

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Identificações de soluções de controlo para ligações HVDC

João Pedro do Rego Sampaio

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Carlos Moreira

29 de junho de 2015

A Dissertação intitulada

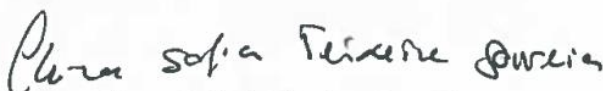
"Identificações de Soluções de Controlo para Ligações HVDC"

foi aprovada em provas realizadas em 20-07-2015

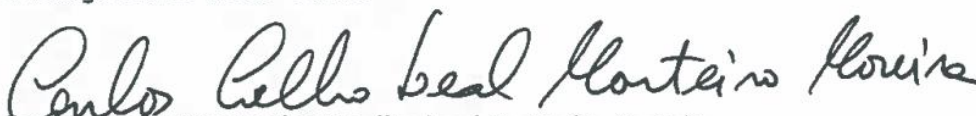
o júri



Presidente Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Doutora Clara Sofia Teixeira Gouveia
Investigadora do INESC - PORTO



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - João Pedro Rego Sampaio

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Atendendo à evolução contínua do sistema elétrico europeu, a instalação de parques eólicos *offshore* tem surgido cada vez mais como fonte alternativa para a produção de energia. Permite a produção de quantidades maiores de energia elétrica face às alternativas eólicas em terra. A ligação a estas unidades *offshore*, por razões técnicas é regularmente feita em corrente contínua a alta tensão (HVDC) utilizando conversores de comutação forçada denominados VSC (*Voltage Sourced Converter*).

Utilizando este tipo de tecnologia na transmissão surgem desafios operacionais relacionados com a regulação de tensão e frequência inerentes ao desacoplamento existente entre a rede continental e a rede adjacente aos parques eólicos *offshore*. De forma a cumprir com os requisitos dos códigos de rede referentes à sobrevivência a cavas de tensão é necessário implementar soluções de controlo locais que tirem partido da subida de tensão na ligação HVDC durante a ocorrência de um defeito para travar os efeitos nocivos do defeito sobre a operação da ligação e do parque eólico.

Criaram-se ao nível do conversor *offshore* e do parque eólico controlos que tiram partido da subida de tensão DC de forma a criar uma resposta local para reduzir a potência injetada na ligação HVDC na ocorrência de um defeito, garantindo a operação continuada da mesma e simultaneamente assegurando o cumprimento dos códigos de rede referentes à sobrevivência a cavas de tensão. Através da simulação com base em modelos digitais foram avaliadas as soluções de controlo para diferentes tipos de defeito analisando o comportamento dinâmico da rede. Foram ainda efetuados estudos de sensibilidade de forma a perceber a importância de ajustes no modo de operação de cada controlo relativamente ao impacto na regulação de tensão DC.

Abstract

Given the continuous evolution of the European electricity system, the installation of offshore parks has emerged increasingly as an alternative source for energy production. It allows the production of larger amounts of electrical energy facing alternatively to onshore windfarms. For technical reasons a link to these offshore units is regularly made in high voltage direct current (HVDC) using forced switching converters called VSC (Voltage Sourced Converter).

Using this type of technology in transmission make operational challenges arise related to the regulation of voltage and frequency inherent to the existing decoupling between mainland network and the adjacent network to the offshore wind farm. To comply with the requirements of grid codes relating to the survival of voltage sags it is necessary to implement local control solutions that take advantage of the voltage rise in the HVDC link during the occurrence of a short circuit to curb the harmful effects of the defect on the operation and maintain the connection of the wind farm.

Control solutions were created at the offshore converter and wind farm level that take advantage of DC voltage rise in order to create a local response for reducing the power injected into the HVDC link in the event of a short-circuit, ensuring continued operation thereof and simultaneously ensuring compliance of grid codes relating to the survival of voltage sags. Through simulation based on digital models, control solutions were evaluated for different types of short circuit by analyzing the dynamic behavior of the network. It was also performed sensitivity studies in order to realize the importance of setting the operation mode of each control with respect to impact on the DC voltage regulation.

Agradecimentos

Apesar do trabalho efetuado nesta dissertação ter sido longo e solitário, é impossível não prestar uma homenagem a todos os que contribuíram para o meu crescimento pessoal e académico e que de certa forma auxiliaram a finalização desta tese de mestrado.

Em primeiro lugar ao meu orientador Professor Carlos Monteiro Moreira, por todo o conhecimento que me transmitiu, pela disponibilidade que me ofereceu sempre que precisei, pela exigência necessária na execução deste trabalho e pela orientação em momentos mais difíceis estou-lhe profundamente grato.

Aos irmãos que a vida me deixou escolher, que me acompanham em todas as aventuras, que me ajudaram a chegar onde estou e que levo comigo todos os dias Baptista, Bruno, Zé, Freixo, Meira, Campelo, Belo e Mariana um muito obrigado.

Quero agradecer também aos meus colegas de faculdade que me acompanharam durante todo o meu percurso académico, principalmente aos que partilharam comigo estes últimos dois anos animados de estudo e trabalho árduo Gonçalo Silva, Zé Miguel, Sara Guerreiro, André Silva, João Rainho, Hélder Pedrosa e Daniela Palhares. Quero agradecer também ao colega José Gouveia pela tempo e disponibilidade que me ofereceu para dissipar algumas incertezas.

Ao meu colega de casa Gonçalo Pacheco quero agradecer pelas pequenas dúvidas que me ajudou a resolver, pelo pensamento critico, pela companhia e pela grande amizade.

À minha namorada Susana, quero agradecer pela força, coragem e amor de todos os dias e pedir desculpa por todas as alturas da minha ausência, sem ela teria sido um caminho muito mais difícil de percorrer.

Por último ao meu Pai, de quem herdei o gosto pela eletricidade e à minha Mãe que me carrega ao colo há 27 anos, quero agradecer-lhes por todas as oportunidades que me proporcionaram, por acreditarem sempre em mim e por serem um exemplo de vida. Dedico-lhes este trabalho.

“Deixa o futuro dizer a verdade, e avaliar cada um de acordo com os seus trabalhos e feitos. O presente é deles, já o futuro para o qual eu realmente trabalhei, é meu”

Nikola Tesla, 1927

Índice

Capítulo 1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Motivação	5
1.3	Objetivos.....	6
1.4	Estrutura	7
Capítulo 2	Estado da Arte	9
2.1	Produção Eólica.....	9
2.1.1	Sistemas de Conversão de Energia Eólica.....	13
2.1.2	Parques Eólicos Offshore	16
2.2	Soluções para transmissão de potência em ambiente <i>offshore</i>	18
2.2.1	Ligações HVAC	18
2.2.2	HVDC-LCC	20
2.2.3	HVDC-VSC	21
2.3	Tipos de Sistemas de transmissão <i>offshore</i>	23
2.3.1	Ligações HVDC Ponto a Ponto	23
2.3.2	Ligações HVDC Multi Terminal.....	24
2.4	Requisitos de ligação à rede.....	26
2.4.1	Capacidade de sobrevivência a cavas de Tensão.....	27
2.4.2	Regulação de Frequência	31
2.5	Conclusão	32
Capítulo 3	Modelização do Sistema.....	34
3.1	Introdução	34
3.2	Objetivos.....	34
3.3	Parque eólico <i>offshore</i>	35
3.3.1	Gerador de Indução Duplamente alimentado	36
3.3.2	Dinâmica da produção eólica	42
3.4	Ligação DC.....	45
3.5	Conversores	46
3.5.1	Conversor HVDC-VSC onshore	47
3.5.2	Conversor HVDC-VSC offshore	49
3.6	Rede AC Continental	50
3.6.1	Máquinas Síncronas	50
3.6.2	Regulador de tensão.....	52
3.6.3	Regulador de Velocidade	53
3.7	Conclusão	54
Capítulo 4	Soluções de controlo para a ligação HVDC	55
4.1	Introdução	55
4.2	Soluções de controlo ao nível do conversor Offshore	57
4.2.1	Controlo da Frequência offshore em função da Tensão DC	58
4.2.2	Controlo Tensão AC Offshore em função da Tensão DC.....	58

4.3	Controlo da injeção de Potência pelo Parque eólico	59
4.4	Chopper DC acoplado à ligação HVDC	61
4.5	Conclusão.....	62
Capítulo 5	Avaliação de Resultados	63
5.1	Introdução.....	63
5.2	Caso de estudo	63
5.3	Resposta dinâmica global do sistema a um curto-circuito na rede continental	65
5.3.1	Caso Base	65
5.3.2	Análise ao controlo de redução de potência ativa através da modulação da frequência offshore	71
5.3.3	Análise de sensibilidade do controlo de redução Potência ativa através da modulação da Tensão AC Offshore	73
5.3.4	Análise de sensibilidade face aos requisitos de injeção de corrente reativa no conversor onshore	74
5.3.5	Análise de sensibilidade ao controlo chopper DC acoplado à ligação HVDC	80
5.3.6	Análise do comportamento dos controlos implementados em presença de um defeito assimétrico.....	83
5.4	Conclusão.....	85
Capítulo 6	Conclusões e trabalhos futuros	87
6.1	Considerações finais	87
6.2	Trabalho Futuro	89
Referências		91
Anexo A		95
Anexo B		97

Lista de figuras

Figura 1.1 - Mercado <i>offshore</i> para 2015-2016: Projetos planeados, Consentidos, Sob avaliação, Ativos e Em Construção [3]	2
Figura 1.2 - Comparação de perdas entre os dois sistemas abordados [6]	3
Figura 2.1 - Evolução da tecnologia de produção eólica [12]	10
Figura 2.2 - Potência eólica instalada no mundo entre 1997 e 2014 [14]	10
Figura 2.3 - Evolução temporal da capacidade de potência eólica europeia e global [10]	11
Figura 2.4 - Capacidade eólica instalada em Portugal e evolução das instalações anuais entre 2003 e 2012 [17]	11
Figura 2.5 - Capacidade eólica <i>offshore</i> ligada anualmente, adaptado de [3].	12
Figura 2.6 - Esquema representativo de um gerador de indução de velocidade fixa [20]	14
Figura 2.7 - Esquema representativo de um gerador de indução duplamente alimentado [20]	15
Figura 2.8 - Esquema representativo de um gerador síncrono de velocidade variável [20]	16
Figura 2.9 - Capacidade eólica <i>offshore</i> instalada até 2014, Margem percentual por cada território [3].	17
Figura 2.10 - Margem estatística da capacidade eólica <i>offshore</i> instalada por cada país (Capacidade instalada (MW)) [3].	17
Figura 2.11 - Gráfico distância-potência instalada representativo das perdas numa ligação HVAC [5]	19
Figura 2.12 - Comparação dos custos inerentes ao tipo de instalação [6]	20
Figura 2.13 - Configuração da tecnologia HVDC-VSC: a) conversor de 2 níveis; b) conversor de 3 níveis; c) Conversor MMC [28]	22
Figura 2.14 - Escolha de tecnologia de transmissão para diferentes capacidades instaladas (MW) e distâncias de ligação (km) com base em limites técnicos e numa análise económica [30]	23
Figura 2.15 - Representação unifilar da topologia ponto-a-ponto [31]	24
Figura 2.16 - Representação unifilar da topologia multi-terminal [31]	25
Figura 2.17 - Requisito técnico referente à injeção de corrente reativa [9]	28
Figura 2.18 - Requisito do código de rede da <i>National Grid</i> referente a sobrevivência a cavas de tensão, nomeadamente a limites temporais dos níveis de tensão durante e após um defeito para parques <i>offshore</i> [36]	28

Figura 2.19 - Gráfico Frequência-Potência Ativa representativo do requisito para entrega de potência ativa por parte de um gerador dependendo da oscilação de frequência e da duração de operação [9].	32
Figura 3.1 - Representação simplificada da ligação HVDC	35
Figura 3.2 - Esquema da rede <i>offshore</i>	36
Figura 3.3 - Esquema de operação de uma turbina acoplada a um gerador duplamente alimentado	36
Figura 3.4 - Curva característica da turbina, adaptado de [42]	40
Figura 3.5 - Malha de controlo do conversor do lado do rotor, adaptado de [42]	41
Figura 3.6 - Malha de controlo do conversor do lado da rede, adaptado de [42]	41
Figura 3.7 - Curvas do Coeficiente de Potência em função de λ e β	44
Figura 3.8 - Malha do dispositivo de controlo de <i>pitch</i> [44]	45
Figura 3.9 - Representação da ligação HVDC	45
Figura 3.10 - Representação simplificada da ligação HVDC	45
Figura 3.11 - Malha de Modelização da ligação HVDC	46
Figura 3.12 - Esquema representativo do controlo do conversor <i>onshore</i>	48
Figura 3.13 - Modo de operação do controlo droop implementado no conversor <i>onshore</i> , adaptado de [9]	49
Figura 3.14 - Diagrama de blocos representativo do regulador de tensão das máquinas síncronas. [45]	52
Figura 3.15 - Diagrama de Blocos referente à malha de controlo genérica do modelo TGOV1 [46]	53
Figura 4.1 - Modulação da frequência <i>offshore</i> em função da tensão DC	58
Figura 4.2 - Modo de operação do controlo com histerese implementada de Tensão AC <i>offshore</i> em função da variação da tensão DC	59
Figura 4.3 - Representação do controlo <i>droop</i> da potência elétrica de referência em função da tensão da rede <i>offshore</i> implementado ao nível da turbina	60
Figura 4.4 - Representação do controlo <i>droop</i> da potência elétrica de referência em função da frequência da rede <i>offshore</i> implementado ao nível da turbina	60
Figura 4.5 - Integração do Chopper no modelo da ligação HVDC, adaptado de [40]	61
Figura 4.6- Modo de operação da resistência <i>chopper</i>	62
Figura 5.1 - Representação Unifilar da rede utilizada para a simulação	64
Figura 5.2 - Tensão na rede continental	65
Figura 5.3 - Frequência da rede continental	66

Figura 5.4 - Tensão aos terminais na ligação HVDC, com e sem medidas de controlo implementadas	66
Figura 5.5 - Comparação da produção de potência ativa por parte do parque eólico, com e sem estratégias de controlo de redução de potência ativa implementadas.....	67
Figura 5.6 - Tensão AC na rede <i>offshore</i>	67
Figura 5.7 - Corrente à saída da turbina.....	68
Figura 5.8 - Reação dos binários no aerogerador à ação das estratégias de controlo	68
Figura 5.9 - Velocidade Angular da turbina em resposta ao curto-circuito	69
Figura 5.10 - Angulo de <i>Pitch</i> da turbina	69
Figura 5.11 - Correntes Rotóricas	70
Figura 5.12 - Tensão DC no conversor do lado do rotor.....	70
Figura 5.13 - Tensões em diferentes pontos do sistema	71
Figura 5.14 - Frequências do sistema	72
Figura 5.15 - Potência gerada no Parque Eólico.....	72
Figura 5.16 - Diferentes casos de estudo do controlo <i>droop</i> Potencia Ativa-Tensão <i>Offshore</i>	73
Figura 5.17 - Detalhe dos valores de potência gerada pelo parque eólico no instante do defeito	74
Figura 5.18 - Tensão na ligação HVDC para os diferentes casos em estudo	74
Figura 5.19 - Pontos de operação do conversor <i>onshore</i> estudados para a análise de sensibilidade	75
Figura 5.20 - Tensão da rede continental medida aos terminais do conversor <i>onshore</i>	75
Figura 5.21 - Tensão na ligação HVDC para os diferentes casos em análise.....	76
Figura 5.22 - Correntes injetadas durante o defeito para o Caso 1.....	76
Figura 5.23 - Perfil da potência produzida pelo parque eólico no Caso 1	77
Figura 5.24 - Correntes injetadas durante o defeito para o Caso 2.....	77
Figura 5.25 - Perfil da potência produzida pelo parque eólico no Caso 2	78
Figura 5.26 - Correntes injetadas durante o defeito para o Caso 3.....	78
Figura 5.27 - Perfil da potência produzida pelo parque eólico no Caso 3	79
Figura 5.28 - Tensão da rede Continental para os diferentes casos	79
Figura 5.33 - Pontos de operação do <i>chopper DC</i> estudados para a análise de sensibilidade..	80
Figura 5.34 - Comparação entre caso base e os casos em análise com instalação de <i>chopper DC</i>	81

Figura 5.35 - Tensão HVDC para os casos em estudo, detalhe dos primeiros 200 milissegundos	82
Figura 5.36 - Potência dissipada na resistência <i>Chopper</i> para os vários casos em análise	82
Figura 5.29 - Tensões fase-terra da rede continental	83
Figura 5.30 - Tensão AC <i>Offshore</i>	84
Figura 5.31 - Potência gerada pelo parque eólico	84
Figura 5.32 - Tensão na ligação HVDC	84

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Capacidade Acumulada até 2014 (MW) [19].....	12
---	----

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

CO₂ - Dióxido de Carbono

DC - *Direct Current*

DFIG - Gerador de indução duplamente alimentado

ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators for Electricity*

EWEA - *European Wind Energy Association*

FACTS - *Flexible Alternating Current Transmission System*

HVAC - *High Voltage Alternate Current*

HVDC - *High Voltage Direct Current*

IGBT - *Insulated-Gate Bipolar Transistor*

LCC - *Line Commutated Converter*

MMC - *Multi-level Modular Converter*

MULTI TERMINAL - *Multi-terminal HVDC*

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis

VSC - *Voltage Source Converter*

Capítulo 1 Introdução

1.1 Enquadramento

A energia elétrica desempenha um papel fulcral na sociedade atual, sendo a sua utilização indispensável em muitos dos hábitos quotidianos da população mundial e também ao nível industrial. Toma assim uma posição central no crescimento e no desenvolvimento social, económico e tecnológico da humanidade.

O aumento da procura de energia elétrica tem-se acentuado nas últimas décadas e segue um padrão crescente, prevendo-se em 2050 que o consumo de energia tome o dobro do valor presente nos dias que correm [1]. Para acompanhar este aumento da procura, intensificam-se a criação de instalações e dispositivos de produção de energia elétrica.

Nas últimas décadas surge uma preocupação ambiental em relação à utilização de combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, quer ao nível da emissão de gases com efeito de estufa mas também no que concerne uma possível escassez das fontes deste tipo de combustíveis. Tem-se por isso ido de encontro a uma política de redução de emissões de CO₂ tendo sido fixadas metas ambiciosas pela união europeia, de forma a, em 2050, esta associação de países ser “*neutra ao nível de emissões de carbono*” reduzindo em 80% os valores das emissões atuais de CO₂ [1]. Contudo num contexto mais atual e a médio prazo, para 2020 foram definidos objetivos para os países da união europeia como pelo menos 20% da energia global consumida na região ter de ser proveniente de fontes renováveis (tendo já sido também avançada a meta para 2030 em 27%). Para alcançar este alvo cada país membro tem uma meta particular a atingir sendo a de Portugal de 31% da energia consumida passar a ser produzida através de fontes renováveis. Ainda como meta para 2020 a União Europeia definiu o limite mínimo em 10% para a origem de combustíveis utilizados em transportes ser de fontes renováveis [2].

O apelo à utilização de aproveitamentos renováveis de energia tem levado por isso ao forte investimento e consequente penetração de geração eólica (entre outras como solar fotovoltaica e biomassa), quer em terra, quer *offshore* em maior escala de produção por aproveitamento.

O progresso e a consequente instalação em larga escala de turbinas eólicas deram origem ao início da saturação de locais em terra com boa prospeção para produção de energia. Nasce assim um forte interesse na exploração eólica *offshore*, com grandes capacidades de produção em locais remotos em alto mar devido melhores ventos (mais fortes dos que os presentes em terra) para a produção eólica.

Tendo em conta a previsão do aumento do consumo global de energia elétrica, também é perspectivado o aumento contínuo do mercado europeu de produção de energia eólica *offshore*. Como se pode observar na Figura 1.1 existem projetos de planeamento para construção de infraestruturas *offshore* no território europeu no valor de 100 000 MW, contudo os 12 projetos em atual construção no território europeu equivalem a 2.9 GW a entrar em funcionamento nos próximos 12-18 meses, catapultando a capacidade instalada acumulada para os cerca de 11 GW.

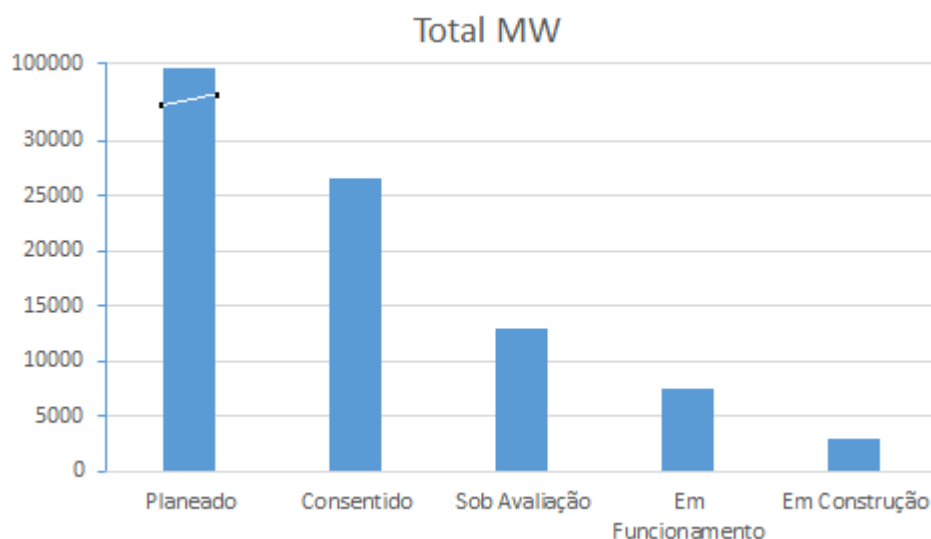


Figura 1.1 - Mercado *offshore* para 2015-2016: Projetos planeados, Consentidos, Sob avaliação, Ativos e Em Construção [3]

Estudos pela associação europeia de energia eólica (EWEA) indicam que até 2020 a capacidade *offshore* instalada poderá ocupar valores entre os 20 GW nas previsões mais conservadoras e os 28 GW na melhor das previsões significando uma ocupação na casa dos 3% no fornecimento global de energia elétrica em território europeu, representando estes valores cerca de 14% da capacidade de geração eólica total (*offshore* e *onshore*) prevista a estar instalada em 2020 [3] [4]. Mais a longo prazo existem cerca de 26.4 GW em projetos aprovados para construção, e mais de 98 GW de projetos com um plano de execução favorável [4]. Esta expansão indica uma ocupação clara da energia eólica como fonte de energia primária.

Para além do que concerne à construção deste tipo de infraestruturas, coloca-se igualmente o problema da transmissão da energia produzida para a rede continental, bem como a sua integração harmoniosa nessa rede já existente. Na ligação de parques *offshore* a curtas distâncias (50-70km) da costa foram inicialmente implementados sistemas de transmissão em corrente alternada a alta tensão (HVAC). A ligação a parques eólicos *offshore* faz-se através de

cabo submarino, contudo devido à elevada capacitância do cabo, uma utilização de tecnologias HVAC teria como consequência o difícil controlo da tensão entre os terminais da ligação e resultaria num elevado fluxo de potência reativa (resultado da característica capacitiva do cabo) limitando a capacidade de transmissão de potência ativa [5]. Torna-se ainda importante referir que com os avanços tecnológicos ao nível da eletrónica de potência, nomeadamente a diminuição no tamanho dos conversores, levando a soluções mais compactas e a diminuição do ruído eletrónico causado pelos conversores torna a transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*) ainda mais aliciante para uma utilização mais acentuada na transmissão de energia. Em termos de perdas, na transmissão HVDC as mais significativas estão associadas aos conversores *onshore* e *offshore* que fazem a ligação entre a rede de DC (*Direct Current*) e os pontos de produção e continentais. Ainda assim a partir de uma certa distância esta tecnologia apresenta um valor de perdas inferior à tecnologia HVAC como observável na Figura 1.2.

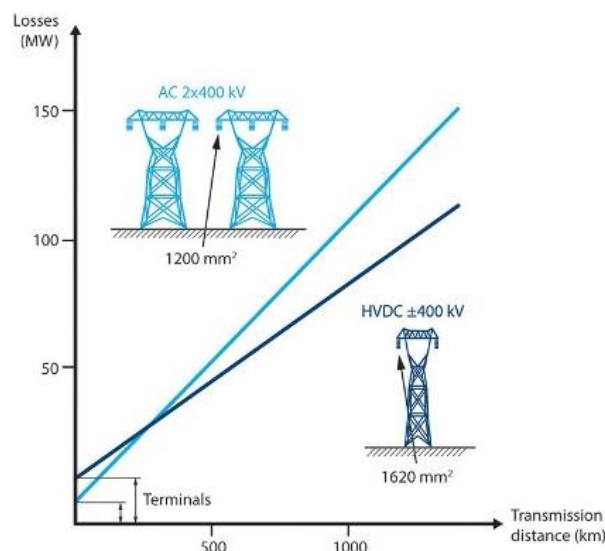


Figura 1.2 - Comparação de perdas entre os dois sistemas abordados [6]

A grande barreira da transmissão em HVDC numa utilização massiva prende-se principalmente com o difícil desenvolvimento de equipamento de corte e proteção contra defeitos e também tem em conta as soluções práticas e económicas que existem para a alteração de níveis de tensão existentes em HVAC.

