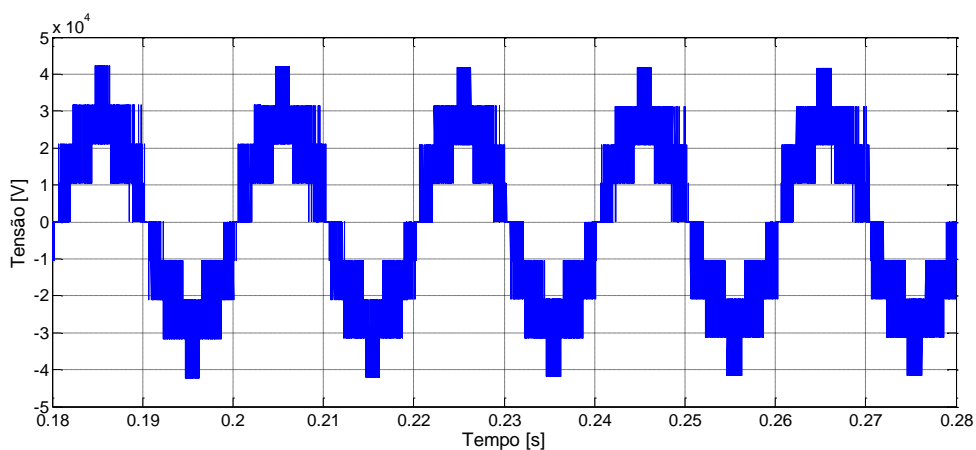


Figura 4.1 - Tensão alterna do conversor V_1 .

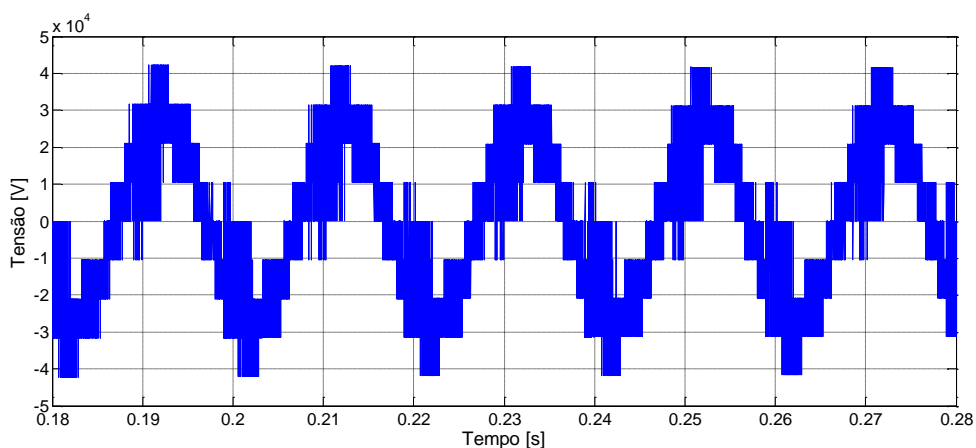


Figura 4.2 - Tensão alterna do conversor V_2 .

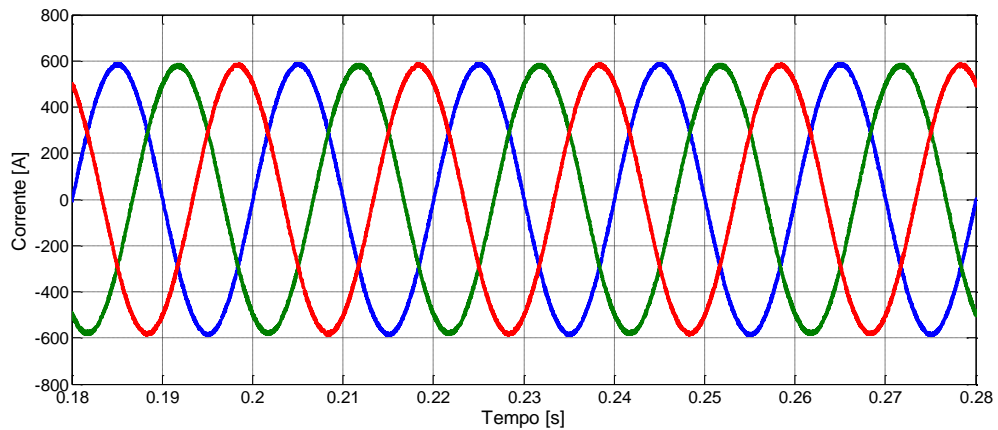


Figura 4.3 - Correntes trifásicas de linha.

No sentido de verificar a performance geral do sistema HVDC, foram desenvolvidos testes com diferentes dinâmicas de resposta do sistema e com ligação a redes com diferentes frequências. As Figura 4.4 e Figura 4.5 mostram as potências activa e reactiva em ambos o lados do sistema HVDC. O sentido da potência é do lado R para o lado V. Neste teste foi aplicada ao lado V uma potência activa de referência de 40 MW e uma potência reactiva de referência de 0 Mvar. Ao instante $t = 1,5$ s, verifica-se uma mudança brusca do valor da potência activa de referência de 40 MW para 70 MW. A partir destes resultados é possível verificar que o controlador conduz as potências activa e reactiva para as suas referências.

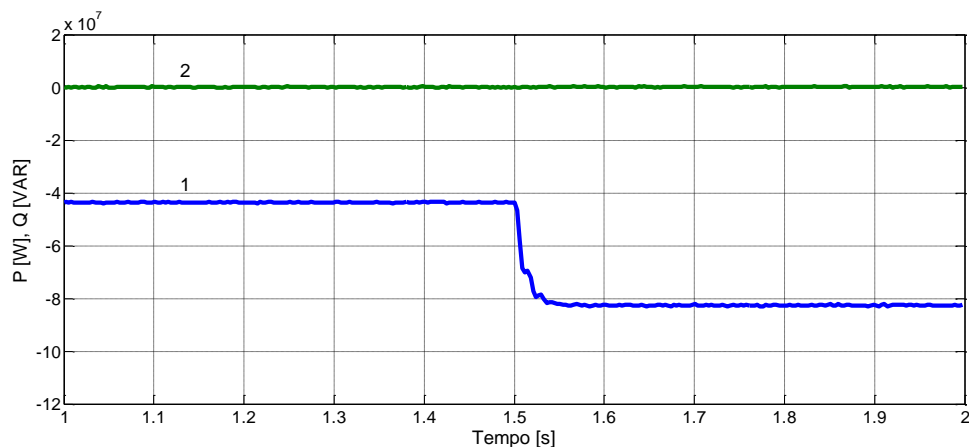


Figura 4.4 - Fluxo da potência activa (1) e reactiva (2) no conversor R.

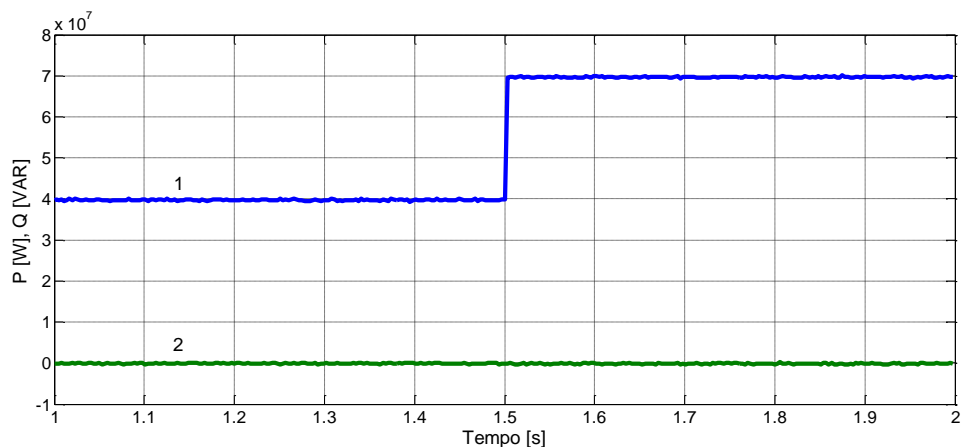


Figura 4.5 - Fluxo da potência activa (1) e reactiva (2) no conversor V.

As Figura 4.6 e Figura 4.7 mostram a tensão CC dos dois conversores colocados no lado R. A partir destas figuras, é possível verificar que após a perturbação a tensão volta ao seu valor de referência (37 kV). Também é possível o equilíbrio de tensões aos terminais dos condensadores através da Figura 4.8 com maior detalhe.

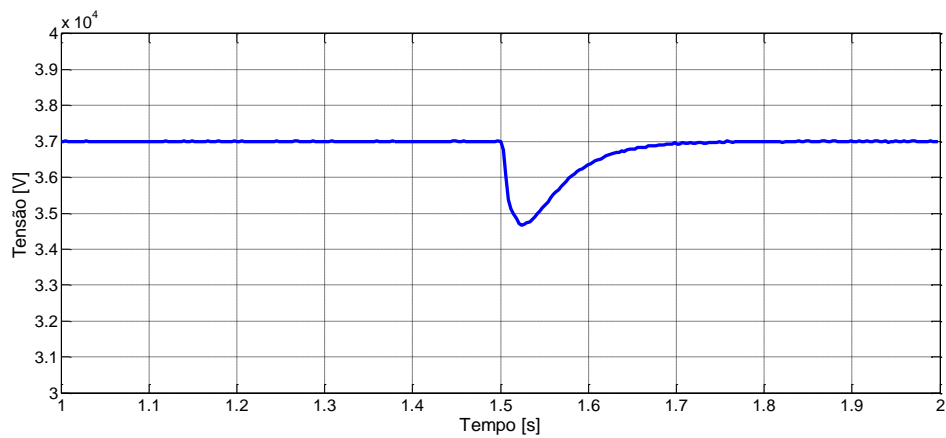


Figura 4.6 - Tensão no condensador CC 1 do conversor R.