Para a ligação entre os pontos de transmissão, a rede *onshore* AC (*Alternate Current*) e o aproveitamento eólico (também AC) são instaladas estações conversoras (AC-DC e DC-AC). Inicialmente nestas estações conversoras foram utilizados os conversores HVDC-LCC (*Line Commutated Converter*), baseados em válvulas de tiristores. Este tipo de solução necessita, para o seu bom funcionamento, de uma ligação a uma rede forte (relação entre a potência de curto-circuito mínima no local da instalação e a potência do conversor elevada). Quando tal não é possível, existem soluções complementares que podem ser usadas para melhorar o seu funcionamento, nomeadamente a utilização de um STATCOM. No entanto, este tipo de conversores têm algumas características como a necessidade de equipamento de filtragem

harmónica devido ao elevado volume de harmónicos que produz. Muitas vezes este equipamento de filtragem é dimensionado igualmente para compensar o fator de potência do conversor, que é sempre um consumidor de potência reativa, a qual depende do trânsito de potência ativa.

A mais recente tecnologia, HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*), com conversores baseados em IGBT's (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*) traduzem o avanço da tecnologia na eletrónica de potência uma vez que este tipo de conversor pode ser ligado a redes mais fracas (relação entre a potência de curto circuito mínima e a potência do conversor baixa) sendo o seu funcionamento praticamente independente deste aspeto. São ainda capazes de controlar a injeção de potência ativa e reativa não necessitando de qualquer compensação adicional e face aos conversores LCC tem uma emissão de harmónicos muito baixa. Outra das vantagens desta tecnologia é a capacidade de operação em *black-start*, uma característica fundamental para o funcionamento de instalações *offshore*. De referir ainda que os conversores VSC constituem atualmente uma solução mais compacta e fácil de instalar face aos conversores LCC, contudo estes últimos apesar das limitações já mencionadas constituem a única solução para elevadas quantidades de transporte de potência (+1000MW).

As primeiras ligações implementadas em HVDC eram ligações ponto a ponto. São as ligações mais simples no entanto apresentam graves problemas de flexibilidade e fiabilidade. Surge então a necessidade de se encontrarem soluções com maior flexibilidade e fiabilidade, tendo-se assistido ao desenvolvimento do conceito da rede de corrente contínua multi terminal. Uma rede multi terminal retrata vários pontos ligados a uma única rede HVDC, sejam eles redes assíncronas distintas ou vários pontos de geração *offshore*. Esta solução traz vantagens ao nível do controlo e da operação de um sistema, aumentando a flexibilidade de operação global no eventual acontecimento de uma perda de potência na rede [7].

Do ponto de vista da ligação de instalações de origem renovável (em particular a eólica e solar) à rede, o rápido aumento da capacidade instalada motivou desafios relativos à operação da rede nomeadamente no que diz respeito à regulação de tensão e de frequência. Numa tentativa de mitigar estes problemas, os Operadores de Rede tem vindo a desenhar regras específicas no que respeita à ligação destas fontes à redes. Tendo por objetivo uma uniformização dessas regras, a associação de operadores de sistemas de transporte europeus (ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) veio a criar códigos de rede, que pretendem especificar os requisitos e restrições para ligação de unidades de geração à rede de transmissão, de forma a assegurar uma evolução consistente baseada numa regulação eficaz já que a elevada penetração eólica na rede desafia a estabilidade do sistema. As oscilações na produção, as variações de perfis de tensão e do valor de frequência do sistema representam assim possíveis fraquezas resultantes da elevada integração eólica no sistema produtor [8], exigindo-se uma regulação apertada. Requisitos relativos por exemplo ao

intercâmbio de potência reativa e a estabilidade de tensão, atuação da unidade de produção durante falhas de rede e regulação da tensão e frequência da ligação da unidade de geração à rede [9] são importantes para assegurar ao operador da rede níveis de segurança independentemente do tipo de gerador em funcionamento.

A forte penetração de parques eólicos *offshore* e consequentes ligações HVDC a serem implementadas é um cenário que prevê substituir e complementar a produção de energia elétrica em fontes convencionais de um futuro a médio/longo prazo. Neste sentido é necessário estudar e identificar as soluções de controlo para as diferentes configurações deste tipo de tecnologia, para que se conheça os campos onde a eficiência pode ser aumentada e a fiabilidade preservada.

1.2 Motivação

Na atualidade a energia eólica já ocupa uma posição relevante no sistema produtor elétrico. A aplicação deste tipo de recurso em ambiente *offshore* surge motivada por questões ambientais, sociais e de eficiência energética, e desponta como uma alternativa atraente em relação a fontes convencionais de energia. Derivado de condições técnicas é então necessário implicar a utilização de uma ligação em corrente contínua a alta tensão (HVDC - *High Voltage Direct Current*) através de conversores eletrónicos de comutação forçada (VSC - *Voltage Source Converter*).

Como unidade produtora, o parque eólico e a ligação HVDC adjacente devem obedecer a requisitos dos códigos de rede, para que possam manter uma operação adequada enquanto ligados a uma rede continental. O desacoplamento entre a rede AC inerente ao parque eólico e a rede continental provocado pela ligação DC intermédia entre ambas resulta num obstáculo para o cumprimento dos requisitos estipulados nos códigos de rede no que concerne à regulação de tensão e frequência, e mais relevante para este estudo, requisitos referentes à sobrevivência a cavas de tensão causadas por defeitos de diferentes naturezas.

Importa então analisar as consequências de diferentes tipos de defeitos, e a resposta do sistema às variações impostas pelas cavas de tensão.

Surge a necessidade de estudar os comportamentos dinâmicos de uma ligação HVDC ponto a ponto de forma a que seja possível implementar controlos locais. Em caso de ocorrência de um defeito simétrico ou assimétrico na rede e da cava de tensão consequente, é preciso conseguir ultrapassar o obstáculo criado pelo desacoplamento de tensões e frequências e cumprir com os requisitos dos códigos de rede referentes à sobrevivência a cavas de tensão.

1.3 Objetivos

O trabalho desenvolvido ao longo desta dissertação tem como principal objetivo a identificação de soluções de controlo para ligações HVDC ponto a ponto na presença de sobretensões causadas por defeitos na rede a que estas se encontrem ligadas. O estudo efetuado incide nomeadamente na capacidade de sobrevivência a cavas de tensão de uma ligação HVDC ponto a ponto e de um parque eólico afeto.

Numa fase inicial deste trabalho pretende-se conhecer e compreender os princípios de funcionamento e comportamentos dinâmicos do parque eólico *offshore* ligado à rede através da ligação HVDC. Pretende-se conhecer as barreiras criadas pelos degraus de conversão.

Seguidamente, através do *software MatLab/Simulink*, importa perceber o modelo de simulação apropriado para os estudos a efetuar, para que se possa avaliar o comportamento dos diferentes componentes modelizados face a um curto circuito na rede.

A última fase destina-se a identificar, construir e implementar soluções de controlo otimizado para o conjunto parque eólico e ligação HVDC para que o parque consiga responder à subida de tensão da ligação HVDC e cumprir com os requisitos dos códigos de rede, nomeadamente no que diz respeito à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e à capacidade de injeção de corrente reativa.

Portanto os objetivos propostos para esta dissertação assentam nos seguintes pontos:

- Estudo da operação de um parque eólico em ambiente *offshore* ligado à rede por uma ligação em corrente contínua a alta tensão;
- Identificação dos requisitos presentes nos códigos de rede referentes à sobrevivência a cavas de tensão e à injeção de corrente reativa;
- Perceção do funcionamento dos conversores eletrónicos de potência;
- Identificação de soluções de controlo a aplicar para garantir ao parque eólico *offshore* o cumprimento dos requisitos técnicos identificados;
- Avaliação das soluções identificadas através da simulação de modelos digitais representativos da rede.

1.4 Estrutura

Esta dissertação está compreendida em 6 capítulos.

No primeiro e presente capítulo é feita a contextualização do estudo a efetuar sobre o tema da dissertação.

No Capítulo 2 é dedicado ao estado da arte onde é feito um enquadramento histórico da produção de energia eólica na Europa e no mundo, e é também abordada uma revisão bibliográfica de conceitos importantes acerca da produção *offshore* e ligações HVDC.

No Capítulo 3 é feita a descrição dos modelos utilizados na simulação do sistema elétrico. Aborda-se o detalhe do funcionamento de todos os componentes e a modelização matemática utilizada para cada um deles.

No Capítulo 4 identificam-se soluções de controlo implementados para o controlo da tensão da ligação HVDC durante a ocorrência de um defeito e assim contribuir para a sobrevivência da ligação HVDC e do parque a uma cava de tensão.

No Capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados obtidos de forma a que se possa analisar a performance dos dispositivos de controlo desenvolvidos.

Finalmente no Capítulo 6 encontram-se as conclusões do trabalho realizado no âmbito desta dissertação. Descrevem-se ainda alguns tópicos de importância para trabalhos futuros.

Capítulo 2 Estado da Arte

2.1 Produção Eólica

Um sistema de produção eólica propõe-se a transformar a energia cinética do vento em energia elétrica. O processo decompõe-se a partir do momento em que o vento enquanto uma massa de ar móvel embate nas pás do aerogerador provocando a rotação do rotor da turbina mecânica associada e acionando assim o gerador acoplado, produzindo então energia elétrica.

A utilização dos ventos como fonte de energia para movimentar cargas remonta aos primeiros registos da humanidade, onde pequenos moinhos de vento eram utilizados para deslocar fios de água, regar campos, ou velas eram utilizadas para movimentar barcos. Já durante os anos 60 após a segunda guerra mundial foram desenvolvidos esforços na Alemanha e na Dinamarca de modo a utilizar o vento como fonte de energia elétrica [10]. Contudo foi durante a década de 80 que se viram os primeiros estudos e grandes avanços tecnológicos impulsionados pela participação do governo dos Estados Unidos da América (EUA). O Governo Norte Americano motivado pelo mítico embargo petrolífero da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo em 1973 [10] apostou na pesquisa e implementação de aerogeradores na zona da Califórnia. No entanto a indústria de energia eólica europeia também teve um crescimento constante, verificando-se o aumento da contribuição dinamarquesa nesta área entre nas décadas de 80 e 90 com o grande volume de exportações de turbinas eólicas para o mundo inteiro [11]. É no fim dos anos 90 que o desenvolvimento abranda nos EUA mas traça-se um aumento na Europa e mais tarde na Índia.

Desde meados dos anos 80 que se tem então observado uma enorme evolução na indústria da produção eólica, sobretudo associada ao desenvolvimento de turbinas e à capacidade de produção. De acordo com a Figura 2.1 as turbinas eólicas atuais viram o seu diâmetro aumentado em cerca de 7 vezes e são consequentemente capazes de produzir cerca de 10 vezes mais potência em relação aos modelos de 1980.

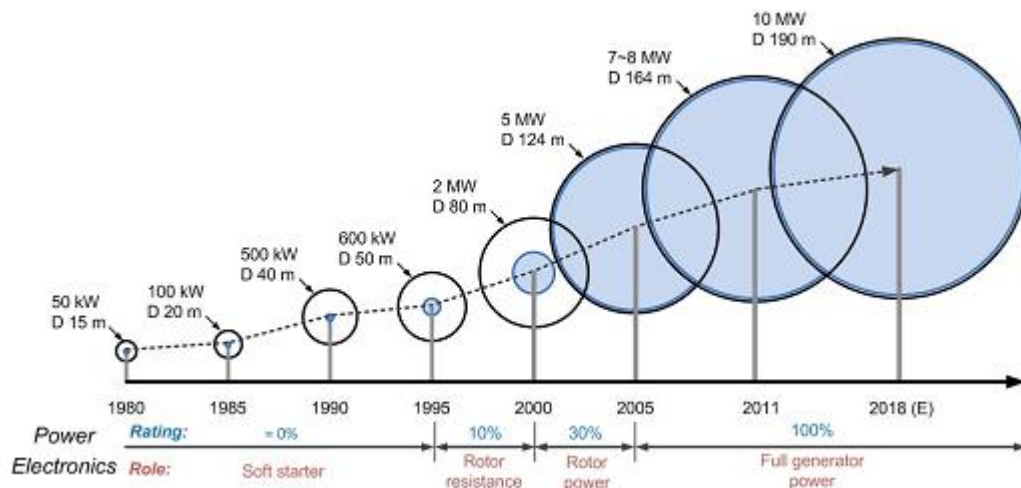


Figura 2.1 - Evolução da tecnologia de produção eólica [12]

A motivação pela utilização de tecnologias renováveis para a produção de energia elétrica prende-se essencialmente, e como já foi referido, com a descarbonização do sistema produtor. As crescentes exigências ambientais e políticas direcionadas para a redução de emissão de gases de efeito de estufa [13] levaram a comunidade internacional a procurar por formas mais limpas, seguras e rentáveis de produzir energia elétrica, mas convém também ter em consideração a preocupação global da escassez de combustíveis fósseis. Estas influências fizeram com que na última década a capacidade eólica global instalada aumentasse em cerca de 950% como mostra a Figura 2.2.

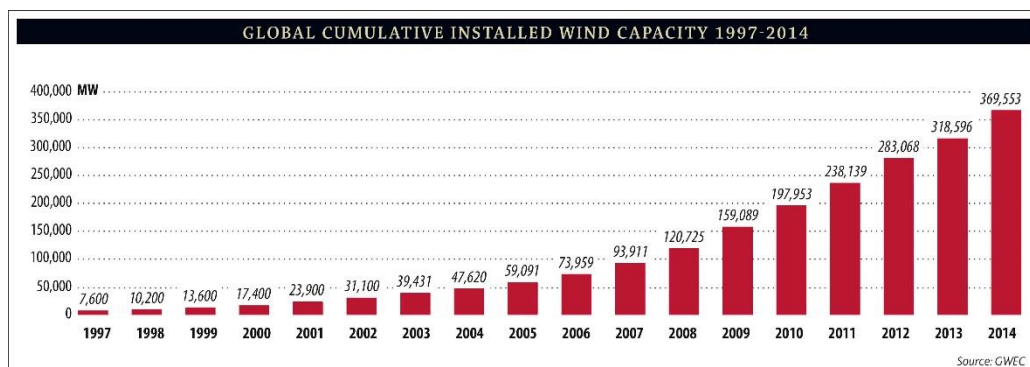


Figura 2.2 - Potência eólica instalada no mundo entre 1997 e 2014 [14]

O rápido desenvolvimento e integração desta tecnologia nas redes elétricas a nível Europeu baseou-se (e em parte ainda se baseia) em políticas de incentivo alavancadas na concessão de tarifas regulamentadas para este tipo de projeto. Esta política estabelece contratos de longa duração entre o operador da rede e o produtor, tipicamente baseados no custo da tecnologia da unidade de produção de modo a recompensar o investimento necessário por parte do produtor [15] [16].

A participação europeia na capacidade eólica global instalada viu o seu declínio depois da entrada forte na produção de energia através de geradores eólicos de potências económicas mundiais emergentes como a China e a Índia, podendo-se constatar esse declínio na Figura 2.3.

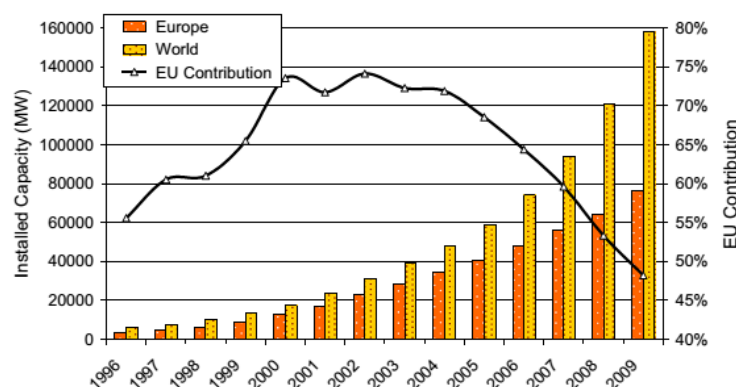


Figura 2.3 - Evolução temporal da capacidade de potência eólica europeia e global [10]

Os incentivos financeiros e os mecanismos governamentais de recompensa aos produtores levou a que o cenário mundial se replicasse na última década em Portugal também, contudo a saturação de locais de instalação de aproveitamentos eólicos, a emergência de outras tecnologias renováveis rentáveis (como é o caso dos painéis solares fotovoltaicos) e os incentivos não tão atrativos ao investimento como outrora levou a um abrandamento na instalação de novos parques eólicos em território nacional como é possível observar na Figura 2.4.

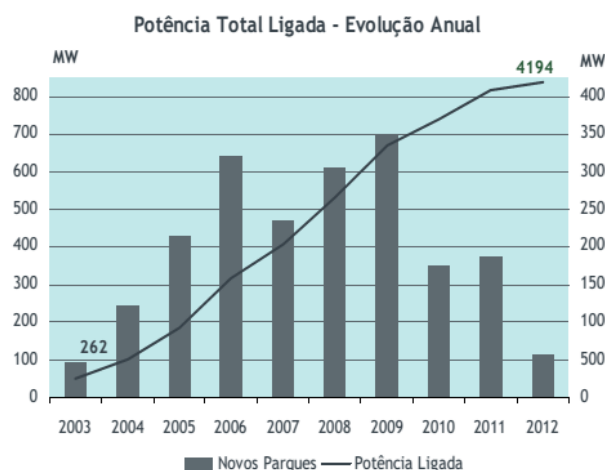


Figura 2.4 - Capacidade eólica instalada em Portugal e evolução das instalações anuais entre 2003 e 2012 [17]

Em 2013, na última emenda ao PNAER (Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis), prevê que até 2020 a capacidade de produção eólica aumente para os 5300 MW (sendo que 25 MW serão instalados *offshore*) [18].

O cenário *offshore* merece destaque por entre os membros da União Europeia já que esta organização enquanto permanece para já como líder mundial na produção eólica [10] tem também apostado na prospeção de produção de energia em ambiente *offshore*, em busca de atingir as metas propostas para 2020 e 2030 [4]. Este desenvolvimento deve-se essencialmente à escassez que se começa a sentir de locais viáveis para a exploração de parques eólicos em terra, mas sobretudo à maior disponibilidade de recursos eólicos em ambiente marítimo nomeadamente a qualidade do vento.

Na Figura 2.5 verifica-se que a capacidade acumulada em ambiente *offshore* no território europeu tem tido um crescimento notório chegando a 2014 com cerca de 8000 MW instalados face aos 713 presentes no resto do mundo inteiro (ver Tabela 2.1).

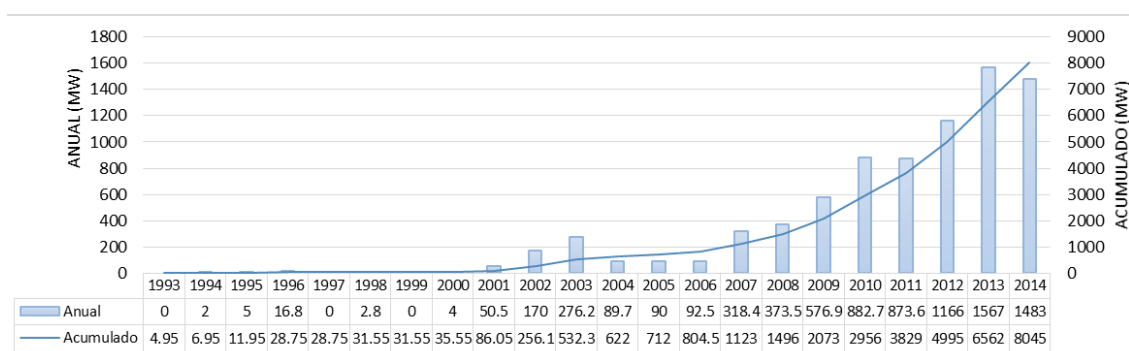


Figura 2.5 - Capacidade eólica *offshore* ligada anualmente, adaptado de [3].

É evidente a presença da Europa neste mercado de produção de energia, essencialmente representada pelo Reino Unido e Dinamarca.

Através da Figura 1.1 percebe-se que existem caminhos para fazer o mercado *offshore* evoluir no futuro dado os projetos planeados e em construção. Este aumento é essencialmente notado nos países que circundam o mar do norte, zona com condições de exploração bastante favoráveis.

Tabela 2.1 - Capacidade Acumulada até 2014 (MW) [19]

Europa	Resto do Mundo
8046.3	713.02

O crescimento ativo da participação eólica no sistema produtor traz vantagens sobre os objetivos a atingir, no que diz respeito a alvos ambientais e à redução da utilização de combustíveis fósseis contudo obriga a enfrentar desafios operacionais e de planeamento do sistema elétrico no âmbito do controlo de tensão e frequência da rede. Estes desafios estão relacionados com a pouca inércia presente nos sistemas de produção eólicos. Crescendo a presença eólica no sistema produtor, irá obrigar à redução de máquinas síncronas em operação nas centrais ditas convencionais diminuindo a inércia total do sistema, o que afeta a robustez da estabilidade da rede face a certas perturbações, dificultando tarefas como a regulação de tensão e frequência.

Quando inicialmente, nas décadas de 1980 e 1990 as turbinas eólicas eram de apenas algumas centenas de kW e o seu rácio de presença no sistema produtor em relação às centrais convencionais era quase não considerado, esta fonte de energia não constituía um problema para a operação do sistema elétrico de energia. No entanto nos dias que correm, tendo uma turbina eólica dimensões na ordem dos 3.7 MW (em média, mas com tendência para aumentar [3]) e consequentemente o tamanho de parques eólicos ser elevado para as dezenas de MW, o

rácio entre a produção eólica e centrais convencionais já se eleva e torna-se considerável, levantando algumas preocupações aos operadores de rede essencialmente devido à falta de inércia e de fornecimento de reserva primária de frequência destes sistemas produtores.

Para lidar com estes problemas/desafios os operadores de transporte europeus representados pelo ENTSO-E criaram uma série de requisitos aplicados aos produtores de energia, requisitos esses que serão abordados com maior profundidade em 2.4.

2.1.1 *Sistemas de Conversão de Energia Eólica*

O vento enquanto uma massa de ar em movimento é provido de uma energia cinética que pode ser transformada em energia elétrica. Esta conversão é efetuada a partir do momento em que o vento embate nas pás de uma turbina fazendo-a rodar, transferindo assim a sua energia para o eixo rotativo da turbina. A turbina encontra-se acoplada diretamente ou através de uma caixa de velocidades a um gerador que será capaz de produzir energia elétrica através da reação indutiva eletromagnética entre o seu estator e rotor. Nesta subsecção serão estudados os três grandes grupos de aerogeradores e os avanços tecnológicos inerentes a cada um.

Ao longo dos anos a evolução da tecnologia na indústria energética tem tentado aumentar a eficiência global do sistema de produção eólico efetuando desenvolvimentos aerodinâmicos e evoluindo na utilização de materiais envolvidos na construção das pás das turbinas.

Existem 3 tipos de geradores maioritariamente utilizados em aproveitamentos eólicos sendo eles:

- Gerador de indução de velocidade fixa
- Gerador de indução duplamente alimentado
- Gerador síncrono de velocidade variável

2.1.1.1 Gerador de indução de velocidade fixa

É o mais antigo das três variações mencionadas e é o que equipa também os aproveitamentos eólicos que se encontram há mais tempo em funcionamento. É composto por um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, e encontra-se ligados à turbina eólica através de uma caixa de velocidades como se pode perceber pela Figura 2.6. Normalmente este equipamento dispõe de um dispositivo de arranque suave (*soft starter*) para limitar as correntes de arranque. As vantagens deste tipo de sistema estão associadas aos custos mais baixos de fabrico, quando comparados com os sistemas de velocidade variável e também o seu modo de funcionamento simples e fiável.

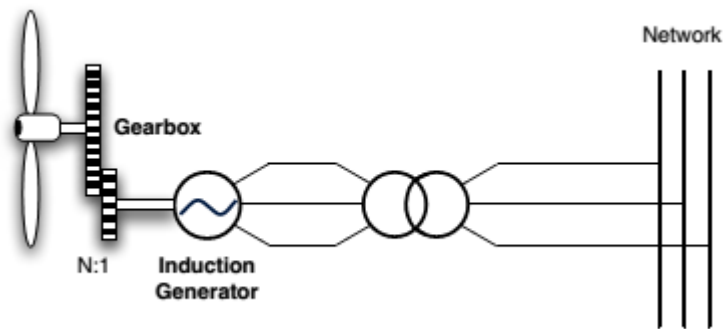


Figura 2.6 - Esquema representativo de um gerador de indução de velocidade fixa [20]

O facto de este tipo de gerador não conseguir variar a sua velocidade de rotação condiciona a capacidade de aproveitamento de energia disponível no vento o que constitui uma grande barreira à sua instalação em sistemas atuais. Pelas suas características o gerador de indução de velocidade fixa não é capaz ainda de cumprir requisitos dos códigos de rede nomeadamente na capacidade de produção de energia reativa o que implica para isso a instalação dispositivos de compensação de energia reativa, tipicamente bancos de condensadores localizados na ligação destes geradores à rede. O facto de não ter regulação de velocidade nem de energia reativa faz com que este tipo de gerador se torne vulnerável a variações na velocidade do vento, que se traduzem em variações mecânicas e consequentemente em variações de potência. A oscilação na geração de potência pode levar a problemas na ordem da estabilidade de tensão caso a instalação do gerador seja numa rede mais frágil.

A incapacidade de obedecer aos requisitos atuais dos códigos de rede e o crescente desenvolvimento na eletrónica de potência faz com que surjam outras soluções com maior flexibilidade de funcionamento fazendo com que esta solução já não seja atrativa para instalações em aproveitamentos eólicos.

2.1.1.2 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Este tipo de gerador é dos mais utilizados na indústria de construção de aerogeradores. Este facto deve-se essencialmente à grande eficiência que estas máquinas conseguem atingir numa vasta gama de velocidades de vento, podendo adaptar-se a alterações destas velocidades continuamente através da regulação do ângulo de ataque das pás, regularmente denominado de ângulo de *pitch*.