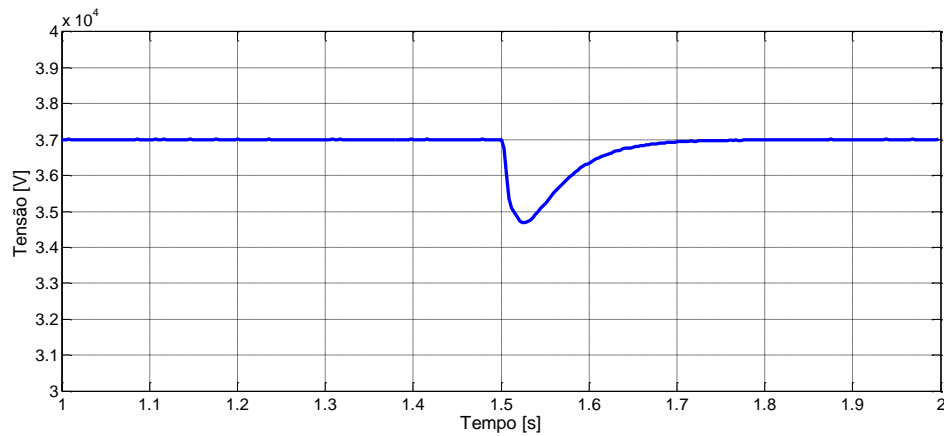


Figura 4.7 - Tensão no condensador CC 2 do conversor R.

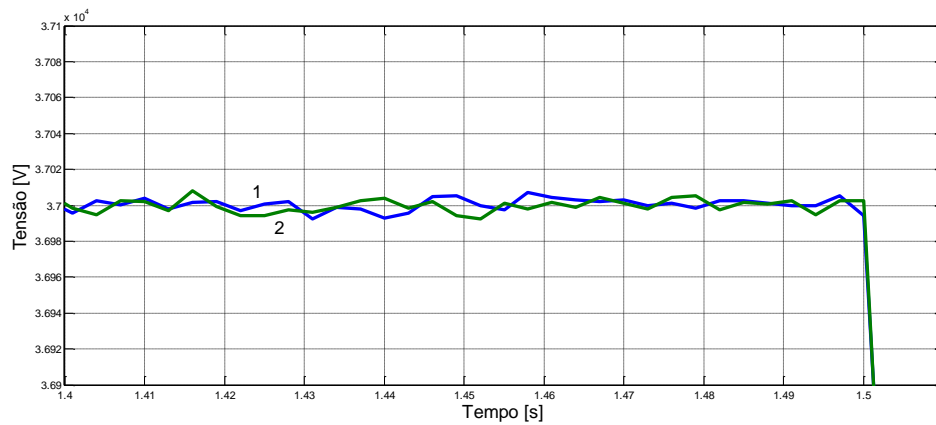


Figura 4.8 - Tensões dos condensadores de cima (1) e de baixo (2) do conversor V.

Foi também desenvolvido um novo teste para analisar o comportamento do sistema para uma mudança brusca na potência reactiva de referência. Neste teste, ao instante $t = 1,2$ s, verifica-se uma mudança brusca na potência reactiva de referencia do conversor de potência R de 0 Mvar para 20 Mvar. Ao instante $t = 1,6$ s, verifica-se uma mudança brusca na potência reactiva de referência do conversor V de 20 Mvar para 50 Mvar. A potência activa de referência permanece a 40 MW. A partir das Figura 4.9 e Figura 4.10, onde são apresentadas as potências activa e reactiva, em ambos os lados do sistema HVDC, é possível confirmar novamente que o controlador conduz as potências activa e reactiva às suas referências.

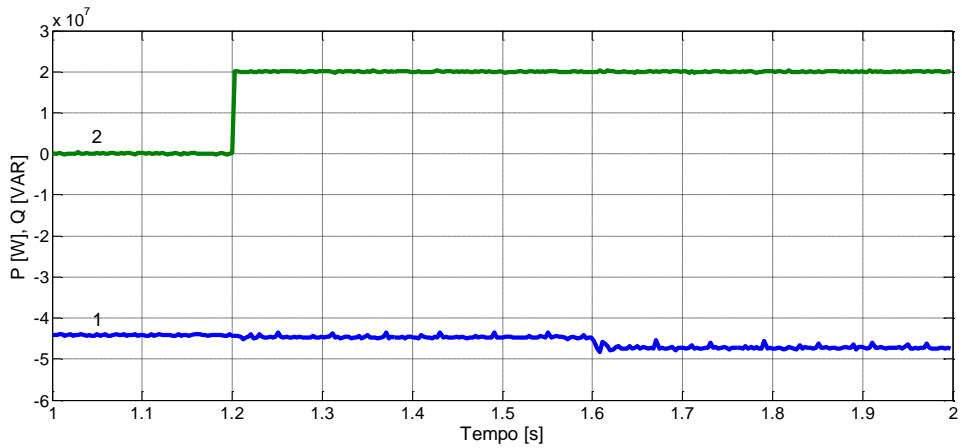


Figura 4.9 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor R.