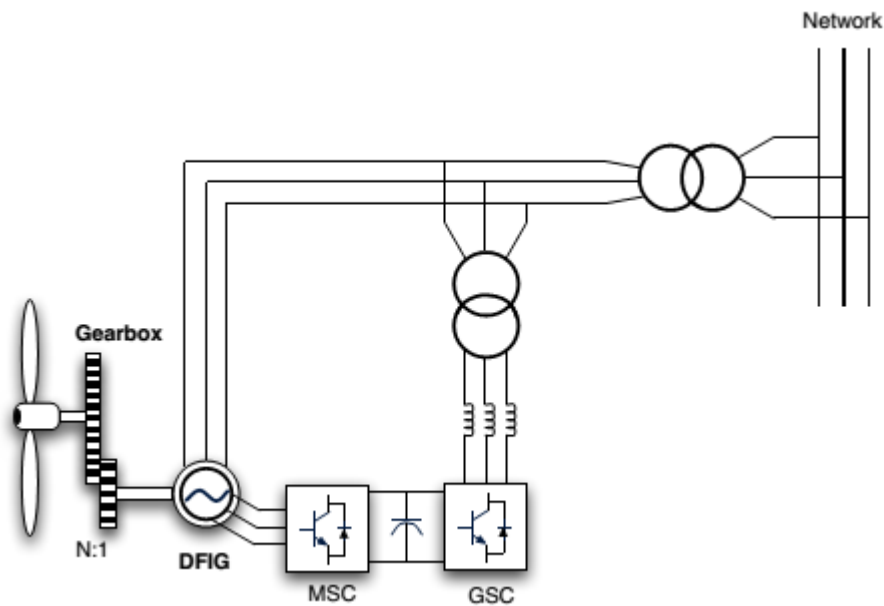


Figura 2.7 - Esquema representativo de um gerador de indução duplamente alimentado [20]

Este tipo de máquina é composta por um gerador de indução de rotor bobinado, com os enrolamentos do rotor acessíveis e ligados à rede através de um conversor eletrónico (que providencia regulação de velocidade do rotor) e com o enrolamento do estator ligado diretamente à rede como é perceptível pela Figura 2.7.

O conversor eletrónico é do tipo *back-to-back* (AC/AC com um barramento DC intermédio) efetua o desacoplamento entre o rotor e a rede e é a grande vantagem deste tipo de gerador face às alternativas já que possibilita o controlo de velocidade do gerador. Do lado do rotor, o conversor ajusta a corrente do rotor de modo a controlar a potência ativa produzida pelo gerador e a tensão aos terminais do estator. Já do lado da rede, o conversor controla o fluxo de potência ativa para manter a tensão do barramento DC constante. O conversor apenas lida com cerca de 25 a 30% da capacidade total da potência do gerador significando assim um decréscimo nas dimensões, custos e perdas totais.

Funciona com uma caixa de velocidades no acoplamento da turbina eólica para a regulação de velocidade, mas superando o caso anterior do gerador de indução de velocidade fixa, este tipo de aerogerador consegue operar numa gama mais extensa de velocidades de vento ($\pm 30\%$ da velocidade de sincronismo), aumentando assim a eficiência energética global do grupo.

Este tipo de gerador consegue, através das suas características, cumprir os requisitos de ligação à rede nomeadamente na regulação primária de frequência [21] e sobrevivência a cavas de tensão [22].

2.1.1.3 Gerador Síncrono de Velocidade Variável

O gerador síncrono de velocidade variável é uma solução das mais promissoras na indústria da conversão de energia eólica [23]. Este tipo de gerador pode estar equipado com um circuito auxiliar de autoexcitação ou então a excitação pode ser efetuada através de ímanes

permanentes. Este tipo de gerador contém vários polos magnéticos que rodam a baixas velocidades perto da velocidade de rotação da turbina não necessitando de uma caixa de velocidades para esta adaptação de velocidade. Este facto é uma vantagem já que faz com que os custos inerentes à manutenção de uma eventual caixa de velocidades sejam evitados.

Através da Figura 2.8 percebe-se que esta máquina está equipada com um conversor eletrónico integral na ligação do aerogerador à rede o que providencia uma entrega de energia com mais qualidade, mitigando os efeitos das pequenas oscilações de velocidade dos ventos ou de quedas de tensão na ligação à rede. O conversor eletrónico do lado do gerador tem a função de regulação de velocidade da turbina, para que se obtenha um rendimento global superior na produção de energia. A responsabilidade do conversor do lado da rede prende-se com o controlo da injeção de potência ativa (em função da tensão do barramento DC) e de potência reativa (em função da tensão da rede) na rede.

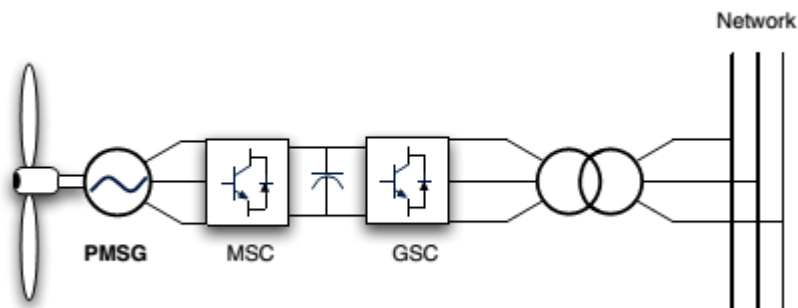


Figura 2.8 - Esquema representativo de um gerador síncrono de velocidade variável [20]

Os custos de produção deste gerador começam a ser competitivos o suficiente para que a sua aplicação em aproveitamentos eólicos seja relevante, pelo que este será futuramente o substituto do gerador duplamente alimentado.

Apesar de ser o equipamento maior em tamanho e também o mais caro relativamente à sua construção, o facto de necessitar de pouca manutenção devido à inexistência de escovas ou engrenagens faz com que este tipo de aerogerador seja o indicado para a utilização em instalações *offshore* [24].

2.1.2 Parques Eólicos Offshore

A falta de locais rentáveis *onshore* para exploração eólica e o elevado impacto visual das torres de suporte aos aerogeradores tem motivado uma procura por alternativas para a expansão do sistema produtor de eletricidade. Vistos os ventos em alto mar serem mais fortes, a instalação de parques eólicos *offshore* surge como uma boa preferência, que se encontra já em grau avançado de exploração como é o caso do mar do norte tal como se pode observar na Figura 2.9.

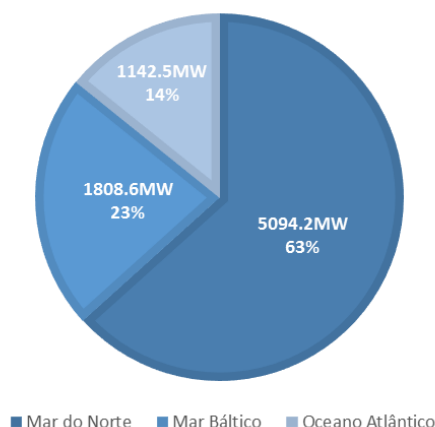


Figura 2.9 - Capacidade eólica *offshore* instalada até 2014, Margem percentual por cada território [3].

Países como o Reino Unido, a Dinamarca e a Alemanha têm tirado partido das condições que as suas zonas costeiras oferecem para a prospeção da conversão de energia eólica em ambiente *offshore*.

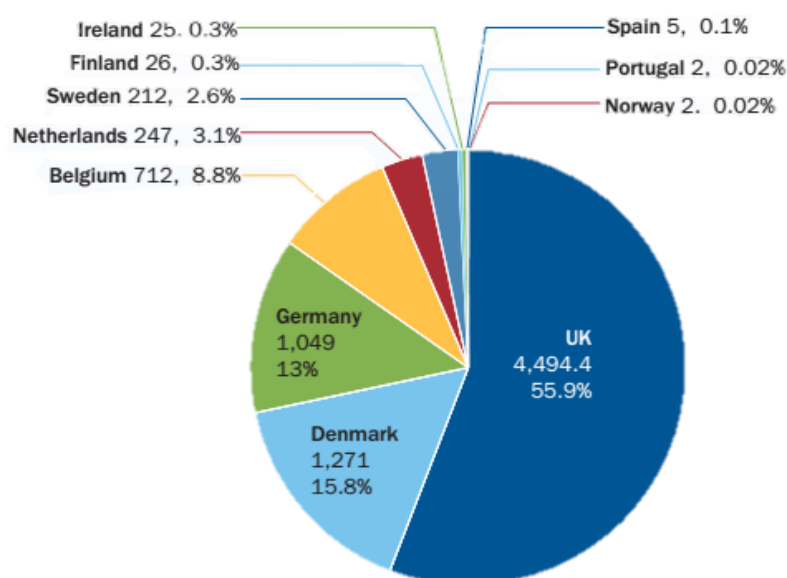


Figura 2.10 - Margem estatística da capacidade eólica *offshore* instalada por cada país (Capacidade instalada (MW)) [3].

Portugal encontra-se num registo bastante atrasado em relação aos seus pares europeus como está patente na Figura 2.10, tendo apenas uma instalação *offshore* em fase de exploração (aerogerador de capacidade de 2MW ao largo da Póvoa de Varzim), mas por uma razão forte, é que a zona costeira portuguesa é de profundidade elevada, mesmo a distancias curtas da costa ao contrário do que se verifica por exemplo no caso do Mar do Norte. Estando impossibilitadas as instalações fixas, os estudos estendem-se por soluções flutuantes que é exatamente o caso da única exploração portuguesa.

2.2 Soluções para transmissão de potência em ambiente *offshore*

A utilização de soluções HVAC oferece mais segurança e estabilidade na sua operação, contudo para aplicações *offshore* normalmente as potências a transportar e a distância da instalação são fatores que inviabilizam este tipo de tecnologia. Estes fatores estão diretamente relacionados com a capacidade shunt dos cabos que em muito afeta o nível de tensão e a capacidade de transporte de potência ativa do cabo perante a necessidade elevada de compensação de reativa do cabo. Pelo contrário a utilização de tecnologias HVDC não enfrentam estes obstáculos, pelo que são preteridas para este tipo de instalações.

Na ligação entre os parques eólicos *offshore* HVDC e a rede existem 2 degraus de conversão entre corrente alternada e corrente contínua. Partindo da perspetiva do parque eólico o gerador eólico produz energia elétrica em corrente alternada, tendo esta de ser convertida em corrente contínua para um transporte eficiente, e finalmente voltando a ser convertida em corrente alternada para a integração na rede elétrica *onshore*.

Nas duas etapas de conversão estão instaladas estações conversoras que utilizam uma de duas tecnologias sendo elas o conversor com comutação natural de linha (LCC - *Line Commuted Converter*) ou o conversor de comutação forçada (VSC - *Voltage Source Converter*) baseado em IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Contudo atualmente e para instalações em ambiente *offshore* são utilizados os conversores VSC devido à sua operação não necessitar de uma rede robusta para o seu funcionamento e à sua capacidade de operação em *black start*. Ambas as tecnologias referidas serão abordadas com profundidade acrescida de seguida.

2.2.1 Ligações HVAC

As ligações submarinas em corrente alternada a alta tensão são a solução mais clássica de todas e assemelham-se em quase tudo aos seus pares *onshore* diferenciando-se apenas no tipo de cabo utilizado na ligação. Eram bastante utilizadas nos primórdios das instalações *offshore* devido às curtas distâncias entre a costa e o ponto de instalação e também devido às pequenas capacidades relativas à potência instalada.

A ligação a parques *offshore* feita via HVAC não se mostra rentável nem tão pouco é eficaz quando observada para distâncias grandes (a partir de cerca de 200 Km). A sua utilização para ligação a grandes distâncias faz com que os cabos submarinos apresentem um elevado efeito capacitivo derivado das suas características físicas produzindo assim grandes quantidades de energia reativa limitando bastante a capacidade de transmissão de potência ativa na ligação. Essencialmente devido a este facto são necessários dispositivos de compensação de energia reativa para atenuar estes efeitos (bancos de reatâncias para produção de potência reativa

indutiva, *FACTS* - *Flexible Alternating Current Transmission System*) tanto do lado da subestação *offshore* na estação de ligação ao aerogerador, como do lado da ligação à subestação da rede, aumentando assim o custo global deste tipo de tecnologia. No entanto como estes compensadores só podem ser instalados nas extremidades da ligação têm um efeito muito limitado.

Como é possível observar pela Figura 2.11, dada maior a distância da ligação e maior a potência instalada maior serão as perdas globais do sistema que é fruto também da utilização de mais um cabo por parte dos sistemas HVAC (3 cabos em relação a HVDC que utiliza 2 cabos por ligação).

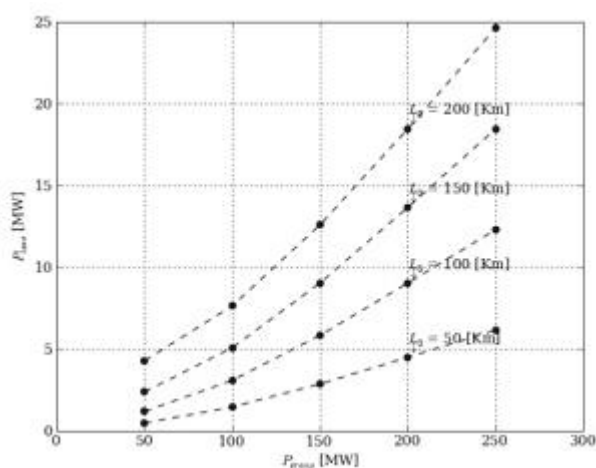


Figura 2.11 - Gráfico distância-potência instalada representativo das perdas numa ligação HVAC [5]

Esta tecnologia no entanto tem algumas vantagens face às ligações HVDC já que como se trata de corrente alternada não necessita de estações conversoras nos pontos de ligação, o que torna esta solução bastante mais barata para distâncias mais curtas, as perdas para distâncias abaixo dos 90 Km são suficientemente baixas para que tornem esta solução rentável. A diferença entre os dois tipos de tecnologia relativamente a custos de investimento pode ser verificada na Figura 2.12. Como se trata de uma tecnologia já bastante cimentada já existe bastante informação disponível acerca do seu controlo e operação, sendo também de relativa facilidade a sua interligação e manutenção.

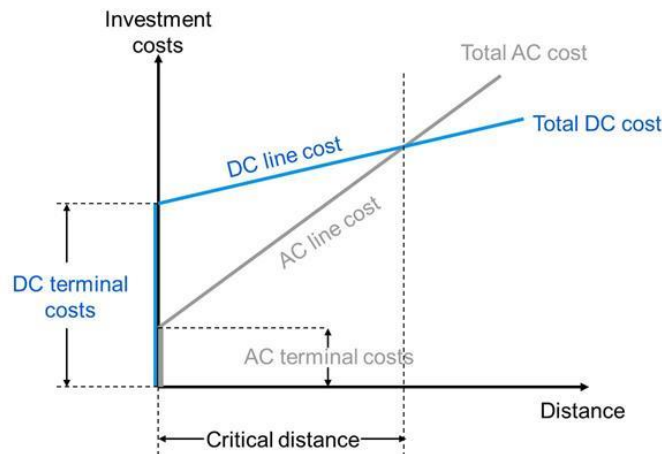


Figura 2.12 - Comparação dos custos inerentes ao tipo de instalação [6]

As vantagens da utilização de sistemas HVDC em detrimento com HVAC são [25]:

- Inexistência de limites técnicos ao comprimento do cabo submarino;
- Facilidade na ligação de duas redes AC assíncronas;
- Imunidade flutuações de ângulo de fase, frequência e níveis de tensão;
- Possibilidade de ligação de Redes com diferentes frequências nominais (50-60Hz);
- Controlo direto sobre a injeção de potência (e não uma solução baseada no módulo e fase da tensão de um barramento);
- Capacidade de controlo independente de potência ativa e reativa (em soluções com HVDC-VSC);
- Apenas utiliza dois condutores por ligação;
- Ausência do efeito capacitivo nos cabos submarinos.

Pode-se afirmar que quanto maior o nível de tensão da ligação e quanto maior for a distância da mesma, maior será a potência de perdas associada tornando esta tecnologia não viável para este tipo de instalação.

2.2.2 HVDC-LCC

Os conversores LCC são os mais antigos das duas alternativas, tendo sido introduzidos empregando inicialmente válvulas de mercúrio.

Este tipo de conversor não é empregue em utilizações *offshore* devido às suas elevadas dimensões e à sua fraca performance quando acoplado a redes AC com fraca regulação de tensão. O processo de conversão baseia-se em tirístores e a frequência de comutação é sempre a frequência da rede, e é precisamente este aspeto que não permite a sua utilização em ambiente *offshore* já que os tirístores necessitam de uma rede com níveis de tensão robustos para poderem comutar. De notar ainda que este tipo de tecnologia não permite efetuar um *black-start* por si próprio, necessitando de uma fonte auxiliar de potência reativa [5].

A elevada capacidade de conversão (na ordem acima dos 1000 MW) deste tipo de conversor e as suas baixas perdas são duas grandes vantagens para a utilização em detrimento dos

conversores HVDC-VSC (cujo o estudo se seguirá posteriormente) contudo esta tecnologia produz elevados níveis de harmônicos na onda de tensão de saída, necessitando de grandes filtros acessórios. Além disso existe também um consumo contínuo de energia reativa (bancos de condensadores acoplados à instalação, levando a custos extra) e a fraca operação com oscilações do perfil de tensão do lado AC fragilizando esta tecnologia.

Estes conversores continuam no entanto a ser comercializados para aplicações HVDC ponto a ponto, grandes e longas transmissões de energia elétrica e em conversões *back-to-back*.

2.2.3 HVDC-VSC

Os conversores VSC ou de comutação forçada são o resultado do desenvolvimento da eletrônica de potência (mais nomeadamente dos semicondutores) e da necessidade de uma maior flexibilidade relativamente aos LCC, representando uma tecnologia de vanguarda. O seu funcionamento é baseado no controlo de semicondutores como IGBT's com díodos em anti paralelo conseguindo uma conversão de onda através da modulação de largura de impulsos.

Trazem vantagens operacionais relativamente aos conversores LCC, uma vez que permitem o funcionamento nos quatro quadrantes do referencial PQ, possibilitando o controlo independente de potência ativa e reativa e o tratamento simples da inversão de fluxo de potência. Além disso, como se trata de dispositivos de comutação forçada por tensão, não necessitam de uma rede AC robusta para efetuar a sua operação, sendo assim aconselhado a utilização de conversores VSC em ligações DC *offshore*. Têm também capacidade de operação em *black start*. Não necessitam de compensação de energia reativa e apesar das perdas globais devidas ao funcionamento deste tipo de conversor serem superiores às dos conversores LCC, os conversores VSC apresentam menor injeção de harmônicos na rede.

Essencialmente devido à falta de necessidade de filtros e de compensação de energia reativa, o custo, espaço e impacto inerente a uma plataforma conversora VSC é menor face à alternativa LCC. Além disso o tipo de controlo simples e flexível deste tipo de conversor motiva também a sua expansão na utilização em ambientes *offshore* uma vez que também permite a integração e expansão de ligações HVDC ponto a ponto, para redes multi-terminal [26].

Segundo [27] as topologias dos conversores VSC podem dividir-se em 3 grupos:

- Topologia conversora de dois níveis.
- Topologia conversora de neutro de ponto fixo
- Topologia conversora de condensador flutuante

Na sua topologia mais simples, o conversor de dois níveis, a comutação dá-se entre dois valores de tensão. O conversor gera basicamente uma onda quadrada consoante os níveis de tensão da onda fundamental, no entanto esta solução apesar de ser bastante utilizada em aplicações no campo da potência, para ligações HVDC são utilizadas soluções multinível.

O funcionamento de VSC em soluções da rede de transporte implica a utilização de estruturas do tipo *Multi-level Modular Converter* (MMC) que tira partido de vários níveis de módulos de semicondutores, para que a conversão seja mais suave e a forma de onda de saída se assemelhe com uma senoide. Em conversores MMC a resposta é mais dinâmica pelo que o distúrbio harmónico e as perdas globais do sistema conversor são ambos menores do que numa aplicação semelhante com LCC. Um exemplo da sua estrutura e do seu modo de operação está graficamente expósito na Figura 2.13.

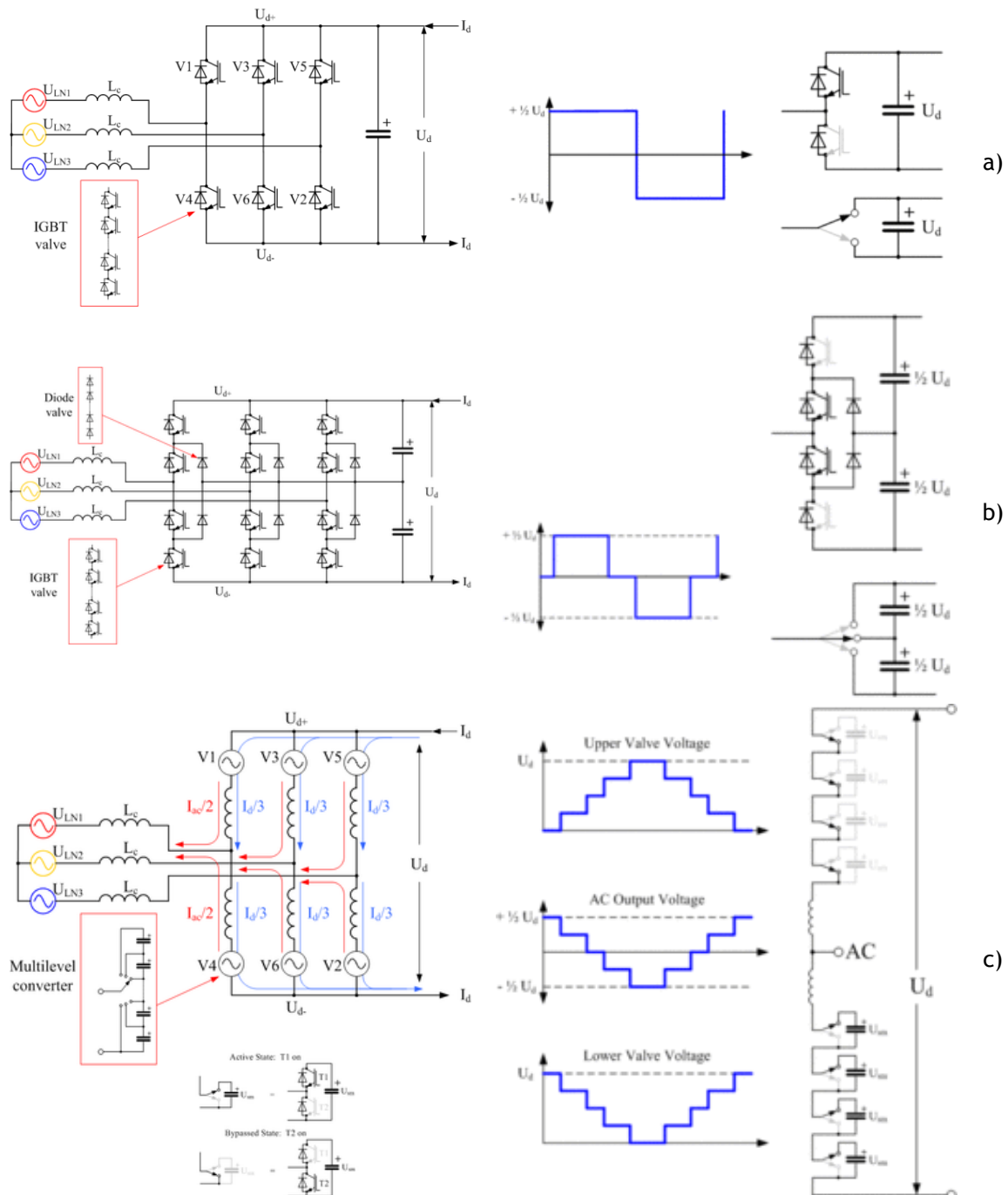


Figura 2.13 - Configuração da tecnologia HVDC-VSC: a) conversor de 2 níveis; b) conversor de 3 níveis; c) Conversor MMC [28]

Apesar de terem um comportamento fiável e a sua operação ser bastante flexível levando a serem o tipo de conversores viáveis para aplicações *offshore*, as desvantagens consideradas deste tipo de conversores são as perdas associadas à comutação [29] devido às suas elevadas frequências de comutação, o custo de produção mais elevado em relação aos LCC e a potência máxima suportada por este (1000 MW) [29] ser inferior aos conversores LCC. A escolha do tipo de tecnologia para a transmissão em corrente contínua pode ser feita então com base na potência máxima da ligação e com base na distância a percorrer pela ligação, de forma a reduzir custos com o seu dimensionamento. Em [30] o autor fez uma análise técnico-económica para a escolha de tecnologias que resulta na Figura 2.14, verificando-se que para distâncias mais curtas e para capacidades de transmissão mais pequenas também o nível de tensão é um fator preponderante na escolha dos conversores.

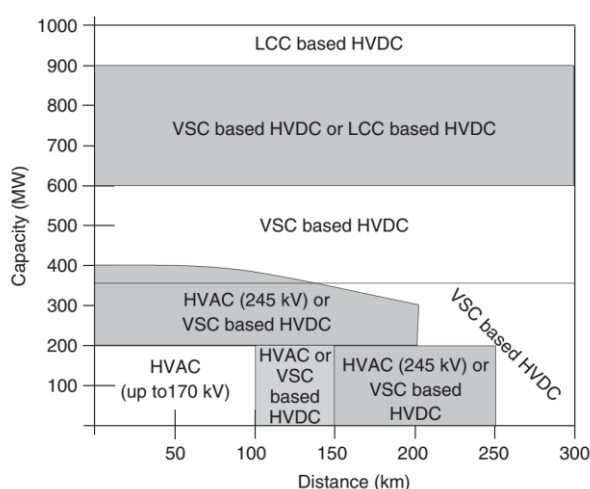


Figura 2.14 - Escolha de tecnologia de transmissão para diferentes capacidades instaladas (MW) e distâncias de ligação (km) com base em limites técnicos e numa análise económica [30]

2.3 Tipos de Sistemas de transmissão *offshore*

2.3.1 *Ligações HVDC Ponto a Ponto*

As ligações HVDC ponto-a-ponto consistem em ligações singulares duas redes AC distintas como pode ser o caso de um parque eólico *offshore* e o ponto de ligação à rede *onshore*. Foi este o tipo de configuração adotado nas primeiras ligações a parques *offshore* [31], e eram caracterizadas pela capacidade limitada e pela curta distância à costa continental. Por ser uma configuração tão simples requer por isso pouca manutenção contudo peca pela baixa fiabilidade [8].

Esta tipologia tem uma operação baseada em dois conversores eletrónicos de potência, um em cada extremidade com funções distintas como está patente na Figura 2.15.

O conversor *onshore* efetua a ligação à rede continental é responsável por controlar o fluxo de corrente ativa e reativa para a rede continental. O controlo na injeção de corrente reativa pode ser efetuado de duas formas: seguindo uma regra de regulação de tensão aos terminais AC do conversor, ou através de um fator de potência pré-definido.

Já o conversor *offshore* efetua a ligação do parque eólico à ligação HVDC. Este conversor tem é responsável por definir a tensão e a frequência para a operação do parque eólico. Na perspetiva do parque eólico é visto então como o barramento de compensação e referência.

Os problemas de fiabilidade devem-se à ligação individual desta configuração entre o parque *offshore* e a plataforma continental, ou seja, caso ocorra um defeito ou uma falha no circuito de transmissão ou numa das estações conversoras, o parque *offshore* ficará fora de serviço uma vez que os aparelhos de corte e proteção do lado AC *onshore* irão atuar.

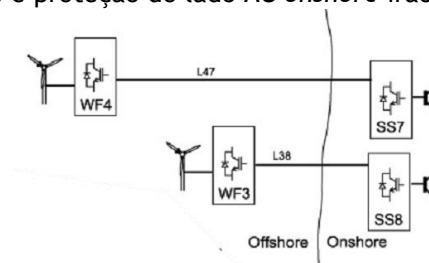


Figura 2.15 - Representação unifilar da topologia ponto-a-ponto [31]

O crescente interesse por instalações de parques *offshore*, as limitações de expansão dos parques eólicos existentes e da fiabilidade da ligação impulsionaram o estudo de outro tipo de topologias como é o caso das redes multi-terminal, contudo continua-se a aplicar este tipo de topologia mais simples em construções recentes já que não deixa de ser uma opção viável para determinadas situações. Deve-se ainda referir que esta topologia pode servir de base a redes multi-terminal [32].

2.3.2 Ligações HVDC Multi Terminal

O já mencionado aumento de instalações de conversão de energia eólica em ambiente *offshore* leva ao aumento da importância de questões como a fiabilidade e flexibilidade de fluxos de potência, campos que estão encontram grandes limitações na topologia ponto a ponto, contudo a topologia MULTI TERMINAL pode oferecer condições atrativas.

Uma rede MULTI TERMINAL permite ligar redes AC assíncronas, como também integrar vários parques *offshore* interligados facilitando o transporte de energia e auxiliando a expansão da rede. Um exemplo de topologia de uma rede multi terminal está disponível na Figura 2.16

O único tipo de tecnologia ao nível dos conversores eletrónicos de potência capaz de ser instalado numa rede MULTI TERMINAL é o HVDC-VSC já que é o único capaz de controlar de forma independente o transito de potência ativa e o transito de potência reativa, prevendo-se por esta razão que venha a ser mais utilizado no futuro do que o HVDC-LCC.

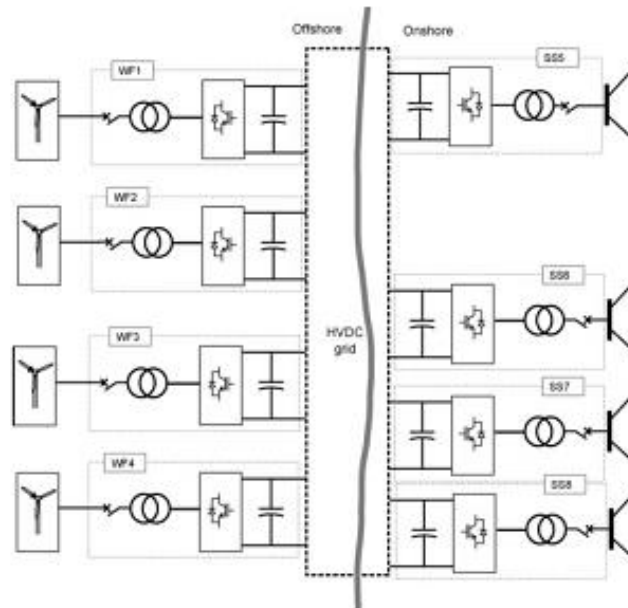


Figura 2.16 - Representação unifilar da topologia multi-terminal [31]

Esta topologia traz vantagens como maior segurança no abastecimento geral de energia, maior competição e dinâmica de mercados energéticos e possibilidade de maior e mais fácil penetração de fontes de energias renováveis [33].

No aspeto da segurança no abastecimento geral de energia pode-se referir como uma rede multi-terminal transmite diretamente eletricidade a partir de fontes renováveis *offshore* para centros de consumo, e como pode facilitar a o transporte de energia em zonas com níveis de carga elevada como é o caso do mar do norte e os países circundantes. Permite o intercâmbio de potência entre zonas com níveis de tensão ou frequência distintas. Com a implementação de uma rede deste tipo possibilita-se a diminuição da dependência de centros produtores dependentes de combustíveis fósseis, e consegue ainda evitar o problema de afunilamentos (*bottlenecks*) de energia nos pontos de ligação *onshore*. O facto de permitir uma elevada penetração de fontes renováveis de energia reduzirá a variabilidade e as necessidades de flexibilidade na produção [33].

Também nesta topologia as funções dos conversores eletrónicos de potência são distintas. Os conversores *offshore* são responsáveis por agregar a potência do parque eólico afeto e entrega-la à rede multi terminal DC. Este tipo de conversor define a tensão e frequência de operação da rede AC offshore e funciona como barramento de referência seu parque eólico [34].

Segundo [34] e [20] os conversores *onshore* tem uma operação diferente podendo ser explorado de duas formas distintas mas com um aspeto importante partilhado pelas duas, o controlo da tensão DC. A primeira alternativa define um dos conversores *onshore* como barramento de referência para a rede DC mantendo a tensão DC a um valor constante nesse conversor, enquanto os outros conversores são controlados de forma a fornecerem um valor

pré definido de potência ativa à rede AC. Esta estratégia tem a desvantagem de no caso de saída de serviço do conversor de referência a rede multi terminal fica inoperável.

A outra alternativa de exploração dos conversores *onshore* consiste num controlo *droop* da tensão DC em função da potência injetada na rede AC por cada conversor. Nesta alternativa a variação da tensão da rede DC é partilhada por todas as estações conversoras. A saída de serviço de um conversor provavelmente não impõe então como consequência a saída de serviço da rede DC, permitindo assim a operabilidade do sistema [34] [20].

Contudo a grande barreira dos sistemas em corrente continua a alta tensão é a questão das proteções. Enquanto em sistemas AC os disjuntores aproveitam a passagem da corrente por 0 para efetuar um corte mais simples e controlado, já nos sistemas DC isso não é possível e a proteção de defeito nestes sistemas é feita sempre do lado AC dos conversores associados. A solução passa pela de-energização das estações conversoras atuando nos disjuntores inerentes [35].

2.4 Requisitos de ligação à rede

Observando a expansão dos sistemas de produção eólica no que diz respeito a crescente capacidade instalada que se verifica em território Europeu, é necessário ter em conta a importância de um parque eólico na qualidade de produção de energia e em aspetos adversos como a regulação de tensão e frequência, a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão ou o auxílio ao restauro do sistema após um *blackout*.

Para a ligação de uma unidade de produção de energia elétrica à rede de transporte, o operador da rede impõe uma série de requisitos técnicos ao produtor, de modo a que a operação da rede se mantenha dentro de um nível de segurança e que a produção de energia cumpra certos padrões de qualidade. A produção de energia elétrica a partir de fontes intermitentes como é o caso do vento implica a utilização de geradores com características diferentes das máquinas utilizadas em centrais convencionais, portanto, o contínuo crescimento na instalação de parques eólicos implicou que os operadores de rede revissem e atualizassem os códigos de rede de modo a adaptarem os parâmetros e requisitos ao novo paradigma.

O ENTSO-E uniformizou o conjunto de requisitos técnicos presentes nos códigos de rede a ser imposto pelos diversos operadores de redes de transporte europeus aos parques eólicos e outros dispositivos de produção de energia elétrica que sejam ligados à rede. A atualização foi feita de uma forma geral a nível europeu, contudo cada operador de rede partiu dessa padronização e adaptou os requisitos de acesso à rede às características da sua situação.

Os requisitos principais dos códigos de rede a serem analisados para o estudo efetuado englobam o controlo de tensão, a regulação de frequência e a capacidade de sobrevivência a

cavas de tensão. O requisito do código de rede referente ao controlo de tensão trata principalmente a capacidade de injeção de potência reativa do gerador de modo a poder efetuar uma regulação da tensão de forma mais estável no caso de uma perturbação. Este requisito tem uma relação clara com a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão do organismo produtor. Em caso da ocorrência de um defeito na rede, pede-se ao gerador que se mantenha ligado à rede e seja capaz de injetar potência reativa de modo a restabelecer os níveis de tensão nominais. A capacidade de regulação de frequência está diretamente relacionada com a injeção de corrente ativa por parte do produtor, para que não ocorra a perda de sincronismo da rede se mantenha o balanço entre o consumo e a produção de energia.

A imposição de requisitos técnicos a de fontes de energia eólica acarreta desafios maiores quando se tratam de operações em ambiente *offshore*, desafios esses no campo da operação e controlo de rede devido ao desacoplamento causado pela ligação DC entre a frequência e tensão do parque eólico e a frequência e tensão da rede pelo que devem ser criados métodos de controlo ao nível dos pontos de ligação de forma a que seja possível cumprir com as restrições impostas.

2.4.1 *Capacidade de sobrevivência a cavas de Tensão*

A capacidade de sobrevivência a cavas de tensão designa-se pela capacidade que um parque eólico tem em continuar a sua operação durante abaixamentos de tensão no barramento de ligação do parque eólico à rede continental. Estas perturbações dos níveis de tensão são usualmente consequências de defeitos e falhas da rede. A rede exige assim ao parque eólico através dos requisitos dos códigos de rede a injeção de corrente reativa de forma a restabelecer os níveis de tensão e evitar a sua desconexão. Tendo em conta o panorama atual da forte integração das fontes de energia eólica na rede elétrica e a possível dimensão elevada de um parque eólico, uma desconexão poderá significar um grande desequilíbrio na potência fornecida à rede afetando assim a estabilidade da operação.

Com o objetivo de auxiliar o funcionamento da rede durante uma cava de tensão um dos requisitos técnicos presentes nos códigos de rede e impostos às unidades de produção de energia é a capacidade de injeção de corrente reativa durante a cava de tensão. Um exemplo do requisito de injeção de corrente reativa presente no código de rede do operador holandês da rede de transporte está patente na Figura 2.17. A linha verde representa o requisito de operação, que para uma queda/sobrelevação de tensão obriga a uma determinada injeção de corrente reativa. De notar a existência de uma zona de banda morta de $\pm 5\%$ do valor da tensão nominal onde o requisito não exige qualquer alteração ao valor da corrente reativa a injetar. Quando a queda da tensão ultrapassa os 5% do seu valor nominal então é aumentado o requisito de injeção de corrente reativa à unidade de produção até um máximo de 100% do valor da corrente nominal para valores da tensão inferiores a 50% do seu valor nominal.

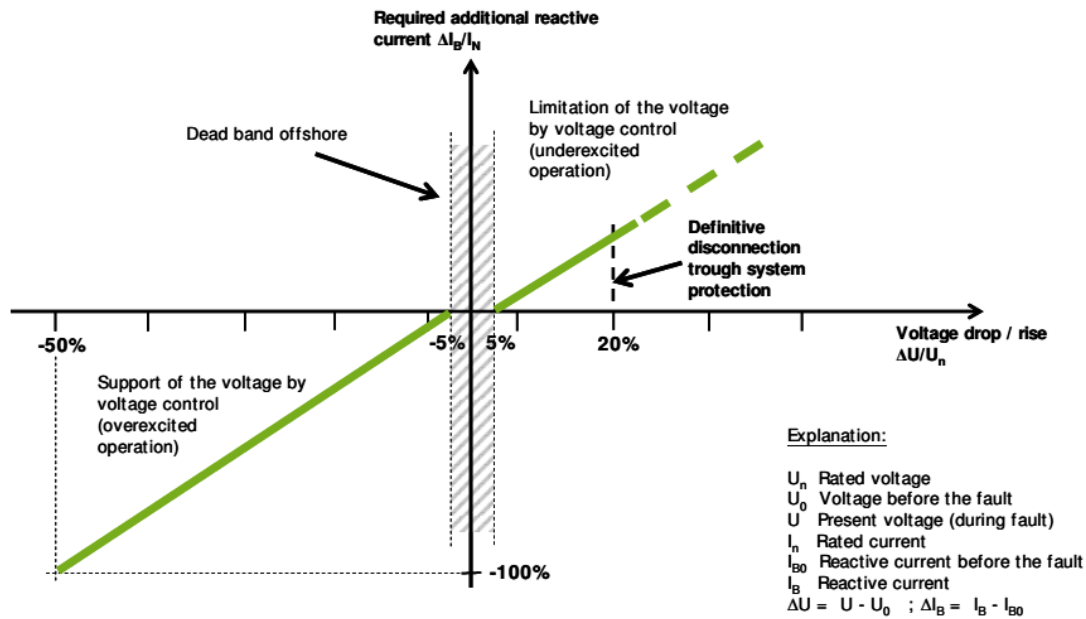


Figura 2.17 - Requisito técnico referente à injeção de corrente reativa [9]

Tomando como exemplo o operador da rede de transporte britânica, é exigido aos parques eólicos que estes sejam capazes de se manterem em operação e ligados à rede durante e após um defeito de acordo com a curva tensão em função do tempo representada na Figura 2.18.

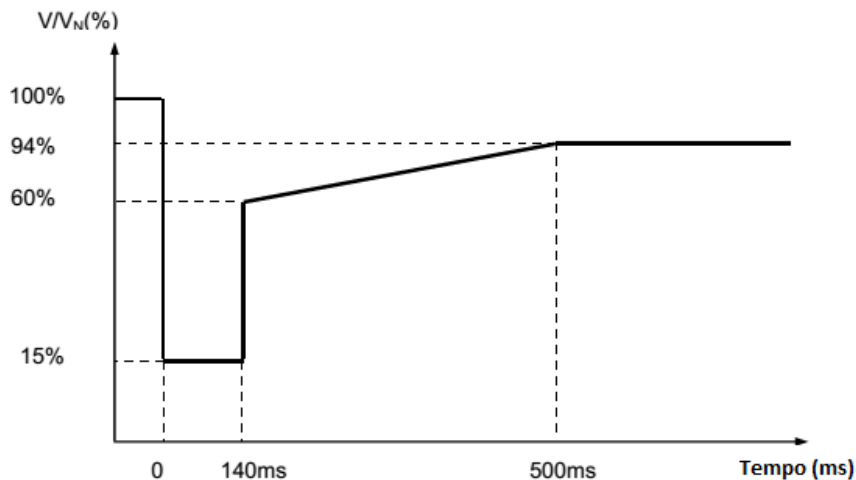


Figura 2.18 - Requisito do código de rede da *National Grid* referente a sobrevivência a cavas de tensão, nomeadamente a limites temporais dos níveis de tensão durante e após um defeito para parques *offshore* [36]

Sendo os 140ms o instante em que o defeito é eliminado, é definido como limite mínimo de tensão 0.6 p.u. para valor de recuperação após o defeito. A operação deve ficar estabilizada ao fim de 500ms e com tensões maiores ou iguais a 0.94 p.u. [36].

Como visto em 2.2.3 os conversores VSC possuem capacidade de operação em condições de tensão baixa uma vez que a comutação das válvulas eletrônicas é forçada e não depende na tensão da rede para ser induzida, no entanto para as condições da presença de um defeito na rede continental surgem desafios no controlo da tensão da ligação HVDC. Os desafios a

enfrentar consistem na subida de tensão da ligação HVDC, consequência da redução da capacidade de extração de potência ativa na rede por parte do conversor *onshore* durante uma cava de tensão. Para que o conversor continue a entregar à rede o valor da potência ativa terá de aumentar drasticamente a corrente injetada na rede durante a cava de tensão, no entanto esta operação está limitada pelas capacidades físicas do conversor, particularmente pela capacidade máxima de injeção de corrente para a qual o conversor foi dimensionado. A potência ativa injetada pelo parque eólico no conversor *offshore* começar-se-á a acumular no condensador da ligação HVDC, o que provocará um aumento de tensão aos seus terminais de valores catastróficos, a menos que se atue na redução da potência injetada [9].

Numa rede multi-terminal é possível implementar soluções de controlo ao nível dos conversores *onshore* de modo a permitir a partilha de potência pelos vários pontos de ligação à rede, em conjunto com a redução da injeção de potência ativa nos conversores *offshore*, para mitigar os efeitos de uma variação de tensão num dos pontos de ligação [20]. Esta solução de controlo torna a operação da rede mais robusta face a situações de perturbação. No entanto numa ligação HVDC ponto a ponto existem contrapartidas, uma vez que em caso de defeito na rede continental, a subida de tensão DC tem de ser travada através da redução da potência injetada no conversor *offshore* não havendo possibilidade de partilha de potência para outros conversores *onshore* [37].

O desafio existente no controlo da tensão da ligação HVDC e do barramento de ligação é confrontado com métodos de controlo de injeção de potência ativa e instalação de resistências *chopper* tal como é descrito em [38], [37]. Todos os métodos descritos visam minimizar o tempo de resposta do parque eólico à ocorrência de um defeito para que se mantenha a integridade física do material.

A instalação de resistências *chopper* faz-se ao nível da ligação HVDC e tem como função dissipar sobre a forma de calor toda a potência em excesso acumulada no condensador da ligação DC. Trata-se de um método de controlo simples que atua consoante os limites de tensão DC sejam ultrapassados. A potência dissipada por este dispositivo é proporcional ao aumento da tensão na ligação DC, e apesar de se tratar de uma operação bastante simples envolve uma desvantagem relevante, o seu custo, já que este dispositivo deve ser dimensionado de acordo com a capacidade instalada no parque eólico [37].

Em [37] os autores sugerem um método de controlo que consiste na redução da tensão da rede AC *offshore*, de forma proporcional ao aumento da tensão na ligação DC. Esta redução irá provocar uma ação rápida na diminuição de produção de potência ativa por parte dos aerogeradores. Descreve-se ainda em [37] outras formas de regular a tensão DC: redução da injeção potência ativa através do controlo de corrente no conversor *offshore*; ajuste do ponto de funcionamento dos aerogeradores; modulação da frequência *offshore*; e redução controlada da tensão *offshore*. Um dos controlos sugeridos refere a regulação do fluxo de potência reativa no conversor *onshore* que constitui um requisito dos códigos de rede, caso se verifique uma

redução no nível de tensão da rede. Dá-se então uma redução na percentagem total de corrente ativa injetada pelo conversor *onshore* proporcional ao decaimento do nível de tensão da rede continental, aumentando a corrente reativa a ser injetada, o que leva a uma melhor regulação da tensão DC.

Em [39] os autores propõem um método de controlo baseado na modulação da frequência da rede offshore por forma a controlar a tensão AC *offshore*. Para que se obtenha uma reação suave por parte dos conversores e do sistema produtor, a estratégia passa por inicialmente detetar a situação de defeito através da subida dos níveis de tensão na ligação DC. É então aplicada uma técnica de bloqueio de injeção de potência ao nível do conversor offshore através da modulação da frequência e do ângulo de fase da tensão offshore. Ao nível do gerador é então implementado um controlo droop adicional de forma a que o rotor responda à variação de frequência da rede e consequentemente à subida dos níveis de tensão na ligação HVDC.

Os autores de [40] sugerem uma estratégia de forma a evitar um canal dedicado de informação entre a rede continental e os pontos de geração *offshore*. O atraso de tempo na transmissão de informação através de um meio dedicado pode ser maior do que o tempo mínimo de ação do sistema para eliminação do sistema. A estratégia consiste num controlo local ao nível dos conversores *offshore* de forma reduzir a injeção de potência ativa através da modulação da tensão ou da frequência da rede AC *offshore*. Em ambas as alternativas trata-se de um controlo *droop* onde

- 1) a tensão AC *offshore* é reduzida proporcionalmente ao aumento da tensão da ligação DC baseando-se na equação (2.1).
- 2) a frequência *offshore* é aumentada proporcionalmente ao aumento da tensão da ligação DC com base na equação (2.2)

$$V_{AC} = V_{AC\ ref} - k_{AC/DC} \times (V_{DC\ ref} - V_{DC}) \quad (2.1)$$

$$f_{offshore} = f_{offshore\ ref} + k_{DC/f} \times (V_{DC\ ref} - V_{DC}) \quad (2.2)$$

Onde:

- V_{AC} - Tensão AC *offshore* (p.u.)
- V_{AC} - Tensão AC *offshore* de referência (p.u.)
- $k_{AC/DC}$ - Ganho proporcional tensão AC *offshore*/Tensão DC
- $V_{DC\ ref}$ - Tensão DC de referência (p.u.)
- V_{DC} - Tensão DC (p.u.)
- $f_{offshore}$ - Frequência da rede *offshore* (p.u.)
- $f_{offshore\ ref}$ - Frequência de referência da rede *offshore* (p.u.)
- $k_{DC/f}$ - Ganho proporcional Frequência AC *offshore*/Tensão DC

Em relação primeira opção, a cava de tensão controlada provocada na rede *offshore* irá conduzir à desmagnetização do gerador, aumentando ligeiramente a velocidade angular da turbina, diminuindo o binário elétrico e consequentemente a potência injetada.

No que diz respeito à modulação de frequência, é implementado um controlo droop suplementar no conversor do rotor que permite a redução rápida da produção de potência ativa.

2.4.2 *Regulação de Frequência*

Na eventualidade de uma oscilação dos níveis de frequência de uma rede, existe uma necessidade primária de restabelecer os valores nominais da mesma. Esta ação de restabelecimento é tomada através da regulação da injeção de potência ativa na rede, de modo a que os níveis de potência consumida e os níveis da potência gerada se voltem a igualar.

Podem ocorrer duas situações distintas de desequilíbrio, isto é, pode ocorrer um aumento de frequência do sistema, quando a frequência do sistema excede o valor nominal e que se traduz por um consumo mais baixo do que a produção de energia tendo então de se obrigar o gerador a injetar menos potência ativa reduzindo a sua atividade, ou até mesmo retirar a unidade de funcionamento.

A segunda situação trata-se de um abaixamento de frequência, onde a frequência toma valores inferiores aos nominais podendo ser causado por aumento brusco de carga ou por uma diminuição da geração. Este caso implica então que se peça ao gerador para injetar mais potência ativa na rede de modo a restabelecer os níveis de frequência.

Tradicionalmente esta é uma tarefa da responsabilidade das unidades de geração convencionais, contudo considerando o novo paradigma envolvendo a expansão de instalações eólicas pode-se afirmar que em algumas situações, a produção eólica contribua para a regulação de frequência da rede.

A solução a aplicar no caso da utilização de aproveitamentos eólicos em serviços de regulação de frequência passa por pôr o gerador a funcionar com uma margem de reserva de potência (processo designado por atuar no controlo do ângulo de *pitch* das pás do aerogerador deteriorando a sua componente aerodinâmica, denominado por *deloading*). Ao impor uma margem de reserva ao gerador, permite-se que em caso de necessidade, seja possível aumentar a potência ativa fornecida.

Nos momentos seguintes a uma perturbação a resposta inercial intrínseca dos geradores síncronos tradicionais fornecem um aumento de potência elétrica durante um curto período de tempo de forma a auxiliar nos serviços de regulação de frequência. Da mesma forma os aerogeradores estão obrigados a fornecer características iguais no que concerne à resposta de inércia. No entanto ao contrário dos geradores síncronos que têm uma resposta de inércia inerente, para os aerogeradores é necessário emular a sua resposta de inércia através de métodos de controlo auxiliares para que estes sejam capazes de responder às necessidades de potência ativa. [30] [20].

Em [9] definem-se requisitos para ligação de redes *offshore* por parte de um operador de rede presente na Alemanha e Holanda. Define-se então que a presença de uma oscilação no valor nominal da frequência da rede *onshore* o parque eólico deve ser capaz de fornecer

serviços de regulação primária de frequência, que se traduz, no caso de um aumento da frequência da rede, na redução de potência ativa gerada pelo parque. Observa-se na Figura 2.19 que caso a frequência da rede ultrapasse os 50.2 Hz o parque é obrigado a reduzir linearmente a potência gerada e o seu tempo de operação mínimo passa a ser 30 min para gamas de frequência entre os 50.5 Hz e os 51.5 Hz, sendo 10 segundos para frequências superiores. Na eventualidade de um abaixamento de frequência na rede *onshore*, o tempo mínimo de permanência em operação por parte do parque eólico é de 20 minutos para frequências menores do que 49 Hz diminuindo progressivamente este tempo até ao corte generalizado para frequências abaixo de 47.5Hz.