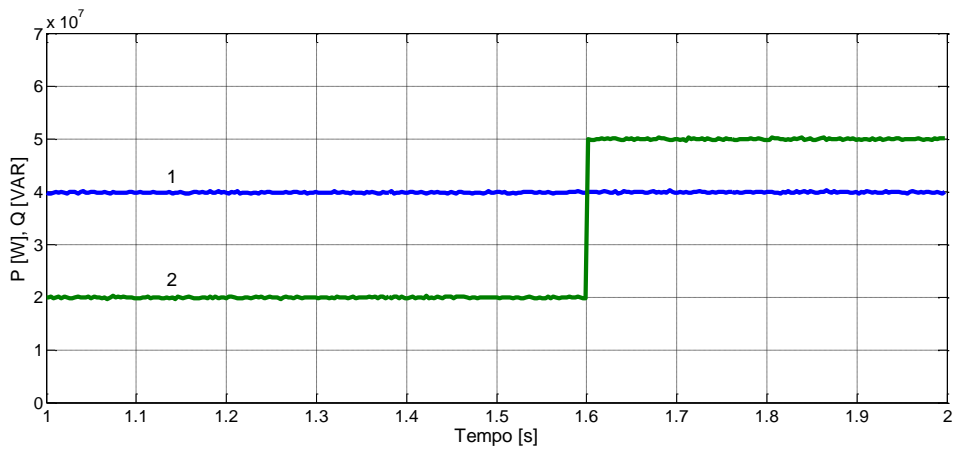


Figura 4.10 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor V.

Durante este teste, os comportamentos das tensões dos condensadores CC em ambas as extremidades do sistema HVDC apresentaram os comportamentos representados nas Figura 4.11 e Figura 4.12. Através da Figura 4.11 é possível verificar que do lado R a tensão CC do conversor permanece regulado no seu valor de referência após as perturbações. Relativamente à tensão CC do conversor do lado V, verifica-se através da Figura 4.12 que após a perturbação esta mantém-se num valor estável.

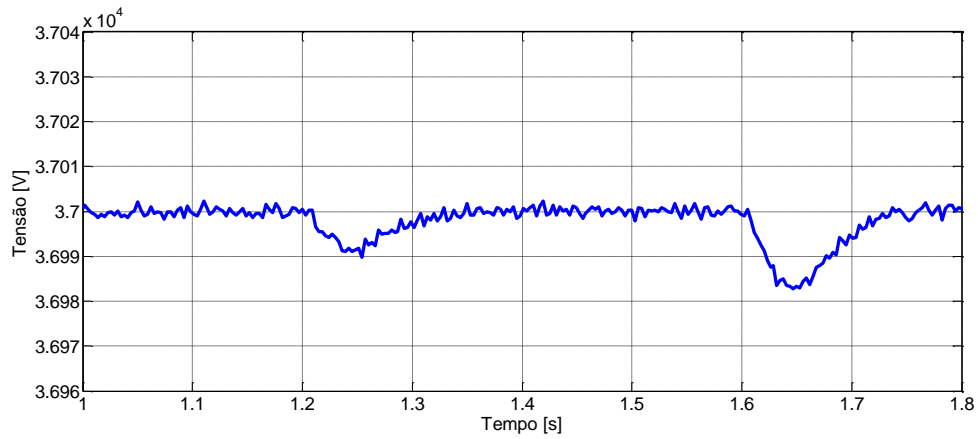


Figura 4.11 - Tensão aos terminais do condensador CC do lado R.

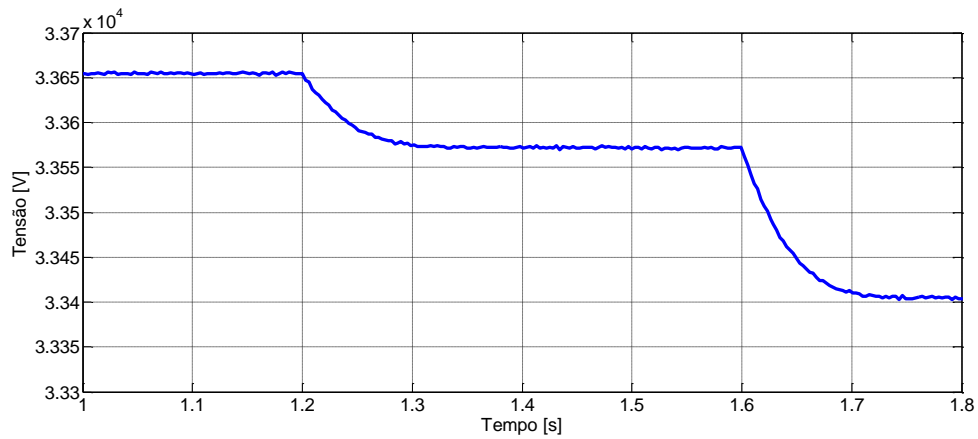


Figura 4.12 - Tensão aos terminais do condensador CC do lado V.

Foi também desenvolvido um teste, que consiste numa mudança da referência da potência activa associada a uma reversão do trânsito da potência activa. Assim, no instante $t=1,5$ s, verifica-se uma mudança súbita da referência da potência activa do conversor de potência R, de +40 MW para -40 MW. A referência da potência reactiva é mantida a 0 Mvar. As Figura 4.13 e Figura 4.14 mostram o comportamento ao longo do tempo das potências activa e reactiva em ambos as extremidades do sistema HVDC. A partir destes resultados é possível confirmar que o controlador mantém a condução das potências activa e reactiva às suas referências e que o sistema mantém-se estável nesta condição.