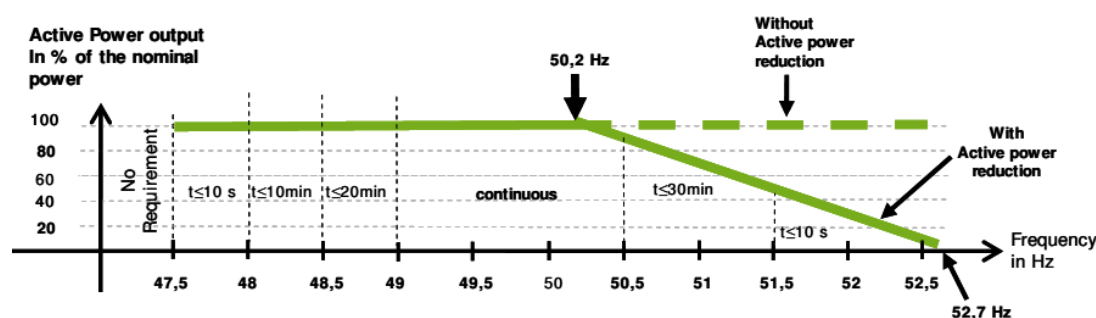


Figura 2.19 - Gráfico Frequência-Potência Ativa representativo do requisito para entrega de potência ativa por parte de um gerador dependendo da oscilação de frequência e da duração de operação [9].

2.5 Conclusão

Espera-se num futuro próximo um forte avanço na construção de parques eólicos *offshore*, motivado por necessidades de procura e por questões ambientais, o que proporcionou o desenvolvimento de soluções capazes de fazer o transporte de elevadas quantidades de energia durante longas distâncias de uma maneira segura e eficaz.

Em 2.2.1 analisou-se a transmissão via HVAC, que em comparação com as alternativas estudadas previamente (HVDC-VSC; HVDC-LCC) se chega à conclusão que apesar de ser uma tecnologia bastante madura e de fácil operação, torna-se ineficaz no transporte de grandes quantidades de energia devido às perdas acumuladas inerentes ao efeito capacitivo dos cabos. Apesar do investimento fixo das da tecnologia HVDC ser superior ao da HVAC, após uma distância (distância crítica) o custo acumulado da ligação HVDC passa a ser mais rentável do que o custo HVAC. Com o avanço tecnológico no campo da eletrónica de potência prevê-se que o custo de produção dos conversores se torne competitivo o suficiente fazendo com que a tecnologia HVDC seja rentável mesmo em aplicações de curtas distancias.

Analisando as estações conversoras conclui-se que a tecnologia HVDC-LCC é capaz de transmitir maiores quantidades de potência face à tecnologia HVDC-VSC, é também a que tem menores perdas já que a tecnologia apresenta perdas na ordem dos 3-4% devido às suas elevadas frequências de comutação. Os sistemas de conversão LCC, de forma a não terem problemas ao nível da comutação necessitam de compensação de energia reativa, aspeto que não afeta os sistemas VSC, uma vez que estes têm a possibilidade de controlar o nível de tensão do sistema. As estações conversoras baseadas em HVDC-VSC possibilitam o controlo independente do trânsito de potência ativa e reativa o que faz deste tipo de tecnologia a única capaz de lidar com redes multi-terminal.

Apesar de a maioria das instalações de transmissão HVDC serem de ponto a ponto, o estabelecimento de uma rede multi-terminal é capaz de aumentar a flexibilidade do sistema elétrico de energia e resolver as limitações de fiabilidade e capacidade de transporte das ligações ponto a ponto. As ligações ponto a ponto existentes podem e servirão de base para a construção de redes multi-terminal.

Os aproveitamentos eólicos devem ser capazes de fornecer serviços de sistema à rede tal como referido em 2.4, imposto pelo operador da rede de transporte, justificado pela necessidade de modo a manter a estabilidade de tensão e frequência face a uma forte penetração de sistemas de conversão de energia eólica. Face à expansão das fontes eólicas em ambiente *offshore* como unidades de produção de energia elétrica, é necessário então estudar e criar soluções para contrariar o efeito de desacoplamento criado pela ligação em corrente contínua a parques eólicos *offshore* de modo a que estes consigam cumprir com os requisitos presentes nos códigos de rede.

Capítulo 3 Modelização do Sistema

3.1 Introdução

Este capítulo está direcionado para a descrição da totalidade dos componentes presentes na rede em análise, representada no *software Matlab/Simulink*, representação essa serviu de base à componente de simulação desenvolvida e realizada nesta tese.

Para que se possa realizar o estudo computacional de soluções de controlo de uma ligação HVDC, importa primeiro conhecer os elementos constituintes da rede afim de se possa atuar e criar uma estratégia de controlo minimizando os efeitos resultantes de um defeito na rede. Interessa ainda ter sensibilidade suficiente para representar o detalhe necessário nos modelos digitais de modo a obter resultados plausíveis sem elevar a carga de processamento para níveis excessivos. Deve então ser efetuado o estudo pormenorizado das diversas componentes e do seu princípio de funcionamento de modo a perceber que tipo de representação importa aplicar.

A composição global do modelo em utilização é um misto de blocos já existentes das bibliotecas do *Matlab/Simulink* mas também de blocos de simulação construídos de raiz representativos de alguns componentes (como é por exemplo o caso dos conversores).

Neste capítulo é abordado a composição da rede continental nomeadamente as máquinas síncronas e os reguladores de tensão e de velocidade. Explica-se ainda a composição do gerador equivalente do parque eólico e o seu modo de funcionamento através do controlo do conversor rotórico. São tratados os conversores *onshore* e *offshore* e a modelização da ligação HVDC.

3.2 Objetivos

Uma ligação HVDC é usualmente uma ligação que efetua a conexão entre duas redes AC distintas, servindo habitualmente para a ligação a parques eólicos *offshore*, dadas as suas capacidades favoráveis ao transporte de energia em ambientes que o propiciam.

No caso em estudo, a ligação HVDC providencia o transporte de energia do parque eólico até à rede continental. Representou-se de forma simples esta ligação na Figura 3.1.



Figura 3.1 - Representação simplificada da ligação HVDC

A utilização de modelos de simulação da representação de uma ligação HVDC é fulcral para a perceção dos comportamentos dinâmicos da ligação HVDC e também consequências desses mesmos comportamentos nas redes afetas face a eventuais acontecimentos perturbadores da sua operação natural. De referir no entanto que o objetivo principal para a utilização de modelos de simulação é a criação e desenvolvimento de soluções de controlo da ligação para que se possa mitigar os efeitos de defeitos que possam surgir.

3.3 Parque eólico *offshore*

O parque eólico *offshore* enquanto parte da rede em análise abrange vários componentes desde os aerogeradores até ao conversor presente na ligação AC/DC.

Foi empregue um modelo de base disponível nas bibliotecas do *software Matlab/Simulink* denominado “*wind farm*”.

O caso de estudo está equipado com geradores de indução duplamente alimentados, que como já foi referido, são atualmente um dos equipamentos mais utilizados em aproveitamentos eólicos e também um dos mais promissores. Este tipo de gerador tira partido do conversor rotórico que efetua a ligação do rotor à rede e que lhe permite explorar velocidades de vento mais amplas do que as outras configurações de geradores.

Trata-se de um parque eólico de 6 aerogeradores mas nesta simulação encontram-se aglomerados num único gerador equivalente, tal como representado na Figura 3.2. Esta configuração é frequente em estudos de estabilidade baseados em simulações de modo a reduzir o peso computacional da reprodução de todos os transformadores e geradores no modelo, algo perfeitamente dispensável.

Todas medidas do parque são no entanto convertidas para p.u. antes do estabelecimento da ligação com a ligação HVDC.

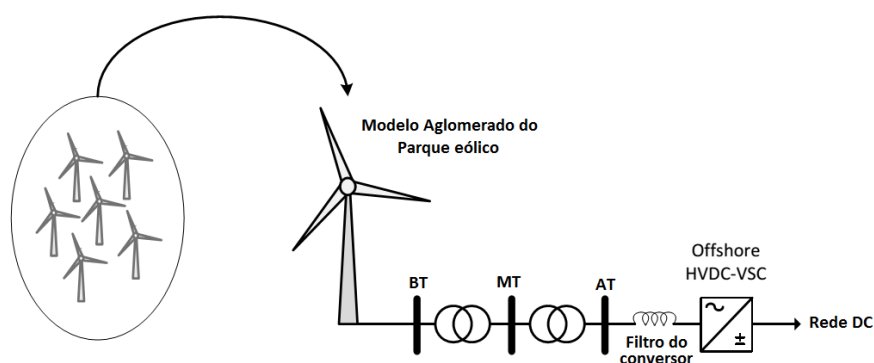


Figura 3.2 - Esquema da rede *offshore*

3.3.1 Gerador de Indução Duplamente alimentado

O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG - doubly fed induction generator) é uma das soluções mais empregues em aproveitamentos eólicos *onshore*, contudo a sua utilização em ambiente *offshore* prevê uma expansão uma vez que é um tipo de equipamento que pelas suas características de produção enquanto gerador de velocidade variável incentiva instalações em território marítimo.

Tal como se descreveu em 2.1.1.2 o DFIG é um gerador de indução de velocidade variável. O seu rotor é do tipo bobinado, e encontra-se com os enrolamentos acessíveis. Apesar do estator se ligar diretamente à rede, o rotor tem por meio de ligação com a rede um conversor AC/DC/AC.

O DFIG empregue na modelização tem um padrão de operação que pode ser observado na Figura 3.3.

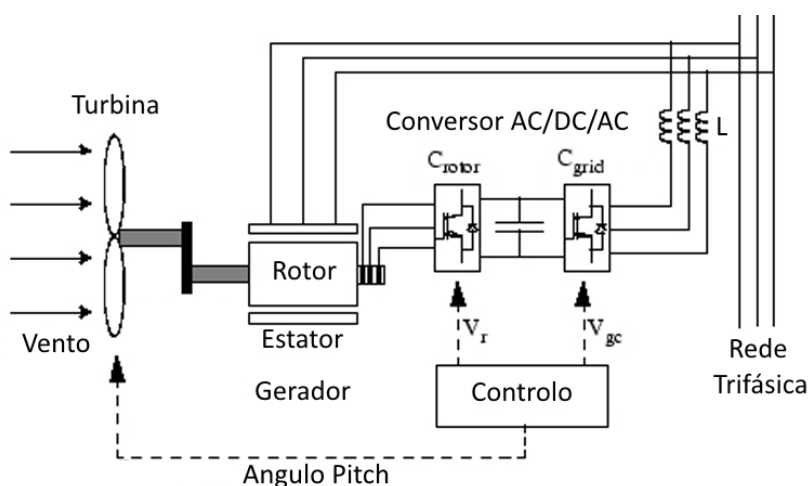


Figura 3.3 - Esquema de operação de uma turbina acoplada a um gerador duplamente alimentado

Descreve-se de seguida o modelo elétrico da máquina através das equações referentes às componentes diretas e em quadratura das tensões do rotor e do estator.

$$\text{Rotor} \quad \begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\text{Estator} \quad \begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \end{cases} \quad (3.2)$$

Onde:

- v - Tensão (Volt);
- R - Resistência (Ω);
- i - Corrente (A);
- ω_s - Frequência angular eléctrica do estator (rad-elec/s);
- ω_r - Frequência angular eléctrica do rotor (rad-elec/s);
- λ - Fluxo de dispersão (Wb.revolução);
- d - parâmetros referentes ao eixo directo;
- q - parâmetros referentes ao eixo em quadratura;
- r - parâmetros referentes ao rotor;
- s - parâmetros referentes ao estator.

Com o intuito de realizar estudos de análise dinâmica, as equações (3.1) e (3.2) devem ser reduzidas para que se possa representar o gerador como uma fonte de tensão por detrás de uma impedância transitória. Desprezando a variação do fluxo de dispersão apresenta-se então a reformulação, em valores por unidade (p.u.).

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - X'_s i_{qs} + e_d \quad (3.3)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + X'_s i_{ds} + e_q \quad (3.4)$$

$$\frac{de_d}{dt} = -\frac{1}{T_0} \times [e_d - (X - X') i_{qs}] + s \omega_s e_d - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \quad (3.5)$$

$$\frac{de_q}{dt} = -\frac{1}{T_0} \times [e_q - (X - X') i_{ds}] + s \omega_s e_q - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \quad (3.6)$$

Sendo:

- e_d - Componente directa da força eletromotriz (p.u.)
- e_q - Componente em quadratura da força eletromotriz (p.u.)
- i_{ds} - Componente directa e em quadratura da corrente estatórica (p.u.)
- i_{qs} - Componente em quadratura da corrente estatórica (p.u.)
- X' - Reatância transitória do gerador (p.u.)
- X - Reatância de circuito aberto (p.u.)

ω_s - Frequência angular elétrica definida como $\omega = 2\pi f$, sendo f a frequência do sistema. (*rad-elec/s*)

T_o - constante de tempo transitória de circuito-aberto (segundos)

L_m - indutância de magnetização (p.u.)

L_{rr} - indutância rotórica (p.u.)

Importa ainda definir as equações para as correntes rotóricas em função da corrente estatórica e da força eletromotriz para que se possam utilizar nas malhas de controlo do gerador.

$$i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} - \frac{e_d}{L_m} \quad (3.7)$$

$$i_{dr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} + \frac{e_q}{L_m} \quad (3.8)$$

Ao combinar as equações das tensões e das correntes previamente obtidas com a equação de balanço do rotor obtém-se:

$$\frac{dw_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - Dw_r) \quad (p.u./s) \quad (3.9)$$

Onde:

T_m - Binário mecânico produzido pela máquina (p.u.)

T_e - Binário elétrico (p.u.)

D - Coeficiente de amortecimento (p.u.)

H - Constante de inércia total do conjunto *turbina+gerador* (segundos)

Segundo [41] binário elétrico pode ser descrito pela equação (3.10).

$$T_e = e_d i_{ds} + e_q i_{qs} \quad (p.u.) \quad (3.10)$$

As potências ativas e reativas podem ser definidas pelas seguintes equações,

Para o estator:

$$P_s = T_e \omega_r = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \quad (p.u.) \quad (3.11)$$

$$Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \quad (p.u.) \quad (3.12)$$

Para o rotor:

$$P_r = -sP_s = v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \quad (p.u.) \quad (3.13)$$

$$Q_s = v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr} \quad (p.u.) \quad (3.14)$$

Desprezando as perdas mecânicas é possível chegar à relação que determina a potência mecânica da turbina.

$$P_r = T_m \omega_r = (1 - s)P_s \quad (3.15)$$

Sendo:

P_r - Potência rotórica (p.u.)

T_m - Binário mecânico produzido pela máquina (p.u.)

ω_r - Frequência angular rotórica (p.u.)

P_s - Potência estatórica (p.u.)

s - Deslizamento

A análise ao conversor AC-DC-AC presente na ligação do rotor à rede pode ser dividido em duas partes distintas, o Conversor do lado do rotor (C_{rotor}) e o conversor do lado da rede (C_{grid}). São ambos conversores VSC (*Voltage-sourced converter*) que, como já foi abordado no Capítulo 2, utilizam eletrônica de potência baseada em comutação forçada (IGBT's) para fazer a conversão da tensão de AC para DC. O condensador presente entre os conversores comporta-se como uma fonte de tensão DC. A indutância que liga C_{grid} à rede atua como filtro nessa mesma ligação.

O bloco de controlo gera o angulo *pitch* das pás da turbina, bem como regula os sinais de tensão V_{gc} e V_{rotor} de modo a controlar a potência gerada pelo aerogerador, a tensão no barramento DC do conversor e ainda a potência reativa injetada ou a tensão aos terminais da rede.

3.3.1.1 Controlo de conversor

De modo a que o comportamento do gerador seja o esperado é necessário definir a estratégia de controlo para o conversor. Para este modelo a estratégia adotada consiste em controlar a velocidade de rotação rotórica e a produção de potência ativa.

Os conversores eletrónicos que ligam o rotor à rede têm a funcionalidade de geração ou consumo de potência reativa, o que permite ao gerador controlar a injeção de potência reativa ou controlar os níveis de tensão aos terminais do aerogerador. No entanto funcionam de modo autónomo e com objetivos diferentes.

O objetivo principal do conversor do lado do rotor é o controlo da produção de potência ativa e neste caso a regulação de potência reativa num valor fixo aos terminais do aerogerador (poderia estar a funcionar em modo de regulação de tensão).

O conversor do lado da rede tem como principal objetivo de operação a regulação da tensão no barramento DC através do consumo ou produção de potência ativa, o modelo em questão permite ao conversor do lado da rede gerar ou absorver potência reativa [42] [20].

3.3.1.1.1 Controlo do Conversor do lado do rotor

A produção de potência ativa por parte do gerador é controlada em função da curva característica da turbina. Esta curva é definida sobre a potência ativa gerada em função da

velocidade de rotação da turbina. O gráfico da curva característica da turbina está visível na Figura 3.4.

Os controlos de produção de potência ativa e reativa estão diretamente relacionados com o controlo das correntes rotóricas [43]

O controlo de potência ativa está ilustrado na Figura 3.5. A potência elétrica medida aos terminais da turbina é somada às perdas totais (elétricas e mecânicas) e é comparado com o valor de referência da curva característica da turbina. O erro resultante da comparação é alimentado a um regulador proporcional integral de forma a ser reduzido a zero, e a saída deste regulador é o valor de referência da componente em quadratura da corrente I_{qr_ref} . Esta componente da corrente é a que produz binário eletromagnético [42]. O valor instantâneo da corrente I_{qr} é comparado com o valor de referência e o erro resultante é reduzido a zero pelo regulador de corrente (controlador proporcional integral). O resultado dessa operação é a componente em quadratura da tensão rotórica V_{qr} gerada pelo conversor do lado do rotor.

No que diz respeito ao controlo de potência reativa, o seu controlo é baseado na tensão aos terminais do conversor do lado do rotor. A malha de controlo está representada na Figura 3.5. A saída do regulador de potência reativa é o valor de referência da componente direta da corrente, I_{dr_ref} que deve ser injetada no rotor pelo conversor do lado do rotor. Este valor de referência é comparado com o valor instantâneo da corrente I_{dr} e o erro é alimentado ao regulador de corrente. O resultado dessa operação é a componente direta da tensão rotórica V_{dr} gerada pelo conversor do lado do rotor [42].

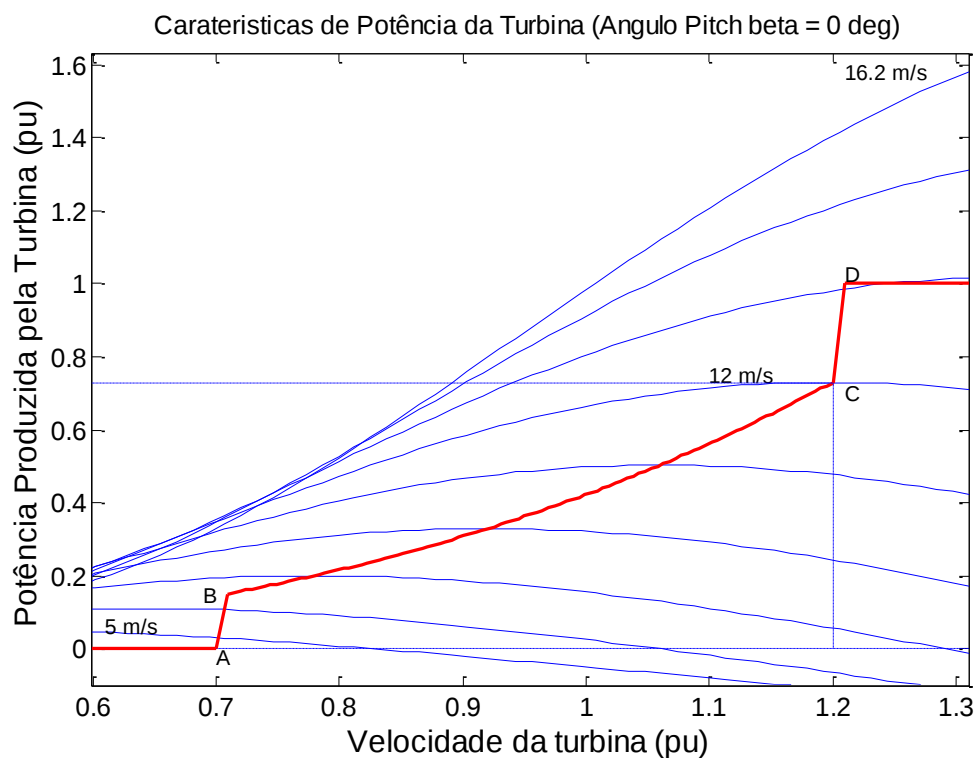


Figura 3.4 - Curva característica da turbina, adaptado de [42]

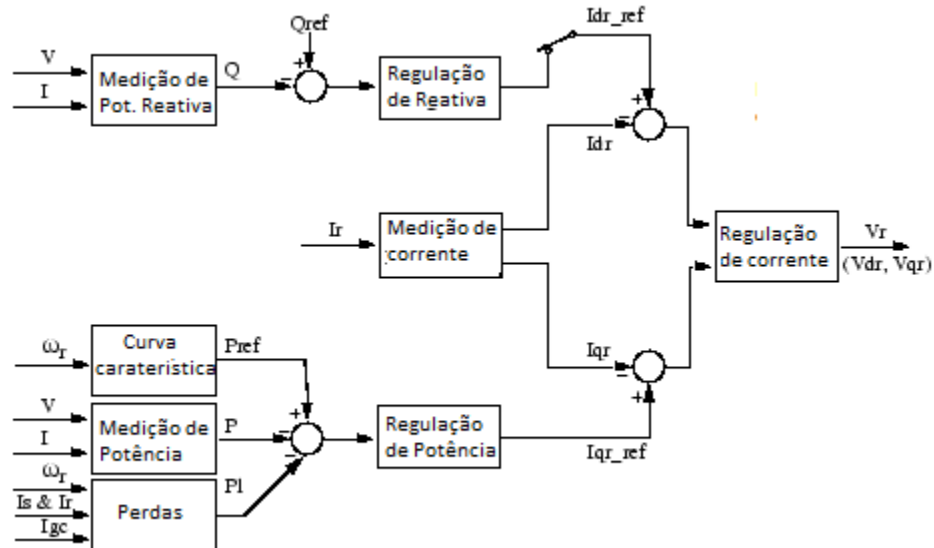


Figura 3.5 - Malha de controlo do conversor do lado do rotor, adaptado de [42]

De notar que a magnitude da referência da corrente rotórica I_{r_ref} é limitada pela seguinte regra $\sqrt{I_{qr_ref}^2 + I_{dr_ref}^2} = 1$. Sempre que o valor da corrente referida ultrapassa o limite de 1 p.u., o valor de I_{qr_ref} é reduzido automaticamente de forma a cumprir a restrição.

3.3.1.1.2 Controlo do conversor do lado da rede

O sistema de controlo deste conversor está patente na Figura 3.6.

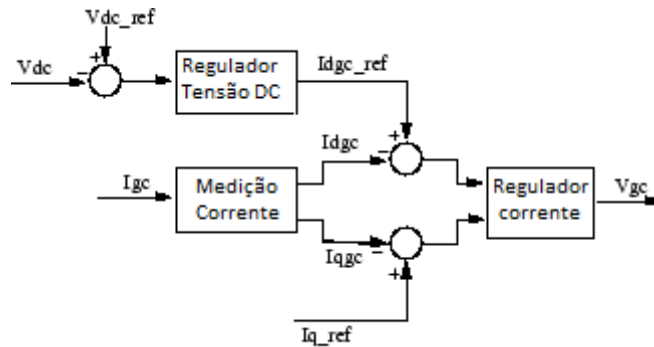


Figura 3.6 - Malha de controlo do conversor do lado da rede, adaptado de [42]

O erro da comparação entre o valor de referência e o valor medido da tensão no barramento DC do conversor irá alimentar o regulador de tensão DC, que vai resultar na componente direta de referência da corrente em fase com a tensão da rede I_{dgc_ref} . Esta corrente controla o fluxo de potência ativa do conversor. O regulador de corrente é então alimentado com os erros calculados entre os valores medidos das componentes direta e em quadratura da corrente a circular no conversor e os valores de referência obtidos, e é gerado através de um controlador proporcional integral o valor da tensão V_{gc} que controlará a potência reativa e a injeção de potência na rede.

3.3.2 *Dinâmica da produção eólica*

O dimensionamento de um aerogerador deve ter em conta os fatores adjacentes ao ambiente em que se vai enquadrar a instalação, para que as características mecânicas e aerodinâmicas sejam capazes providenciar um bom rendimento na extração de energia do vento.

O vento, ou a movimentação do ar, deve-se a diferentes condições térmicas em zonas de altitudes diferentes. Os aerogeradores tiram partido dos ventos que circulam junto à crosta terrestre, ventos esses que devido às irregularidades do solo causadas por montes e vales, têm por vezes natureza turbulenta. O objetivo de uma turbina eólica é portanto conseguir absorver o máximo de energia cinética presente no vento e converte-la em energia mecânica.

Quando o vento enquanto corpo de ar atinge a superfície de rotação da turbina eólica a uma determinada velocidade, a potência disponível no corpo de ar é dada por (3.16) [30].

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3 \text{ (W)} \quad (3.16)$$

Onde:

ρ - Densidade do ar (kg/m^3)

A - área de impacto do vento (m^2)

V - velocidade do vento (m/s)

A potência do vento é a totalidade de energia disponível por unidade de tempo. Esta potência é convertida em energia mecânica rotacional no rotor da turbina, o que resulta na diminuição da velocidade da massa do vento após passagem pela turbina. A potência do vento não pode ser totalmente extraída uma vez que teoricamente isso provocaria a paragem total do corpo de ar na área de interceção da turbina.