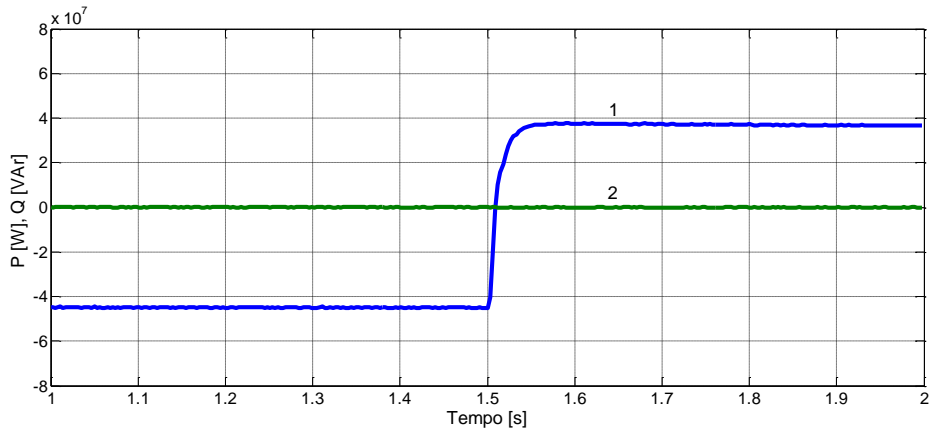


Figura 4.13 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor R.

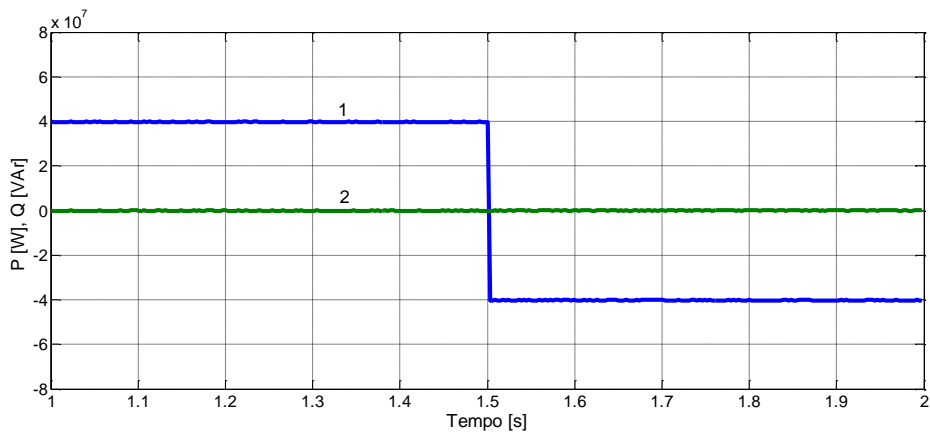


Figura 4.14 - Trânsito de potências activa e reactiva no conversor V.

Para este teste é também apresentado o comportamento da tensão aos terminais do condensador CC do lado R do sistema HVDC. Conforme é possível verificar pela Figura 4.15, após a perturbação a tensão volta ao seu valor de referência (37 kV).

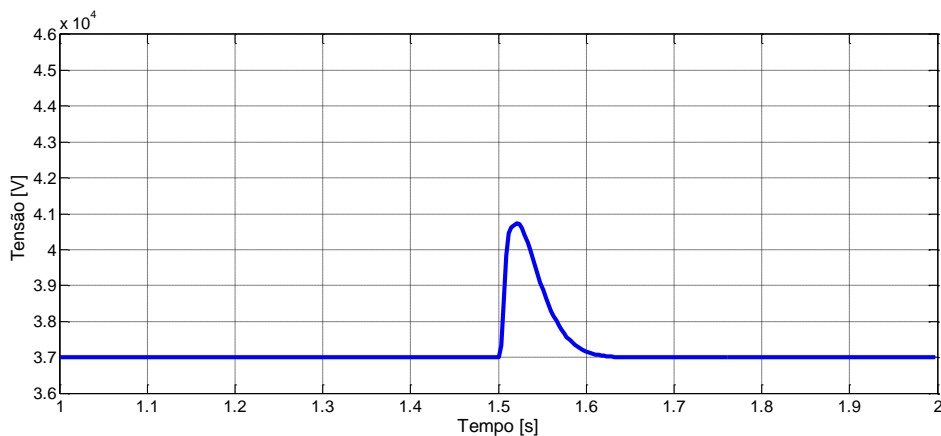


Figura 4.15 – Tensão aos terminais do condensador CC do lado R.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1. Conclusões

As necessidades de produção e transmissão de energia eléctrica têm apresentado um crescimento contínuo desde a exploração comercial de energia eléctrica nos primórdios do século passado. Contudo, principalmente nos últimos anos, este crescimento tem apresentado uma grande evolução, o que obriga ao desenvolvimento de tecnologias de produção e transmissão adequadas.

Uma das soluções de maior potencial quanto a novas tecnologias de produção tem recaído no desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, devido principalmente a factores ambientais e ao enorme potencial de aproveitamento energético para a produção de energia eléctrica que alguns locais situados em zona costeira ou em alto mar, apresentam.

No que concerne a soluções tecnológicas de transmissão de energia eléctrica, os sistemas de transmissão de energia eléctrica em HVDC correspondem actualmente a uma tecnologia considerada madura. Esta afirmação é baseada não só na grande quantidade de estudos científicos desenvolvidos, mas principalmente nas diversas instalações projectadas, em construção e ao serviço em todo o mundo. No entanto, os sistemas mais usuais, que apresentam uma maior rapidez e melhor QEE na resposta, possuem uma elevada complexidade topológica que dificulta o processo de controlo e torna os investimentos mais dispendiosos.