Então o rendimento global de uma turbina, também denominado por coeficiente de potência (C_p) pode ser definido como a razão entre a potência mecânica transformada no eixo da turbina P_m e a potência disponível do vento P_{disp} . O valor máximo do coeficiente C_p caracteriza a potência máxima que é possível absorver da passagem da massa de ar por uma turbina eólica. No entanto este valor pode ser diminuído, reduzindo o rendimento da turbina, o que significa uma extração de menos potência da mesma massa de ar. Esta redução atinge-se pela regulação do angulo de *pitch*, normalmente representado por β . O angulo de *pitch* descreve o angulo com que a lâmina das pás da turbina eólica se deixa atingir pelo vento e pode ser regulado através da rotação das pás no eixo de rotação da turbina. Este assunto é aprofundado adiante em 3.3.2.1.

$$C_p = \frac{P_m}{P_{disp}} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3} \quad (3.17)$$

Da equação [30] (3.17) se conclui facilmente que a potência presente no eixo de rotação da turbina eólica é dado por (3.18).

$$P_m = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3 \times C_p(W) \quad (3.18)$$

É possível então especificar potência mecânica, descrita pela equação (3.18), através da velocidade e da densidade do vento, do comprimento das pás e do coeficiente aerodinâmico da turbina eólica.

Importa ainda considerar outro aspeto importante que caracteriza um aerogerador, a velocidade de rotação ω , que se encontra relacionado com o raio de rotação da turbina e com a velocidade do vento. O fator de que caracteriza estas duas velocidades é a razão de velocidade da pá (*tip-speed-ratio*), representado por λ [30].

$$\lambda = \frac{\omega \times R}{V_{vento}} \quad (3.19)$$

Onde:

λ - *tip-speed-ratio*

ω - Velocidade de rotação (rad-mec/s)

R - Raio da turbina (comprimento das pás da turbina eólica) (m)

V_{vento} - Velocidade do Vento (m/s)

O coeficiente de potência pode então ser definido em função de λ e de β como descrito por (3.20).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4 \times \beta - 5 \right) \times e^{\frac{-12.5}{\lambda_i}} \quad (3.20)$$

Onde λ_i pode ser definido pela equação (3.21) [30]

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08 \times \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (3.21)$$

Com recurso às equações (3.20) e (3.21) é possível obter um conjunto de curvas $C_p(\lambda, \beta)$ presente na Figura 3.7.

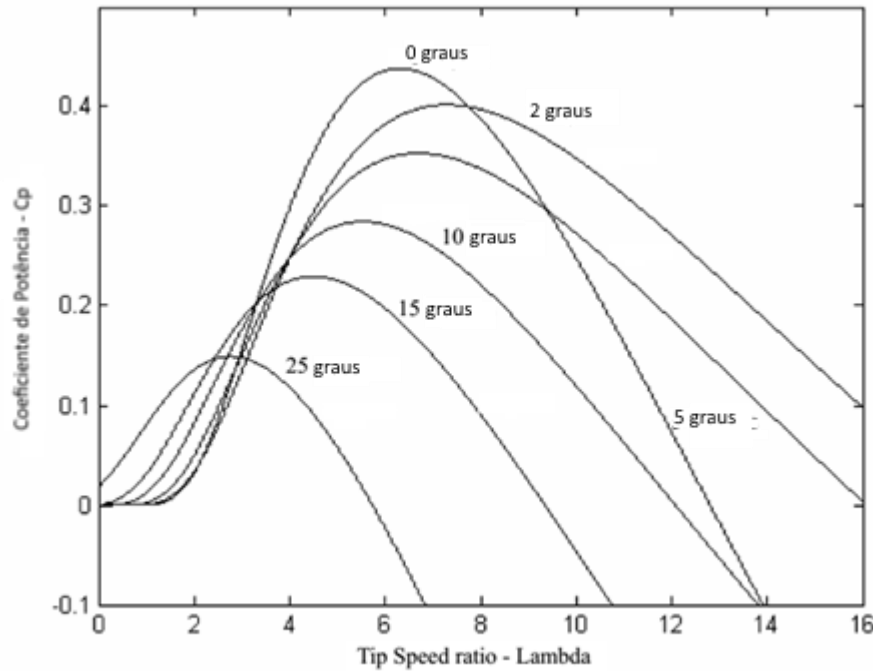


Figura 3.7 - Curvas do Coeficiente de Potência em função de λ e β

É possível então escrever a relação final do binário mecânico através da potência mecânica da turbina.

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} = \frac{\rho \times \pi \times R^3 \times V^2 \times C_p(\lambda, \beta)}{\lambda \times 2} \text{ (N.m)} \quad (3.22)$$

3.3.2.1 Controlo de *Pitch*

Este tipo de controlo trata a variação do ângulo de ataque das pás de uma turbina eólica em relação à massa de ar que a atinge. No caso da potência produzida pelo gerador ser demasiado elevada, o controlo de *pitch* varia o ângulo das pás da turbina fazendo-a acelerar, diminuindo assim a produção de potência ativa.

A operação deste controlo é feita de forma permanente para que se mantenha o aerogerador a produzir um valor de potência desejado. Dependendo do tipo de gerador em utilização, a variação do ângulo de *pitch* pode ter finalidades distintas para além da operação com máxima potência (rendimento ótimo).

Apesar deste tipo de controlo ser principalmente aplicado em geradores de velocidade variável, o mesmo pode estar presente em geradores de velocidade fixa, contudo limita-se a proteger a turbina de ventos com velocidades mais elevadas.

Na Figura 3.8 observa-se a malha de controlo de *pitch*, onde os valores de entrada W_r e $W_{r_{REF}}$ representam a velocidade de rotação da turbina mas podem basear-se em variáveis elétricas como a tensão do barramento de ligação à rede ou a potência elétrica à saída do gerador.

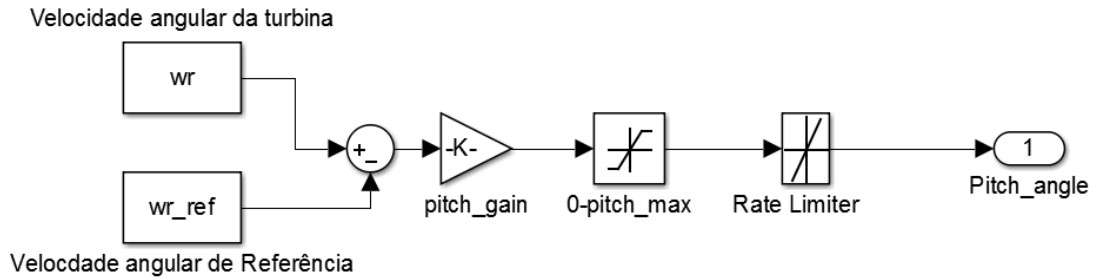


Figura 3.8 - Malha do dispositivo de controlo de *pitch* [44]

3.4 Ligação DC

A ligação do parque eólico à rede continental é assegurada então por uma ligação HVDC, que no caso em estudo compreende uma distância de 200km.

Encontra-se representada esta ligação na Figura 3.9.

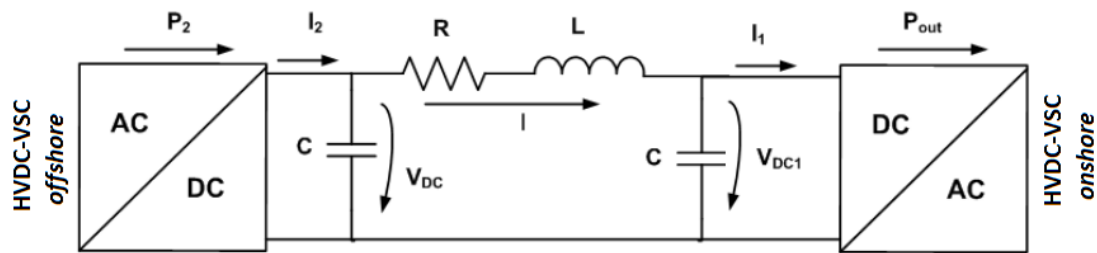


Figura 3.9 - Representação da ligação HVDC

A operação dos conversores VSC do ponto de vista da ligação pode ser modulada de uma forma simples através de fontes de corrente tal como se encontra representado na Figura 3.10.

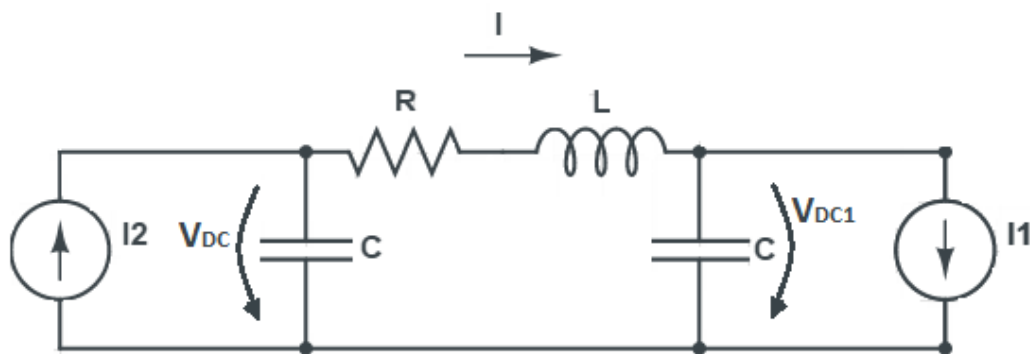


Figura 3.10 - Representação simplificada da ligação HVDC

Através da representação simplificada na Figura 3.10 são possíveis encontrar as seguintes relações presentes nas equações (3.23) a (3.27)

Pela lei das malhas (2ª lei de Kirchhoff) obtém-se

Como já foi analisado anteriormente existem diversas vantagens na utilização de conversores do tipo VSC em ambiente *offshore*, face aos LCC. Este tipo de conversores podem ser modelizados do ponto de vista da rede AC como fontes de tensão, contudo nas duas situações de instalação (DC-AC *offshore* e DC-AC *onshore*) possuem funções distintas.

O conversor *onshore* foi modelizado através de uma malha de controlo com resposta à componente direta da tensão da rede. Já relativamente ao conversor *offshore* este foi modelizado como uma fonte ideal de tensão.

3.5.1 Conversor HVDC-VSC onshore

A função do conversor Onshore é viabilizar a ligação entre a rede AC continental e a ligação DC submarina. Para além de ser responsável pelo fluxo de potência proveniente da ligação DC, este conversor é também responsável pela regulação da tensão DC aos terminais dos condensadores DC.

Este conversor vê o seu funcionamento baseado numa estratégia de fornecimento de set-points de potência ativa e reativa. Ao contrário do que acontece no caso do conversor *offshore* como se irá constatar adiante, este conversor não impõe níveis de tensão ou de frequência uma vez que se encontra ligado a uma rede já energizada e em operação. Limita-se então a garantir a injeção de potência ativa e reativa proveniente da rede *offshore*, a controlar a tensão da ligação HVDC e a regular a tensão do barramento da rede ao qual se encontra ligado.

O controlo deste conversor é implementado através do referencial síncrono e dos seus eixos direto (d) e de quadratura (q), permitindo-o assim operar em quatro quadrantes ($\pm P$ e $\pm Q$, sendo P e Q potência ativa e potência reativa respetivamente).

O modo de operação começa por obter uma medição da tensão da rede continental aos terminais do conversor. No modelo do conversor é então calculada instantaneamente a componente direta da tensão menosprezando-se a componente inversa e a homopolar.

Dados os controlos independentes referidos, o conversor irá estabelecer a sua operação com base apenas na componente direta da tensão da rede continental. O controlo da componente direta da tensão no modelo em estudo é realizado como está representado na Figura 3.12.

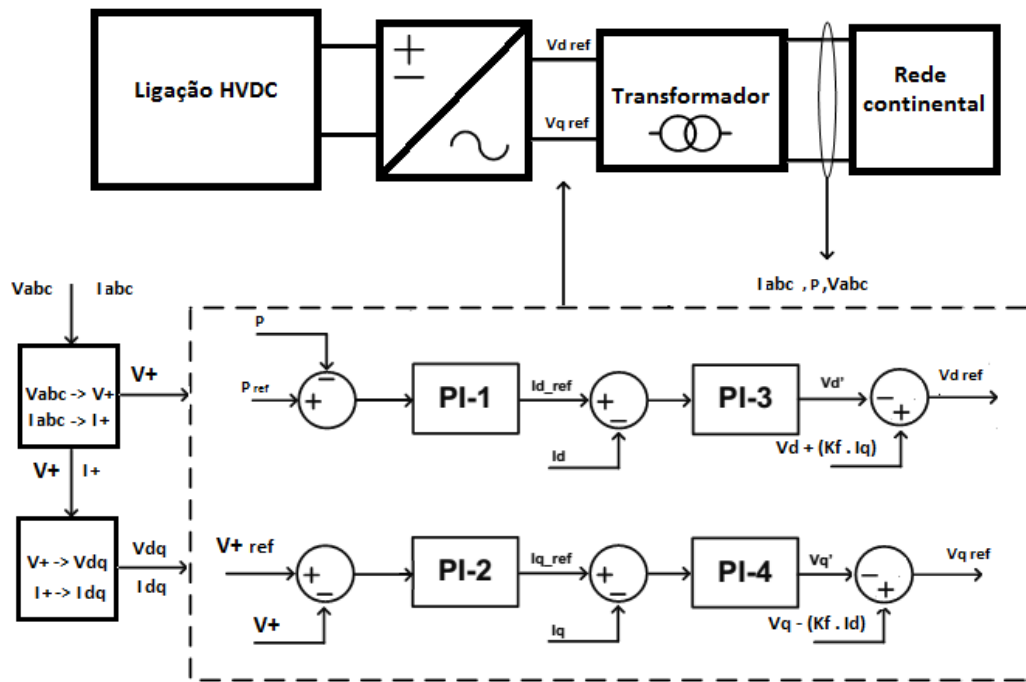


Figura 3.12 - Esquema representativo do controle do conversor *onshore*

Assim, através da diferença entre o valor de referência e o valor instantâneo da componente direta da tensão da rede continental medida aos terminais do conversor ($V_{+ref} - V_{+}$) é possível obter a componente em quadratura de referência da corrente i_{q_ref} . Da mesma forma mas agora através do valor de referência e do valor instantâneo da Potência ativa proveniente do Parque eólico através da ligação HVDC ($P_{ref} - P$) consegue-se chegar ao valor da componente direta de referência da corrente i_{d_ref} . Estas correntes de referência geradas pelos controlos correspondem ao valor de corrente que deveria estar a circular na impedância de acoplamento de forma a produzir as tensões V_{d_ref} e V_{q_ref} nos terminais do conversor. Depois da obtenção das componentes direta e em quadratura de referência da corrente, I_{d_ref} e I_{q_ref} respetivamente, são subtraídas ao valor instantâneo medido a partir da componente direta da corrente I_{+} de modo a obter o erro para essas medidas. É então aplicado o controlo da corrente, modelo baseado em controladores proporcionais-integrais (PI) para gerar as tensões de saída do conversor $V_{d'}$ e $V_{q'}$. Estas tensões são convertidas em componentes trifásicas e aplicadas no controlo por largura de impulso do conversor.

O modelo deste conversor implementado no referencial dq tem portanto como característica intrínseca apenas a resposta à componente direta da tensão da rede medida aos seus terminais V_{+} , menosprezando qualquer alteração das componentes inversa e homopolar desta medida, V_{-} e V_0 respetivamente.

Numa das análises efetuadas no capítulo de resultados deste trabalho foi feita uma adaptação ao valor de referência I_{q_ref} de forma a alterar o requisito de injeção de corrente reativa.

3.5.1.1 Solução de controlo ao nível do conversor *Onshore*

Alimentando a necessidade do cumprimento de requisitos presentes nos códigos de rede, nomeadamente no que concerne à compensação de energia reativa face a variações do nível de tensão foi desenvolvido um controlo adicional ao conversor *onshore*.

No conversor *onshore* foi implementado um novo controlo *droop* de forma a controlar o fluxo das correntes ativa e reativa.

Para que também o parque eólico e a ligação adjacente possam cumprir com determinados requisitos presentes nos códigos de rede, foi implementado um método de controlo da injeção da corrente I_q proporcional ao valor da tensão da rede continental [9].

O objetivo principal deste controlo passa por operar o fluxo de corrente reativa para que se obtenha uma melhor regulação da tensão, e o seu modo de operação é baseado na Figura 3.13.

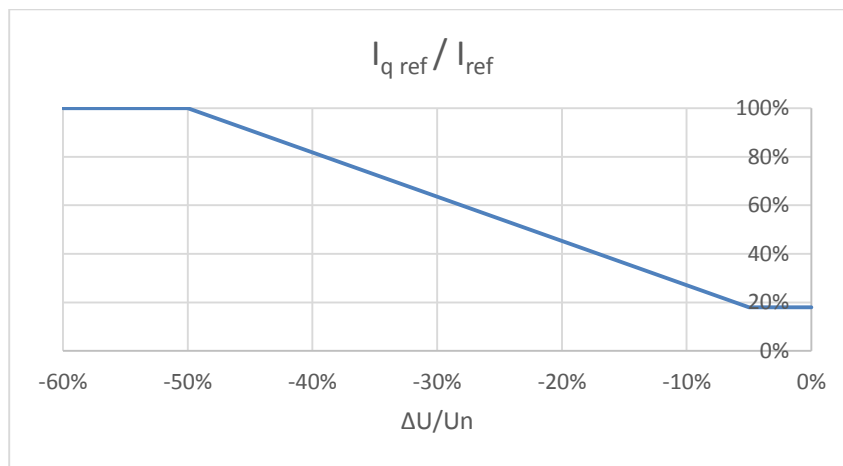


Figura 3.13 - Modo de operação do controlo droop implementado no conversor *onshore*, adaptado de [9]

O modo de operação implementado consiste em variar valor da corrente $I_{q \text{ ref}}$ em proporção ao desvio da tensão da rede continental, de forma a controlar o fluxo de corrente reativa entre o conversor e a rede.

Para que se mantenham as condições de operabilidade ao nível do conversor, e para que não ocorram violações dos limites de operação tendo em consideração o valor do módulo da corrente em transito, implementou-se também uma limitação dinâmica ao valor de $I_{d \text{ ref}}$ em função do valor de $I_{q \text{ ref}}$ gerado. A limitação é baseada na equação (3.28).

Para garantir que o limite máximo do fluxo de corrente no conversor (1 p.u.) não é ultrapassado são então calculados os novos limites dinâmicos de $I_{d \text{ ref}}$.

$$I^2 = I_q^2 + I_d^2 \Leftrightarrow I_d = \sqrt{1 - I_q^2} \quad (3.28)$$

3.5.2 Conversor HVDC-VSC *offshore*

Este conversor é responsável pelo fluxo de potência gerada proveniente do parque eólico em direção à ligação DC.

Comporta-se como o barramento de referência na perspetiva da rede AC afeta ao parque eólico, e consequentemente impõe os níveis de tensão do lado AC e modeliza o valor de frequência.

Do ponto de vista da ligação HVDC este conversor é observado como uma mera fonte de corrente uma vez que só se verifica a injeção de corrente aos terminais DC do conversor, consequência da potência gerada pelo parque eólico. A corrente é descrita pela equação (3.29)

$$I = \frac{P}{V} \quad (3.29)$$

onde P é a potência proveniente do parque eólico e V é a tensão DC.

De forma a efetuar uma operação regular considera-se a tensão e frequência offshore de valor fixo. O valor da tensão pode ser modulado consoante a situação e o método de controlo em que a rede se encontre de modo a proporcionar uma resposta do sistema apropriada ao pretendido.

Este dispositivo foi modelizado como uma fonte ideal de tensão para a simulação digital em *Matlab/Simulink*.

3.6 Rede AC Continental

A representação de uma rede continental no modelo é fulcral para o estudo a efetuar, principalmente no desenvolvimento dos métodos de controlo a implementar nesta dissertação.

Considere-se então a modelização de duas máquinas síncronas como representação das centrais de geração convencionais presentes na rede de modo a reproduzir o comportamento da rede de uma forma bastante aproximada ao real. As duas máquinas síncronas englobam-se no tipo de máquina com rotor com polos salientes e é modelizada no referencial de eixos dq associada ao rotor da máquina. Esta rede compreende ainda elementos relativos às linhas de transporte, transformadores, cargas e impedâncias de shunt.

A rede encontra-se em modo de operação com o neutro isolado.

3.6.1 Máquinas Síncronas

As máquinas síncronas modelizadas são, como já foi referido, de polos salientes o que implica $X_d > X_q$. Encontram-se a reproduzir as centrais convencionais presentes na rede continental, e têm uma potência instalada de 900MVA cada uma (20kV, 50Hz).

Na modelização da máquina síncrona foi utilizado um bloco presente nas bibliotecas do *software Matlab/Simulink* denominado *Synchronous Machine*, que opera no modelo como um gerador. A velocidade de rotação do rotor e a variação de velocidade da máquina síncrona é dada por (3.30) e (3.31).

$$\Delta w(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \times \Delta w(t) \quad (3.30)$$

$$w(t) = \Delta w(t) + w_0 \quad (3.31)$$

Onde:

$\Delta w(t)$ - Variação de velocidade (p.u.);

H - constante de inércia (p.u.);

T_m - Binário mecânico (p.u.);

T_e - Binário elétrico (p.u.);

K_d - Fator de amortecimento (p.u.);

$w(t)$ - Velocidade de rotação do rotor em função do tempo (p.u.);

w_0 - Velocidade síncrona (1 p.u.).

O modelo equivalente do gerador é apresentado com base no sistema de eixos dq , sendo as características apresentadas nas suas componentes direta (d) e em quadratura (q). O modelo elétrico encontra-se representado pelas equações (3.32)-(3.43) [42].

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_R \phi_q \quad (3.32)$$

$$\phi_d = L_d i_d + L_{md} (\dot{i}'_{fd} + \dot{i}'_{kd}) \quad (3.33)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q + \omega_R \phi_d \quad (3.34)$$

$$\phi_q = L_q i_q + L_{mq} \dot{i}'_{kq} \quad (3.35)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} \dot{i}'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd} \quad (3.36)$$

$$\phi'_{fd} = L'_{fd} \dot{i}'_{fd} + L_{md} (\dot{i}_d + \dot{i}'_{kd}) \quad (3.37)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} \dot{i}'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd} \quad (3.38)$$

$$\phi'_{kd} = L'_{kd} \dot{i}'_{kd} + L_{md} (\dot{i}_d + \dot{i}'_{fd}) \quad (3.39)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} \dot{i}'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1} \quad (3.40)$$

$$\phi'_{kq1} = L'_{kq1} \dot{i}'_{kq1} + L_{mq} \dot{i}_q \quad (3.41)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} \dot{i}'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2} \quad (3.42)$$

$$\phi'_{kq2} = L'_{kq2} \dot{i}'_{kq2} + L_{mq} \dot{i}_q \quad (3.43)$$

Sendo:

- V - tensão(V);
 R - resistência (Ω);
 L - indutância (H);
 i - corrente (A);
 φ - fluxo elétrico (C/m²);
 W - Velocidade angular(rad/s);
 d - parâmetros referentes ao eixo direto;
 q - parâmetros referentes ao eixo em quadratura;
 r - parâmetros referentes ao rotor;
 s - parâmetros referentes ao estator;
 m - parâmetro referente à indutância de magnetização;
 f - parâmetros referentes aos enrolamentos de campo;
 k - parâmetros referentes aos enrolamentos de amortecimento.

3.6.2 Regulador de tensão

O Regulador de tensão de um gerador síncrono tem como função manter as tensões aos terminais do estator numa gama de valores aceitáveis ao bom funcionamento da máquina síncrona. Para isso atua diretamente no sistema de excitação, mais propriamente no campo de excitação do gerador síncrono, controlando a potência reativa gerada.

Na modelização do regulador de tensão da máquina síncrona foi utilizado um bloco existente na biblioteca *Matlab/Simulink* denominado *DC1A* [42]. Na Figura 3.14 encontra-se representado o diagrama de blocos referente à regulação de tensão dos geradores síncronos.

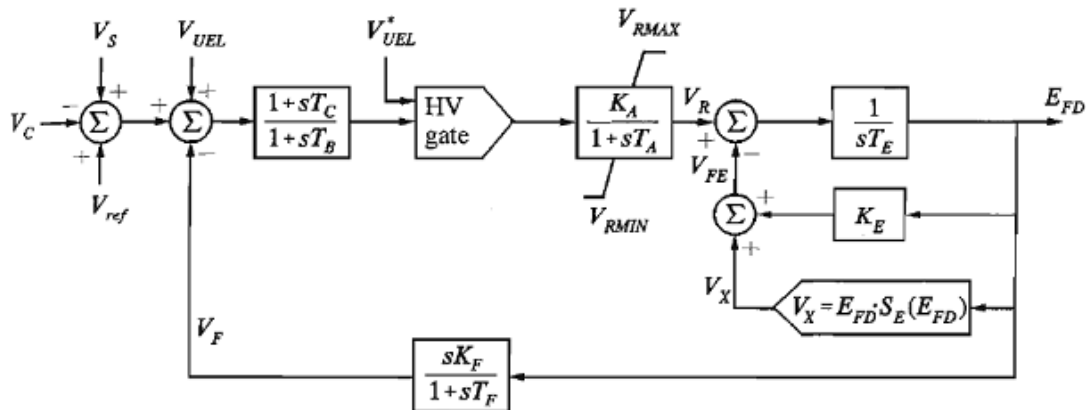


Figura 3.14 - Diagrama de blocos representativo do regulador de tensão das máquinas síncronas. [45]

Onde

- V_{ref} - Tensão de referência (p.u.);
 E_{FD} - Força eletromotriz;
 V_c - Tensão medida nos terminais do estator (p.u.);
 V_s - Tensão estabilizadora (no modelo em estudo considerou-se um ponto de referência à terra) (p.u.);

V_R, V_{FE}, V_X, V_F - Tensões à saída de cada subsistema respectivo (p.u.);

K_A, K_E, K_F - ganhos associados a cada subsistema;

T_A, T_B, T_C, T_E, T_F - constantes de tempo associadas a respectivo subsistema (s);

3.6.3 Regulador de Velocidade

O regulador de velocidade de uma máquina síncrona assume um grau de importância elevado no conjunto do gerador e de uma turbina já que é este dispositivo que permite ao gerador ajustar a produção de potência ativa em caso de oscilações de frequência, por outras palavras no equilíbrio consumo/produção de uma rede elétrica. No caso da frequência da rede baixar do valor nominal, então verifica-se um nível de produção de energia elétrica na rede inferior ao nível de consumo, cenário que se verifica na ligação de uma carga considerável. O regulador de velocidade do gerador síncrono deve atuar num cenário como este aumentando a potência ativa gerada, recorrendo à energia cinética acumulada no rotor [46].

Para modelar o regulador de velocidade do gerador utilizou-se um modelo de turbina a vapor predefinido pelo IEEE (The Institute of Electrical and Electronic Engineers,) denominado TGOV1. Este é um modelo bastante simples de uma turbina a vapor representando apenas o estatismo, o movimento da válvula principal de vapor e um atraso associado ao movimento do vapor pelo reaquecimento e pelas diferentes fases da turbina. Apesar de estar visível na Figura 3.15 a malha referente ao amortecimento, no modelo implementado esta é desprezada.

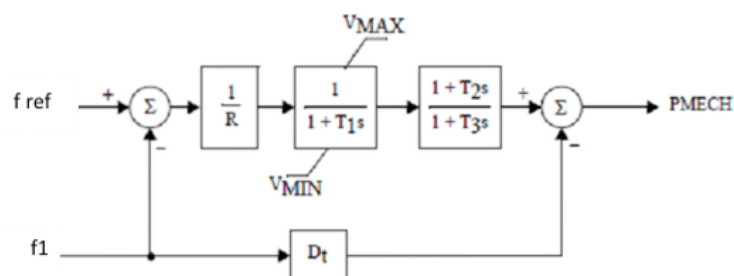


Figura 3.15 - Diagrama de Blocos referente à malha de controlo genérica do modelo TGOV1 [46]

Onde

f_1 - Frequência instantânea (Hz);

f_{ref} - Valor de referência da Frequência (Hz);

R - Estatismo (Hz/MW);

T_1 - Constante de tempo do regulador de velocidade (s);

T_2 - Coeficiente de reaquecimento (s);

T_3 - Constante de tempo da turbina (s);

P_{mech} - Variação da potência ativa gerada (MW).

3.7 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados todos os modelos adotados para a representação dos componentes presentes na rede continental, ligação HVDC e parque *offshore*.

A modelização dos componentes sobre uma base matemática pretendem servir para uma representação adequada dos comportamentos dinâmicos destes, para que sobre simulações digitais se possa ter uma melhor perceção da resposta dos modelos quer em regime estacionário, quer face a adversidades inesperadas.

Para o estudo de comportamentos dinâmicos foram construídos os modelos apresentados no *software Matlab/Simulink* criando um modelo único de todas as componentes interligadas.

A definição de modelos de controlo adicionais ao nível do conversor *offshore* e do parque eólico que conduzem aos objetivos deste trabalho estão explícitos no Capítulo 4.

Capítulo 4 Soluções de controlo para a ligação HVDC

4.1 Introdução

Este capítulo tem como missão apresentar soluções de controlo para travar a sobrelevação de tensão numa ligação HVDC durante uma cava de tensão na rede continental resultante de curto-circuitos (simétricos ou assimétricos). Numa primeira fase construíram-se soluções para responder a defeitos simétricos, no entanto assume-se que as soluções de controlo serão extensíveis ao caso dos curto-circuitos assimétricos, sendo este pressuposto validado no Capítulo 5.

Na eventualidade da ocorrência de um defeito na rede continental e da consequente cava de tensão observada, para que se cumpram os parâmetros presentes nos códigos de rede, uma turbina eólica ligada à rede deve-se manter conectada e simultaneamente ser capaz de injetar potência reativa para que se restabeleçam os níveis de tensão. No entanto o mesmo cenário não se aplica a situações de parques eólicos em ambiente *offshore*, senão observe-se a cadeia de acontecimentos. Durante um defeito presente na rede continental:

1. Ocorre um abaixamento nos níveis de tensão na rede;
2. Consequentemente no barramento de ligação ao parque eólico;
3. Inerente a esta redução nos níveis de tensão, a capacidade de injeção de potência do conversor que conecta a ligação HVDC à rede continental é diminuída;
4. Devido ao desacoplamento existente entre a rede do parque eólico e a rede continental, o parque eólico não tem nenhuma reação ao defeito presente na rede;
5. A contínua produção de energia e a falta de bloqueio de potência nos conversores da ligação HVDC levam a que a energia produzida pelo parque eólico se acumule no condensador da ligação DC, elevando os níveis de tensão desta a valores in comportáveis.

A injeção de potência reativa por parte do parque eólico iria conduzir ao aumento da tensão da rede AC *offshore* que na verdade não sentiu o defeito, por isso pretende-se que as turbinas

eólicas reduzam a sua produção de potência para que desta forma contribuam para o equilíbrio no fluxo de potência da ligação DC, e para mitigar a subida de tensão DC.

Uma vez que se pretende a implementação de controlos locais de forma a não se depender de um canal dedicado para o transporte de informação sobre as variáveis dinâmicas do sistema e com isso ficar comprometido à fiabilidade desse sistema, estudou-se e identificou-se as soluções capazes de garantir a redução rápida da potência injetada no parque eólico com recurso a esses controlos locais. As soluções referidas passam pela limitação de injeção de potência na rede DC ao nível dos conversores *offshore* e pela redução da potência produzida nos parques eólicos. Este tipo de soluções tiram partido de leituras das variáveis dinâmicas locais de forma a conseguirem uma atuação rápida e eficiente, nomeadamente através da subida de tensão DC aplicar estratégias de controlo ao nível dos conversores offshore para que se diminua a injeção da potência ativa na rede DC, e da mesma forma se atue ao nível das turbinas para que se reduza a potência gerada.

Para redes multi terminal este tipo de controlo encadeado tem um resultado robusto [20] [40]. Além da capacidade ser menos limitada do que numa ligação ponto a ponto, os pontos de ligação quer a diferentes parques eólicos o que oferece mais flexibilidade na redução da potência injetada face à subida de tensão DC; quer a diferentes redes continentais que oferece uma maior elasticidade na operação da rede DC permitem a que as soluções de controlo tenham um comportamento rápido e eficaz.

Para uma ligação ponto a ponto, como já foi dito, a capacidade da ligação é mais limitada e os efeitos de uma subida de tensão causada por um defeito na rede são muito mais rápidos, tendo de ser estudada a aplicabilidade das soluções de controlo a implementar, uma vez que o comportamento resultante irá depender das características do sistema como a potência instalada do parque eólico, a capacidade de transporte da ligação HVDC e o tipo de rede continental a que se liga a ligação HVDC.

Caso não seja possível limitar a subida de tensão DC a valores dentro dos limites técnicos de operação através dos controlos implementados será necessária a instalação de um controlo adicional baseado numa resistência chopper instalada ao nível da ligação DC junto ao conversor *onshore* para que se dissipe potência excedente consoante o aumento de tensão DC a ocorrer.

Desenvolveu-se uma estratégia de controlo em cascata, de forma interligada para que na ocorrência de uma perturbação se possa satisfazer os limites técnicos do equipamento e assegurar o cumprimento dos requisitos dos códigos de rede.

O facto de durante a ocorrência do defeito na rede continental fazer subir os níveis de tensão na ligação DC, permite ao conversor *offshore*, com acesso a essa informação modelar a tensão ou a frequência do parque eólico reduzindo a potência injetada na ligação DC. De forma encadeada, o parque eólico sentindo a diminuição da tensão ou o aumento da frequência atua

na sua produção de potência ativa através da diminuição da potência de referência provocando a aceleração da turbina.

O estudo dos controlos é necessário para perceber se a utilização de uma resistência chopper é precisa. O controlo deste dispositivo foi implementado tirando partido também da informação que a subida de tensão transmite.

4.2 Soluções de controlo ao nível do conversor Offshore

Esta subsecção trata os controlos implementados ao nível do conversor *offshore*. O objetivo da criação de qualquer controlo local neste degrau de conversão é a redução rápida da potência ativa injetada na ligação DC para que desta forma se atue rápida e eficazmente na regulação da tensão DC. Esta atuação irá permitir um obstáculo à subida brusca dos níveis de tensão DC garantindo assim a integridade do material durante a ocorrência de um defeito na rede continental. Para que este controlo se mostre eficaz, como consequência é necessário atuar também ao nível das turbinas de forma a que se reduza rapidamente a potência ativa produzida. Assim, através de um encadeamento de ações quer-se garantir a regulação eficaz da tensão DC.

A atuação ao nível do conversor pode ser feita através de duas alternativas, ou modular a frequência aumentando o seu valor proporcionalmente à subida da tensão DC, ou analogamente atuar na modulação da tensão AC *offshore*, baixando o seu valor consoante a subida da tensão DC. Para ambas as estratégias é necessário encontrar uma solução compatível para o controlo implementado ao nível da turbina, de modo a que o controlo encadeado garanta uma atuação eficiente na redução da potência ativa injetada na ligação DC e assim contrarie a subida da tensão DC.

Foram então implementados dois controlos ao nível do conversor *offshore* para modelar a tensão ou a frequência à saída do conversor.

As estratégias explícitas em 4.2.1 e 4.2.2 visam tirar partido da informação que a inesperada subida da tensão do lado DC como consequência do curto-circuito o lado AC, e para que o controlo encadeado altere as características da onda de tensão gerada no conversor *offshore* obtendo assim a resposta esperada pelo parque eólico na moderação da injeção de potência ativa. Permite-se desta forma transmitir a informação de uma perturbação a montante do conversor sem a necessidade de um canal dedicado ao efeito, aproveitando a informação local dos diferentes patamares de conversão.

4.2.1 Controlo da Frequência offshore em função da Tensão DC

Esta estratégia consiste em efetuar variações no valor da frequência da onda gerada ao nível do conversor *offshore* com o objetivo de através do aumento do valor da frequência se provoque a redução rápida da potência ativa injetada na ligação HVDC. A modelação da frequência é feita de acordo com a subida de tensão na ligação DC, o que permite de forma indireta acoplar as frequências *onshore* e *offshore*.

A modulação da frequência *offshore* com base na tensão DC é realizada a partir de uma *1-D lookup table* presente na biblioteca do *Matlab Simulink* e o seu modo de operação é descrito pela Figura 4.1.

Portanto para níveis de tensão superiores a 1.05 p.u. a modelação da frequência seguirá uma subida proporcional ao aumento da tensão DC, saturando a sua operação a 1.3 p.u. para um valor máximo 52 Hz de frequência modelada.

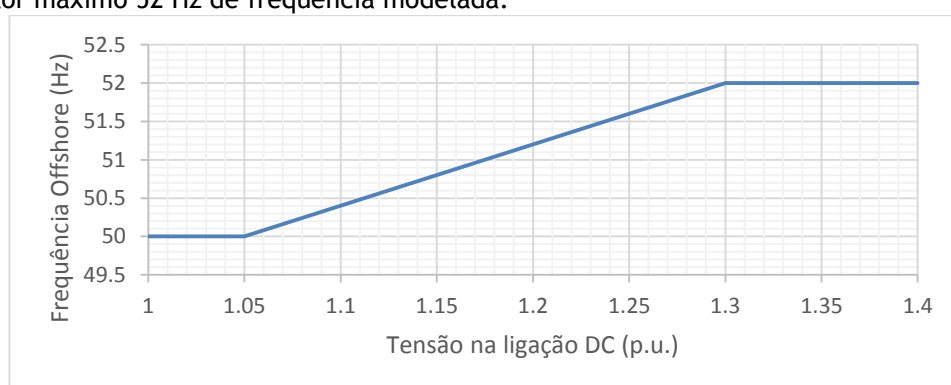


Figura 4.1 - Modulação da frequência *offshore* em função da tensão DC

4.2.2 Controlo Tensão AC Offshore em função da Tensão DC

O controlo implementado tem como função baixar os níveis de tensão da rede *offshore* em caso da subida da tensão DC, indo de encontro ao objetivo principal da sua criação que é a redução da injeção de potência ativa pelo parque eólico na ligação HVDC. É preciso que de forma encadeada, ao nível das turbinas através de controlos locais adicionais se proceda à redução da potência gerada uma vez que a reação natural da turbina a esta variação da tensão AC *offshore* não é suficiente para controlar a subida da tensão DC.

Na implementação deste controlo foi implementado um controlo com uma histerese de forma a obter uma resposta rápida do conversor à subida de tensão DC durante um defeito e para que quando a tensão DC está a voltar ao seu valor nominal após o defeito se suavize a recuperação da tensão AC *offshore* e consequentemente da potência ativa produzida pela turbina, controlada em função desta. O seu funcionamento pode ser observado na Figura 4.2.

O modelo de controlo consiste então em duas *lookup tables* uma para utilização na ocorrência de uma subida brusca de tensão na ligação DC, como é o caso na eventualidade de

um curto-circuito na rede continental, pretendendo-se no modo de operação desta que tenha uma atuação rápida e eficaz. A outra *lookup table* destina-se à descida de tensão após a atuação da aparelhagem de proteção e extinção do defeito e aqui pretende-se que a sua atuação seja rápida o suficiente para restabelecer a operabilidade do sistema, mas também mais suave do que a primeira situação de forma a evitar transitórios mais severos ao nível de fluxos de correntes.

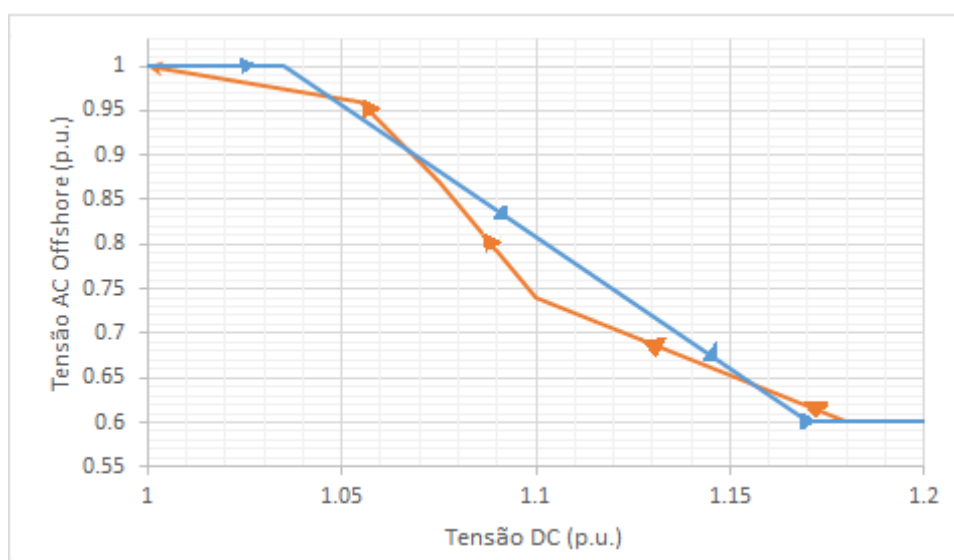


Figura 4.2 - Modo de operação do controlo com histerese implementada de Tensão AC *offshore* em função da variação da tensão DC

A atuação deste controlo ou do controlo explícito em 4.2.1 tem um atraso no tempo de atuação associado uma vez que depende da variação dos níveis de tensão DC, contudo esse atraso é pouco relevante já que os controlos implementados auxiliam o restabelecimento dos níveis nominais da tensão na ligação DC e da injeção de potência ativa na rede continental.

4.3 Controlo da injeção de Potência pelo Parque eólico

O dispositivo de controlo tratado nesta subsecção foi implementado nas turbinas eólicas nomeadamente ao nível do controlo do conversor do lado do rotor explícito em 3.3.1.1.1, no regulador de potência.

Foram feitas algumas alterações no modelo de controlo do aerogerador para que este tenha uma resposta adequada à variação de tensão ou frequência da rede. A operação deste controlo baseia-se na modelação do valor da Potência de referência que terá como consequência a alteração da corrente $I_{qr\ ref}$. Ao reduzir a referência de potência no conversor do lado do rotor, o binário elétrico é reduzido e a máquina acelera (a potência mecânica é praticamente

constante, a menos da sua variação com a velocidade, o que leva à atuação do controlo de pitch quando a velocidade máxima admissível para a máquina é atingida.

Para o efeito foi utilizada um bloco existente na biblioteca do *Matlab Simulink* denominado *1-D lookup table* que compara o valor de tensão ou frequência (conforme o tipo de controlo que esteja ativo) com o valor de referência e gera um novo *set-point* para a potência elétrica de referência e consequentemente um novo valor para $I_{qr\text{ ref}}$. Este modo de funcionamento é visível na Figura 4.3 e na Figura 4.4.

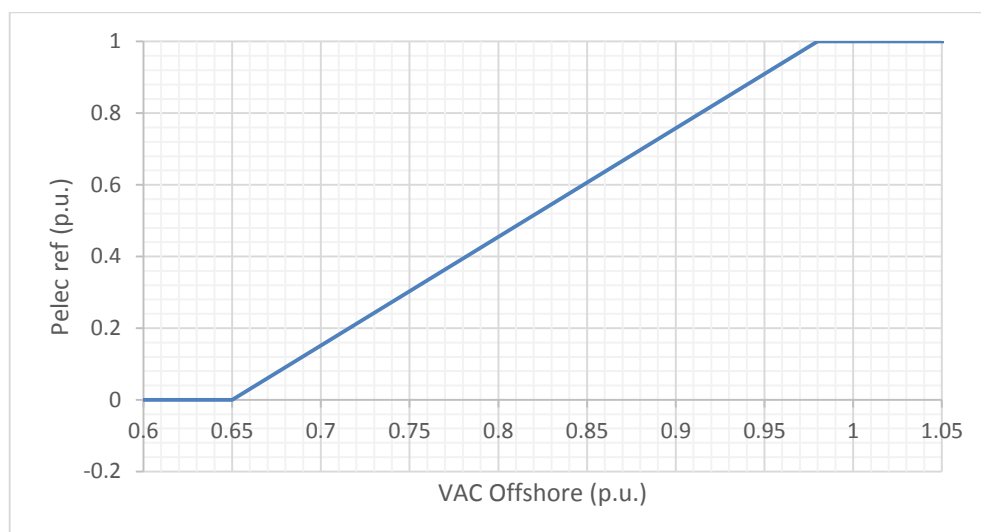


Figura 4.3 - Representação do controlo *droop* da potência elétrica de referência em função da tensão da rede *offshore* implementado ao nível da turbina

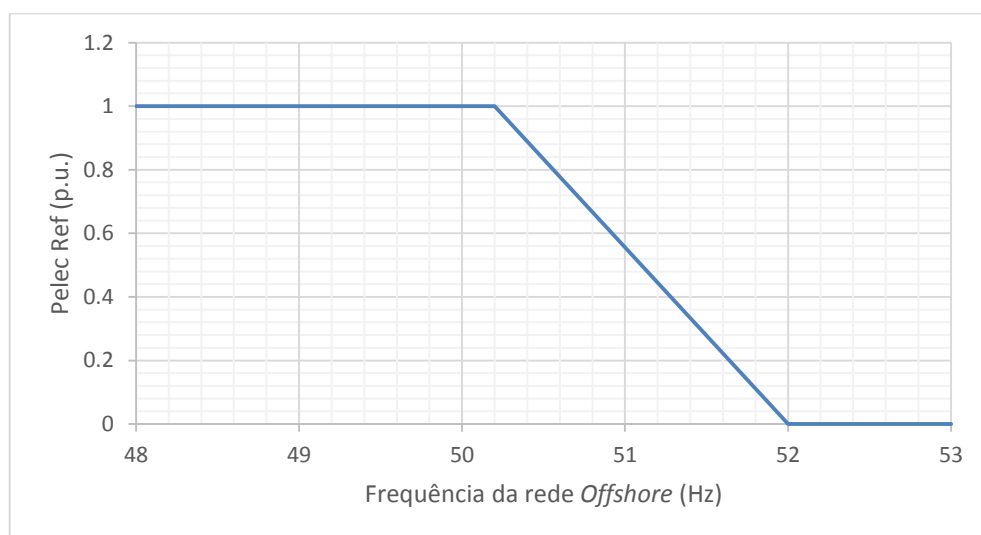


Figura 4.4 - Representação do controlo *droop* da potência elétrica de referência em função da frequência da rede *offshore* implementado ao nível da turbina

4.4 Chopper DC acoplado à ligação HVDC

Como forma de controlar a injeção de potência ativa por parte do parque eólico foi implementado um dispositivo denominado resistência *chopper* cuja operação consiste em dissipar uma certa quantidade de potência sob forma de calor.

O dispositivo em análise foi implementado como método de controlo do nível de tensão DC complementar, para defeitos com consequências mais severas em que os limites técnicos dos equipamentos sejam ultrapassados, mais propriamente consequências na subida da tensão DC para níveis nocivos à operação da ligação que os outros métodos de controlo não consigam eliminar (como apresentado em 4.2 e 4.3). Nesse caso e tirando partido a operação dos controlos na redução de potência ativa ao nível do parque eólico e dos conversores, espera-se que o *chopper* não tenha de ser dimensionado com a potência nominal da ligação/parque eólico, isto é, no caso de uma perturbação mais severo e com a operação dos outros controlos o chopper terá de apenas ser dimensionado para uma parte da potência nominal do parque eólico. No caso de estudo o chopper foi dimensionado para dissipar no máximo uma potência 0.33 p.u..

O modo de operação deste dispositivo e a sua integração com a ligação HVDC está graficamente explicita na Figura 4.5.

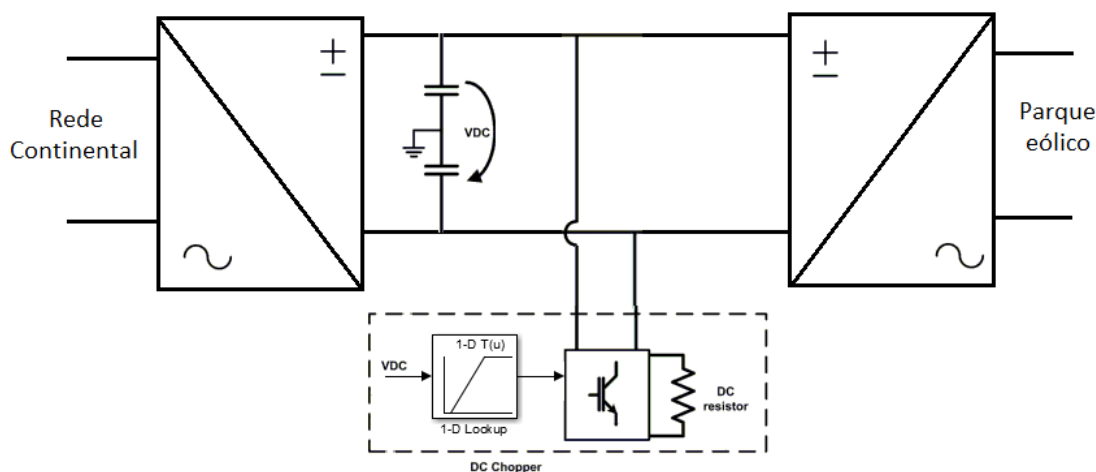


Figura 4.5 - Integração do Chopper no modelo da ligação HVDC, adaptado de [40]

Este dispositivo opera consoante o nível de tensão no terminal, isto é, dissipa potência de forma proporcional ao aumento do nível de tensão DC. A banda morta da operação deste dispositivo aceita valores de tensão até 1.1 p.u., sendo que seguidamente passa a dissipar potência proporcionalmente à subida do nível de tensão, atingindo um máximo de potência

dissipada aos 1.2 p.u.. O modo de operação do controlo de ativação do chopper pode ser observado na Figura 4.6- Modo de operação da resistência *chopper*.

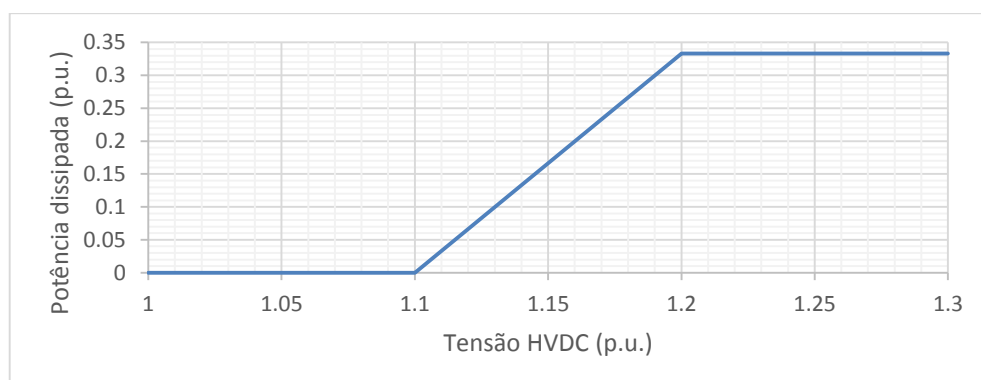


Figura 4.6- Modo de operação da resistência *chopper*

4.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as estratégias de controlo implementadas para a regulação da tensão DC nomeadamente ao nível do conversor *offshore* e ao nível das turbinas.