A motivação desta dissertação recaiu, então, no estudo de uma nova topologia de transmissão multinível em VSC-HVDC, que se apresentasse como alternativa aos sistemas mais usuais. Neste sentido, tal como referido nos objectivos desta dissertação, era necessário que esta topologia juntasse as qualidades dos sistemas conversores mais eficazes à pouca complexidade de controlo dos sistemas clássicos. Desta forma, deveria possuir as características de permitir a transmissão de energia eléctrica com bons resultados em termos de capacidade e qualidade da energia transportada, fluxo bidireccional de potências activa e reactiva e robustez face a perturbações eléctricas no sistema. Esta topologia deveria igualmente ser caracterizada pela versatilidade, com vista a possibilitar a sua aplicação à generalidade dos sistemas de transmissão de energia eléctrica em HVDC, nomeadamente em sistemas de transmissão a partir dos aerogeradores *offshore* ou em redes de transporte de grandes quantidades de energia eléctrica por longas distâncias.

No sentido de alcançar os objectivos delineados, começou-se por estudar o estado de arte dos sistemas de transmissão HVAC e HVDC, avaliando-se as suas características quanto à

aplicabilidade quanto à generalidade das situações de transmissão de energia, como à necessidade de compensação da energia reactiva associada à transmissão. Verificou-se que para situações de transmissão por cabo enterrado ou submerso ou por linhas aéreas por distâncias consideradas longas para o meio, é genericamente mais vantajosa a opção pela transmissão em HVDC.

De seguida, como preparação para o estudo da nova topologia, foram estudadas e avaliadas as topologias dos conversores multinível VSC-HVDC mais usuais.

Nesta dissertação foi apresentada uma nova estrutura de sistema de transmissão em VSC-HVDC multinível, caracterizada por uma estrutura de inversor duplo de dois níveis que permite a divisão da potência total que será transmitida pela linha dupla CC. A estrutura adoptada permite igualmente obter formas de tensão CA a partir de inversores trifásicos normais. A topologia inclui um transformador trifásico com os enrolamentos separados que liga os inversores à rede.

Foi igualmente apresentado um algoritmo de controlo com o propósito de permitir a regulação do sistema. Este algoritmo tem a capacidade de controlar simultaneamente as potências activa e reactiva através dos seus valores específicos de referência e regular a tensão da linha CC. O algoritmo de controlo é baseado no controlador por modo de deslizamento e no modulador vectorial. Com o intuito de regular o valor da tensão aos terminais da linha CC para um valor específico foi adoptado um controlador PI, cuja saída gera o valor de referência para a componente d da corrente da rede, no sistema de coordenadas dq .

De modo a comprovar o funcionamento da topologia adoptada, foi desenvolvido um modelo computacional de simulação da topologia adoptada, utilizando o *software* MATLAB/Simulink e parâmetros eléctricos dos componentes do modelo com valores adequados à realização das simulações. Foram apresentados os resultados onde potências activa e reactiva sofreram uma mudança brusca. A partir destes resultados foi possível confirmar que o sistema de transmissão HVDC proposto, juntamente com os correspondentes controladores adoptados, apresenta um bom comportamento num largo espectro de condições de operação. Além disso, a partir dos resultados obtidos, foi também possível confirmar que o sistema de controlo permite alcançar um equilíbrio de tensões em ambos os lados do sistema HVDC, entre os condensadores CC. Estes resultados foram igualmente desenvolvidos com a interligação do sistema HVDC proposto entre redes com diferentes frequências. Os resultados obtidos mostram também que apesar desta condição, não se verifica a perda do comportamento dinâmico nem problemas com o equilíbrio de tensões do condensador CC.

5.2. Trabalhos futuros

De modo a dar continuidade ao estudo da topologia de transmissão multinível em VSC-HVDC adoptada poderão ser realizados outros trabalhos de elevado interesse. Devido à característica do sistema proposto sugere-se o estudo e análise do sistema em situação de falha de semicondutores de potência. Associado a este assunto, também seria importante abordar o estudo e análise de algoritmos de modo a permitir o funcionamento do sistema em situação de falha (sistema tolerante a falhas). Neste âmbito, também será fundamental o desenvolvimento de um algoritmo para a detecção e diagnóstico do tipo de falha.

Um outro estudo de elevado interesse, será, a partir deste conceito topológico, procurar soluções que permitam reduzir a máxima tensão que os semicondutores terão de suportar (tensões CC de valor inferior à tensão da linha CC).

Seria ainda igualmente interessante estudar a melhoria da QEE através de novos sistemas de controlo. Um outro trabalho interessante seria a aplicação da topologia a um sistema de transmissão multiterminal. Os sistemas de transmissão VSC-HVDC permitem a aplicação a uma rede HVDC com três ou mais terminais, pelo que seria interessante analisar a resposta das grandezas eléctricas resultante desta aplicação.

Referências Bibliográficas

- [1] R. Castro, Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica, 1ª ed., Instituto Superior Técnico, Lisboa: IST Press, 2011.
- [2] ABB, “Grid Systems HVDC - The early HVDC development,” ABB, Ludvika, Sweden.
- [3] IEEE, “IEEE Global History Network,” [Online]. Available: http://www.ieeeahn.org/wiki/index.php/File:Cutaway_sketch_Pearl_St_1357.jpg. [Acedido em 17 Março 2013].
- [4] RWE INNOGY, “Gwynt y Môr,” [Online]. Available: <http://www.rwe.com/web/cms/en/1202906/rwe-innogy/sites/wind-offshore/under-construction/gwynt-y-mr/>. [Acedido em 25 Março 2013].
- [5] EWEA - European Wind Energy Association, “Wind in our Sails - The coming of Europe’s offshore wind energy industry,” Bruxelas, Belgica, 2011.
- [6] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, L. John Wiley & Sons, Ed., Estocolmo: Royal Institute of Technology, 2005.
- [7] J. P. S. Paiva, Redes de Energia Eléctrica, 2ª ed., Instituto Superior Técnico, Lisboa: IST Press, 2007.
- [8] Siemens AG Energy Sector, “High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange,” Erlangen, Germany, 2011.
- [9] K. Meah e S. Ula, “Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems,” 2007.
- [10] M. H. Rashid, Power Electronics Handbook: devices, circuits, and applications handbook, 3ª ed., Butterworth-Heinemann, 2011.
- [11] J. Arrillaga, High Voltage Direct Current Transmission, 2nd Edition ed., Londres: IEE power and energy series 29, 1998.
- [12] S. N. W. Long, “HVDC transmission: yesterday and today,” vol. 5, p. 22–31, Março-Abril 2007.
- [13] H. P. Lips, “Technology trends for HVDC thyristor valves,” em *International Conference on*

Power System Technology (Powercon), Agosto 1998.

- [14] N. Flourentzou, V. G. Agelidis e G. D. Demetriades, "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 592-602, Março 2009.
- [15] C. M. d. Lourinhã, "Moinhos de vento," [Online]. Available: <http://www.cm-lourinha.pt/custompages/showpage.aspx?pageid=946a1ad1-699a-43ba-aa2f-6e8b1447eafd&m=c71>. [Acedido em 17 Março 2013].
- [16] Câmara Municipal do Seixal, "Moinho de Maré no Sapal de Corroios," [Online]. Available: http://www2.cm-seixal.pt/ecomuseu/nucleos_e_extensoes/detalhes/moinho/det_1sapal.html. [Acedido em 17 Março 2013].
- [17] Câmara Municipal da Vidigueira, "Rio Guadiana," [Online]. Available: <http://www.cm-vidigueira.pt/conhecer/guadiana>. [Acedido em 17 Março 2013].
- [18] EDPR - Energias de Portugal Renováveis, [Online]. Available: <http://www.edpr.com/media/media-center/photo-gallery/>. [Acedido em 23 Março 2013].
- [19] ENERCON GmbH, "Gama de produtos ENERCON," Aurich, Alemanha, Setembro 2012.
- [20] Wikipedia, "History of wind power," [Online]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/History_of_wind_power. [Acedido em 24 Março 2013].
- [21] Danish Wind Turbine Manufacturers Association, [Online]. Available: <http://ele.aut.ac.ir/~wind/en/pictures/juul.htm>. [Acedido em 24 Março 2013].
- [22] EWEA - European Wind Energy Association, "Wind in power - 2012 European statistics," Fevereiro 2013.
- [23] A. Estanqueiro, "A Energia Eólica Offshore em Portugal - Desafios e oportunidades," 2010.
- [24] Trianel GmbH, "Trianel wind farm Borkum," [Online]. Available: <http://www.trianel-borkum.de/en/start.html>. [Acedido em 25 Março 2013].
- [25] H. Ziegler, "HVDC Takes Offshore Wind Farther in Germany," [Online]. Available: <http://theenergycollective.com/helmuthziegler/91711/windpower-dc-going-offshore>. [Acedido em 25 Março 2013].
- [26] OffshoreGrid, "Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe," EWEA, 2011.

- [27] Nordex SE, "Generation Delta," [Online]. Available: <http://www.nordex-online.com/microsites/delta/en/>. [Acedido em 31 Março 2013].
- [28] WINDFLOAT POWER, "WindFloat Presentation," em *EWEA*, Bruxelas, 2011.
- [29] T. Esteves, "Base de Dados do Potencial Energético do Vento em Portugal – Metodologia e Desenvolvimento," Lisboa, 2004.
- [30] S. G. D. Ludovino, "Grid Codes for Isolated Systems," Lisboa, Outubro 2010.
- [31] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Diagrama de Produção Eólica," [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx>. [Acedido em 2 Abril 2013].
- [32] PRINCIPLE POWER INC, "WINDFLOAT".
- [33] EDP - Energias de Portugal, "EDP assina acordos para o projecto WindFloat," 2011 Fevereiro 18. [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/media/noticias/2011/Pages/projetoWindFloat.aspx>. [Acedido em 4 Abril 2013].
- [34] Wikipedia, "Pearl Street Station," [Online]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/Pearl_Street_Station. [Acedido em 17 Março 2013].
- [35] Wikipedia, "High-voltage direct current," [Online]. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current#. [Acedido em 20 Maio 2013].
- [36] N. B. Negra, J. Todorovic e T. Ackermann, "Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms".
- [37] L. P. Lazaridis, "Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability," Estocolmo, 2005.
- [38] IEEE Power & Energy Society, "Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS)," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, n.º 4, p. 1848–1853.
- [39] S. Rüberg, H. Ferreira, A. L'Abbate, U. Häger, G. Fulli, Y. Li e J. Schwappe, "Improving network controllability by Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) and by High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems," REALIZEGRID, Technical University Dortmund, 2010.

- [40] H. Huang, M. Uder, R. Barthelmeß e J. Dorn, "Application of High Power Thyristors in HVDC and FACTS Systems," Erlangen, Alemanha e Warstein, Alemanha.
- [41] Siemens AG Energy Sector, "The Bulk Way - UHV DC – the new dimension of efficiency in HVDC transmission," Erlangen, Germany, 2011.
- [42] I. M. d. Alegria, J. L. Martín, I. Kortabarria, J. Andreu e P. I. Ereño, *Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power - Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, Elsevier, 2009, pp. 1027-1038.
- [43] J. D. S. Barros, "Conversão Electrónica Multinível: Optimização para Aplicações em Qualidade de Energia Eléctrica," Lisboa, 2008.
- [44] J. Rodríguez, J.-S. Lai e F. Z. Peng, "Multilevel Inverters: A Survey of Topologies, Controls and Applications," IEEE, Agosto 2002.
- [45] L. Xu e V. Agelidis, "VSC Transmission System Using Flying Capacitor Multilevel Converters and Hybrid PWM Control," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, pp. 592-602, Janeiro 2007.
- [46] V. G. Agelidis e L. Xu, "A novel HVDC system based on flying capacitor multilevel PWM converters," em *CIGRE International Conference on Power Systems*, 2001.
- [47] G. Kalcon, G. P. Adam, O. Anaya-Lara, G. Burt e K. Lo, "Analytical efficiency evaluation of two and three level VSC-HVDC transmission links," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, pp. 1-6, Janeiro 2013.
- [48] M. Chaves, E. Margato, J. F. Silva, S. F. Pinto e J. Santana, "HVDC transmission systems: Bipolar back-to-back diode clamped multilevel converter with fast optimum-predictive control and capacitor balancing strategy," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, p. 1436–1445, Julho 2011.
- [49] A. Yazdani e R. Iravan, "Dynamic Model and Control of the NPC-Based Back-to-Back HVDC System," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, pp. 414-424, Janeiro 2006.
- [50] O. Giddani, A. Y. Abbas, G. P. Adam, O. Anaya-Lara e K. Lo, "Multi-task control for VSC–HVDC power and frequency control," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 684-690, Janeiro 2013.
- [51] D. Soto-Sanchez e T. C. Green, "Control of a modular multilevel converter-based HVDC transmission system," em *14th European Conference on Power Electronics and Applications*

- (EPE 2011), Setembro 2011.
- [52] A. Lesnicar e R. Marquardt, "An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power Range," *IEEE PowerTech Conference*, vol. 3, pp. 1-6, Junho 2003.
- [53] S. Allebrod, R. Hamerski e R. Marquardt, "New transformerless, scalable modular multilevel converters for HVDC-transmission," em *IEEE Power Electronics Specialist Conference*, Junho 2008.
- [54] H. Stemmler e P. Guggenbach, "Configurations of high-power voltage source inverter drives," em *5th European Conference on Power Electronics and Applications*, Setembro 1993.
- [55] E. G. Shivakumar, K. Gopakumar, S. K. Sinha, A. Pittet e V. T. Ranganathan, "Space Vector PWM Control of Dual Inverter Fed Open-End Winding Induction Machine," *EPE Journal*, Vols. 1 de 212-1.
- [56] N. N. V. S. Badu, D. Apparao e B. G. Fernandes, "A new multilevel STATCOM based on cascaded two level inverters," em *IEEE POWERENG-2011*, 2011.
- [57] G. Grandi, D. Ostoijic, C. Rossi e D. Casadei, "A New Multilevel Conversion Structure for Grid-Connected PV Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, n.º 11, November 2009.
- [58] V. M. d. C. F. Pires, "Rectificadores do Tipo Redutor-elevador de Alto rendimento e Factor de Potência Quase Unitário," Lisboa, 2000.
- [59] W. Gao e J. Hung, "Variable structure control of nonlinear systems: a new approach," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 40, n.º 1, pp. 45 - 55, Fevereiro 1993.
- [60] J. F. Silva, "Sliding Mode Control Design of Drive and Regulation Electronics for Power Converters," *Power Electronics of Journal on Circuits, Systems and Computers*, vol. 5, n.º 3, pp. 355-371, September 1995.
- [61] M. Chaves, E. Margato, J. Silva, S. F. Pinto e J. Santana, HVDC transmission systems: Bipolar back-to-back diode clamped multilevel converter with fast optimum-predictive control and capacitor balancing strategy, vol. 81, Elsevier, Julho 2011, pp. 1436-1445.
- [62] L. J. L. R. d. Encarnação, "COMPENSAÇÃO DE ENERGIA REACTIVA COM CONVERSOR MULTINÍVEL TRIFÁSICO," 2007.