Os controlos implementados ao nível do conversor *offshore* têm como função a modelação da tensão ou frequência (consoante o tipo de controlo que esteja ativo) indo de encontro ao principal objetivo proposto que é a redução da potência injetada na ligação HVDC. A modelação no conversor *offshore* encadeia com a ação do controlo implementado nas turbinas que visa reduzir rapidamente a potência produzida pelo parque eólico.

A solução complementar aos controlos locais implementados reside na instalação de uma resistência *chopper* que tem como objetivo dissipar um valor de potência ativa acumulada na ligação DC consoante a subida da tensão DC. Este dispositivo encontra-se acoplado à ligação HVDC e representa uma solução adicional no caso dos outros controlos implementados não conseguirem lidar com a subida severa da tensão DC, dissipando então potência ativa de modo a que a tensão na ligação DC se mantenha dentro dos limites técnicos.

Pretende-se sobretudo com os controlos implementados conseguir controlar a subida brusca da tensão na ligação DC, consequência indireta do defeito na rede continental, através de controlos locais.

A avaliação da resposta global do sistema a diferentes tipos de curto-circuitos é feita no próximo capítulo, analisando o comportamento dinâmico dos conversores eletrónicos, da ligação HVDC e do parque eólico face aos controlos implementados.

Capítulo 5 Avaliação de Resultados

5.1 Introdução

Pretende-se neste capítulo apresentar os resultados globais do sistema antes e após a implementação dos métodos de controlo expostos no Capítulo 4. As diferentes estratégias serão avaliadas e serão analisadas diferentes tipos de defeitos de forma a perceber se o comportamento do controlo é adequado e se a operação da rede não fica comprometida.

Foram considerados os seguintes casos para análise:

- Caso Base: Modulação da tensão *offshore* em função da tensão DC + Redução de produção de potência no parque eólico;
- Análise ao controlo de redução de potência ativa através da modulação da frequência *Offshore*;
- Análise de sensibilidade do controlo de redução Potência ativa através da modulação da Tensão AC *Offshore*
- Análise de sensibilidade face aos requisitos de injeção de corrente reativa no conversor *onshore*;
- Análise de sensibilidade ao controlo chopper DC;
- Análise do comportamento dos controlos implementados em presença de um defeito assimétrico.

5.2 Caso de estudo

A rede de teste utilizada para testar os controlos implementadas está patente na Figura 5.1 e consiste numa rede continental representada por duas máquinas síncronas cargas e linhas de transporte, um parque eólico *offshore* e a sua rede adjacente, e a ligação HVDC que providencia a conexão entre a rede continental e o parque eólico. A rede foi criada e simulada através do software *Matlab Simulink*.

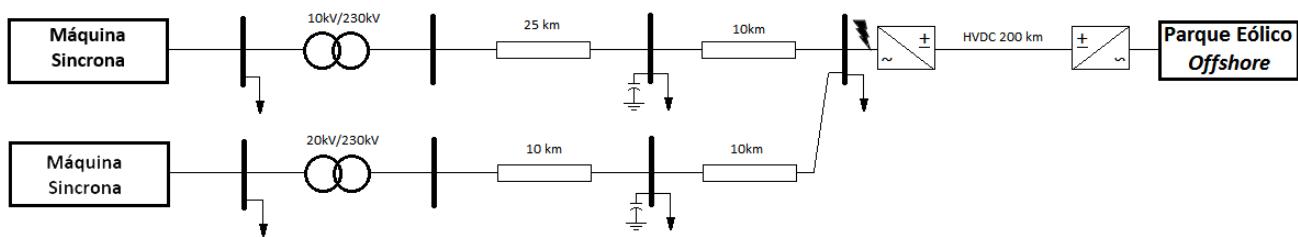


Figura 5.1 - Representação Unifilar da rede utilizada para a simulação

De modo a obter uma representação da rede *onshore*, esta foi modelizada através de duas máquinas síncronas, linhas de transmissão, transformadores e cargas.

O parque eólico utilizado é um modelo disponível nas bibliotecas do *software Matlab/Simulink*, no entanto foi modelizado como um único aerogerador equivalente de forma a simplificar o processamento uma vez que não existe interesse em ter o modelo detalhado de todos os aerogeradores presentes no parque.

A interface do parque eólico com a ligação DC e entre a ligação DC e a rede continental é feita em p.u..

Foi efetuada uma simulação de 100 segundos, considerando um defeito que ocorre na rede continental junto aos terminais de ligação ao conversor *onshore* durante 500 milissegundos (ms).

Como consequência do defeito verifica-se uma cava de tensão na rede continental o que irá limitar a capacidade de extração de potência do conversor HVDC-VSC *onshore*. Esta limitação aliada ao fluxo de potência que está a ser importado do parque eólico irá provocar um aumento de tensão na ligação HVDC, que pode chegar a níveis severos não comportáveis pelo equipamento devido ao desacoplamento de tensões entre o parque eólico e a ligação HVDC e a consequente produção contínua do parque (uma vez que não sentiu quaisquer oscilações).

O desafio imposto prende-se com o controlo do aumento da tensão na ligação HVDC através de uma resposta na produção de potência ativa pelo parque eólico, para que sejam atenuados os efeitos desse aumento.

As simulações efetuadas destinam-se a verificar a operação do sistema sobre os controlos implementados para que a tensão na ligação DC seja controlada e não ultrapasse os valores máximos admissíveis durante a ocorrência de um curto-circuito na rede continental.

5.3 Resposta dinâmica global do sistema a um curto-circuito na rede continental

Esta subsecção serve para observar a resposta das componentes dinâmicas do sistema após a implementação das estratégias de controlo descritas no Capítulo 4.

5.3.1 *Caso Base*

Para o caso base de análise foi considerado um defeito simétrico aos terminais do conversor *onshore*. Trata-se de um curto-circuito franco o que causará os efeitos mais severos no sistema como se poderão ver adiante nesta secção. Nesta análise ainda não se encontra implementada estratégia de controlo que trata a resistência chopper DC referida em 4.4. A estratégia de controlo utilizada para este caso base reside na modulação da tensão AC *offshore* em função da subida de tensão DC, analisada em 4.2.2.

Inicialmente verifica-se o comportamento da rede continental. O defeito em questão tem como consequência direta a cava de tensão que se verifica na Figura 5.2, reduzindo momentaneamente a tensão da rede a aproximadamente 0 p.u., o que provoca uma oscilação na frequência da rede de cerca de 1.2 Hz (ver Figura 5.3) provocada numa fase inicial pela aceleração das máquinas síncronas dada a elevada diminuição da tensão da rede e a consequente quebra na injeção de potência por parte das máquinas. Após a extinção do defeito, existe uma desaceleração das máquinas síncronas derivado da reposição de tensão na rede e a reposição de carga na rede.

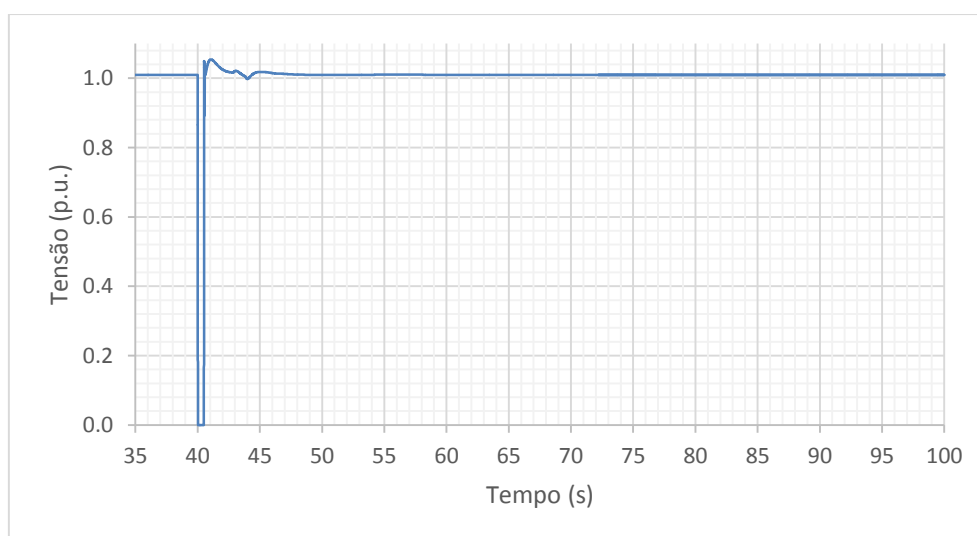


Figura 5.2 - Tensão na rede continental

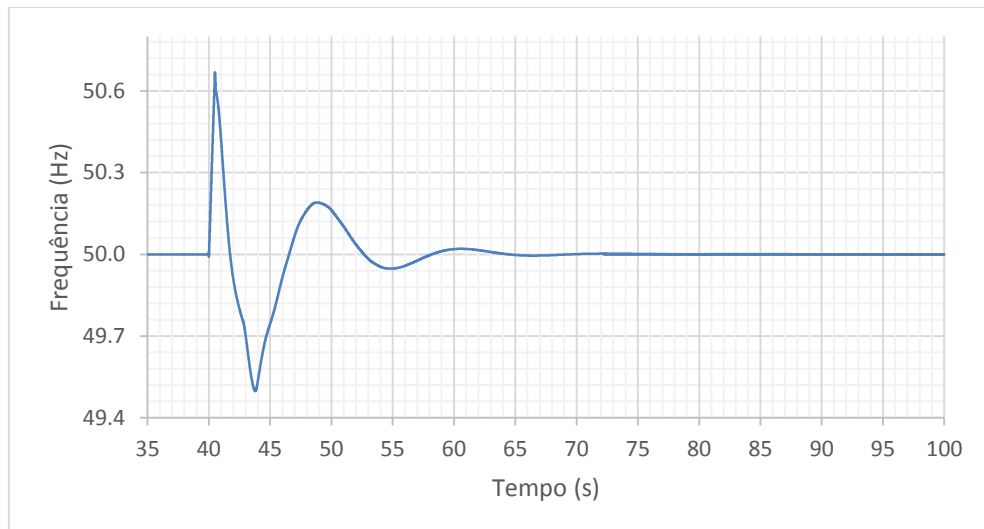


Figura 5.3 - Frequência da rede continental

Na Figura 5.4 pode observar-se o comportamento dinâmico da tensão na ligação HVDC sem qualquer tipo de controlo implementado e facilmente se verifica que sem qualquer tipo de controlo ao nível da injeção de potência ativa por parte do parque eólico a tensão na ligação HVDC atinge valores catastróficos para o material de quase 6 p.u., implicando por isso a saída de serviço do parque eólico. Devido à utilização do controlo de redução de potencia ativa ao nível do parque eólico *offshore* durante a ocorrência do defeito é possível verificar que como consequência dessa redução (visível na Figura 5.5) a tensão aos terminais da ligação DC já se torna mais controlada e tende para 1.4 p.u..

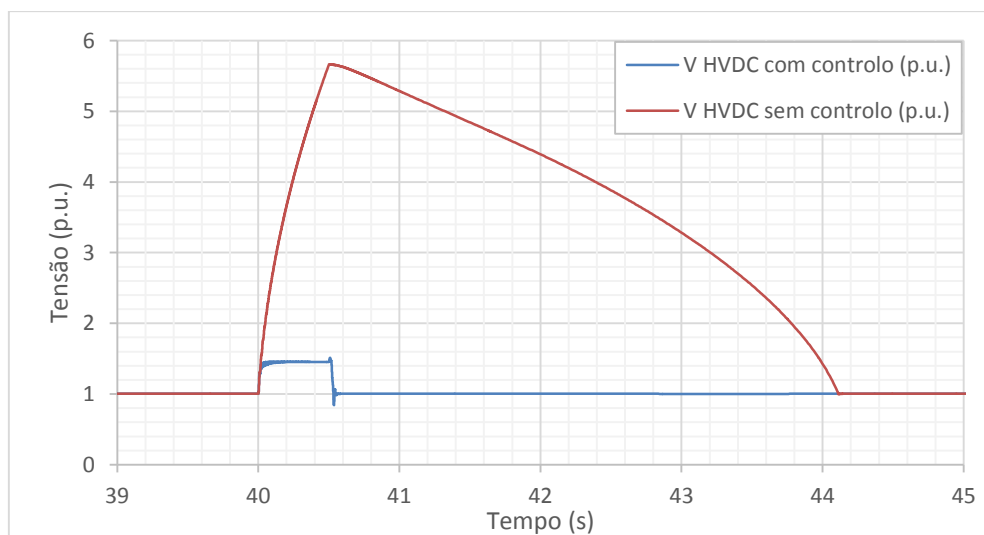


Figura 5.4 - Tensão aos terminais na ligação HVDC, com e sem medidas de controlo implementadas

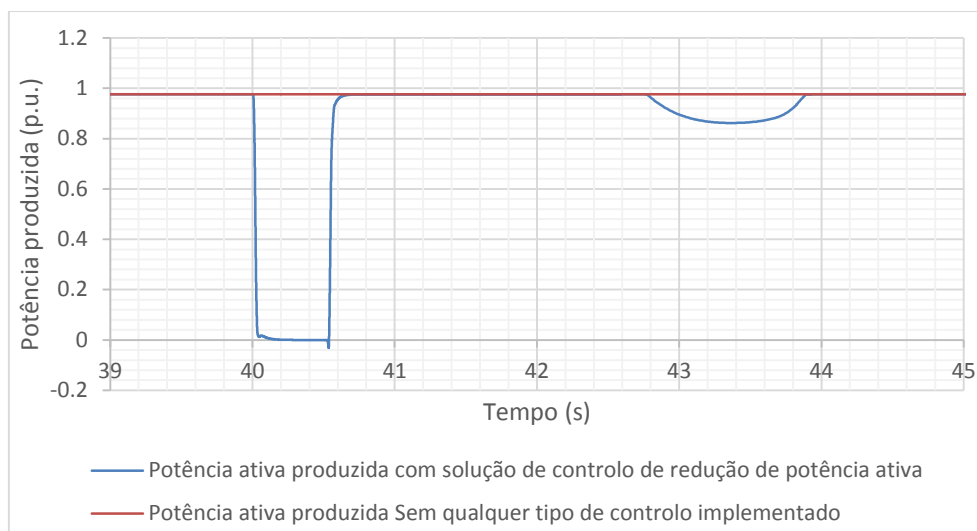


Figura 5.5 - Comparação da produção de potência ativa por parte do parque eólico, com e sem estratégias de controlo de redução de potência ativa implementadas

Ainda em análise à Figura 5.5 verifica-se uma pequena oscilação na potência produzida entre os 42 e os 44 segundos que fica a dever-se ao restabelecimento e estabilização da operação do aerogerador. É possível ver pela Figura 5.8 e Figura 5.9 que no mesmo instante (42seg-44seg) a produção de potência acompanha a curva do binário elétrico e da velocidade angular da turbina.

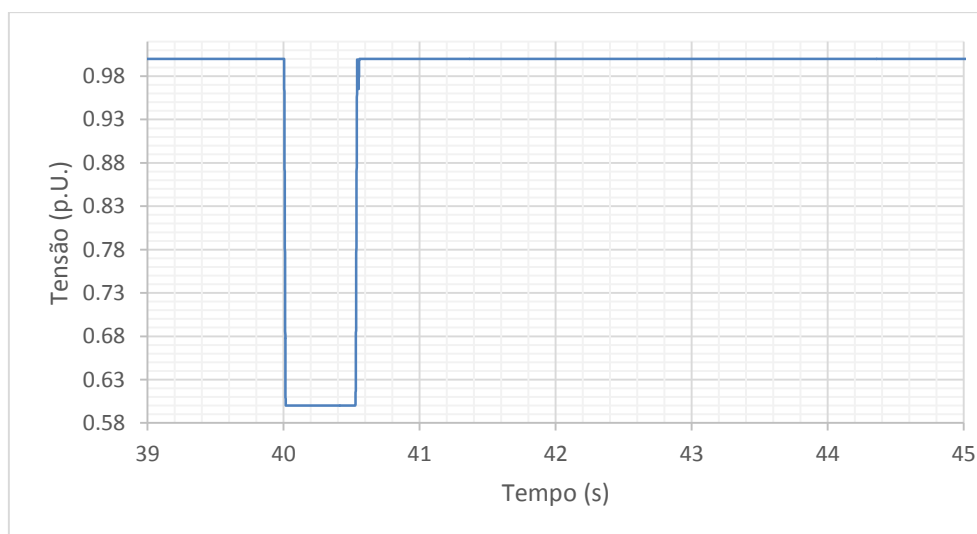


Figura 5.6 - Tensão AC na rede *offshore*

Fica patente que sem a implementação de controlos ao nível do conversor *offshore* e ao nível dos aerogeradores, o fornecimento de potência mantém-se constante, fruto do desacoplamento entre a rede *offshore* e a rede continental.

Na Figura 5.7 pode observar-se a corrente à saída do aerogerador. Tendo o conversor *offshore* limites técnicos de operacionalidade, o valor desta corrente não pode ultrapassar 1 p.u. para que se mantenha a integridade do conversor. Verifica-se que não existem efeitos transitórios nocivos para o conversor que elevem o valor da corrente para fora dos limites técnicos.

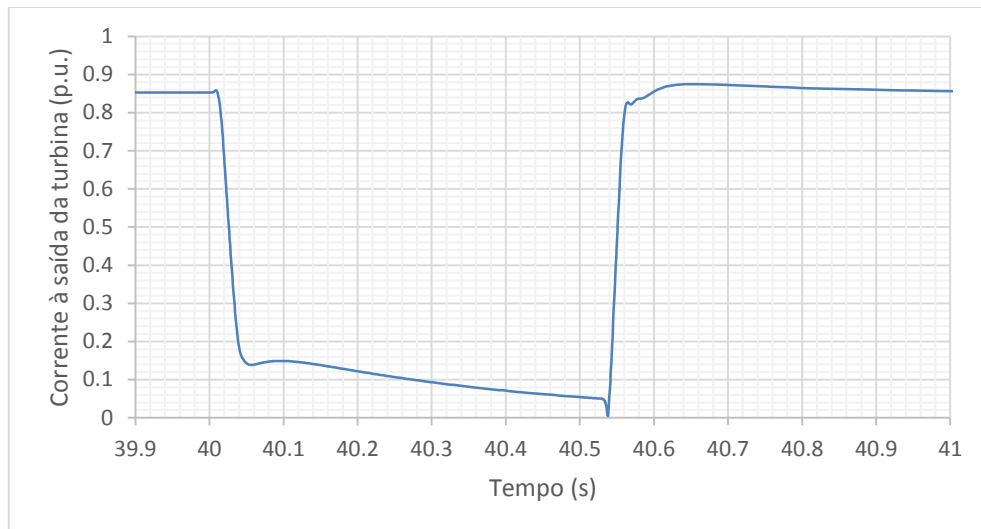


Figura 5.7 - Corrente à saída da turbina

A redução de produção de potência ativa por parte do parque eólico é resultante da desmagnetização do estator após a aceleração da turbina, através da diminuição da potência de referência o que diminui assim o binário elétrico como se pode observar na Figura 5.8. A ação da turbina ($P(V_{AC\ OFFSHORE})$) consegue assim complementar a operação dos controlos implementados no conversor *offshore* ($V_{AC\ OFFSHORE}(V_{DC})$) para a duração deste defeito. Na Figura 5.9 está presente a variação na velocidade angular da turbina. A aceleração da turbina provocará a atuação do controlo de pitch para a moderação da velocidade da turbina de forma a que esta não ultrapasse a velocidade máxima de rotação (Figura 5.10). Observa-se a aceleração da turbina de forma linear, onde após a extinção do defeito, e tendo em consideração a constante de inércia do gerador, este volta à sua operação normal.

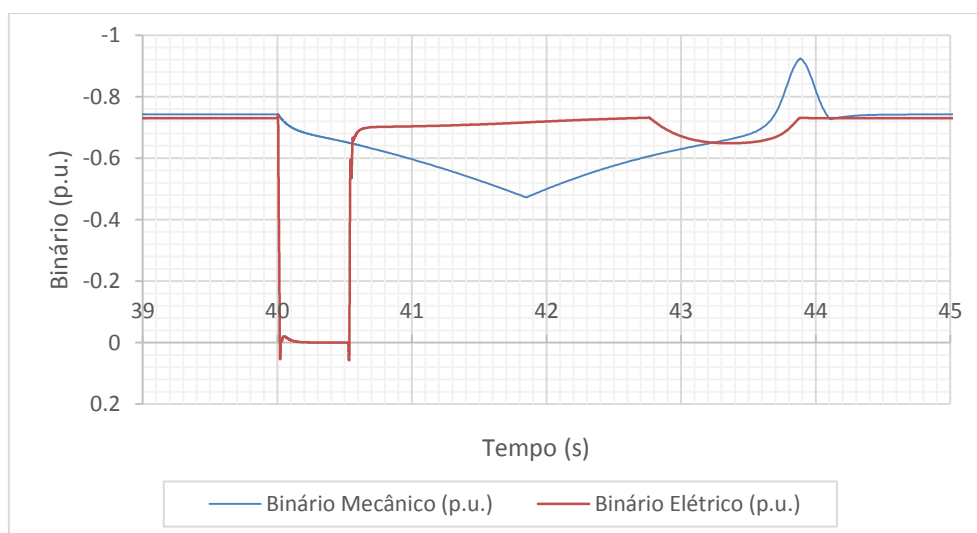


Figura 5.8 - Reação dos binários no aerogerador à ação das estratégias de controlo

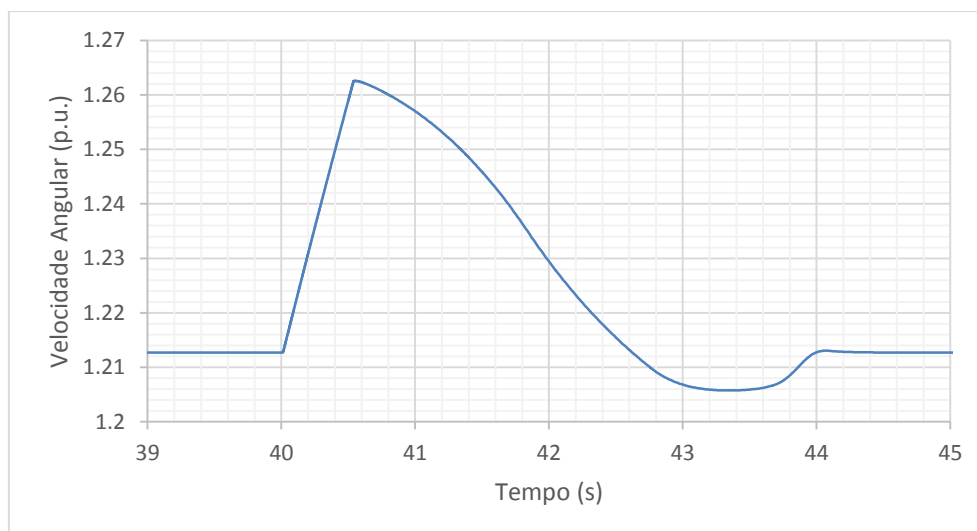


Figura 5.9 - Velocidade Angular da turbina em resposta ao curto-circuito

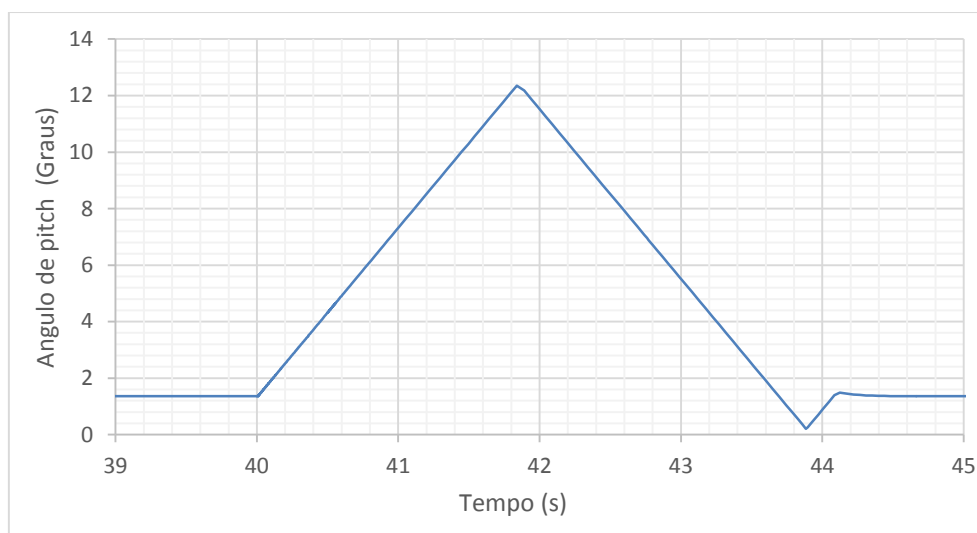


Figura 5.10 - Ângulo de *Pitch* da turbina

Na Figura 5.11 pode constatar-se o que acontece ao nível das correntes rotóricas. Depois da atuação do controlo implementado ao nível do rotor da turbina na diminuição da potência de referência a componente I_{qr} segue o padrão da potência de referência alterado e vê o seu valor descer a sensivelmente 0 levando à diminuição da produção de potência ativa pela turbina. Verificando a componente I_{dr} esta sofre uma pequena diminuição de cerca de 0.1 p.u., permitindo à turbina produzir potência reativa durante o período em que a componente I_{qr} é zero.

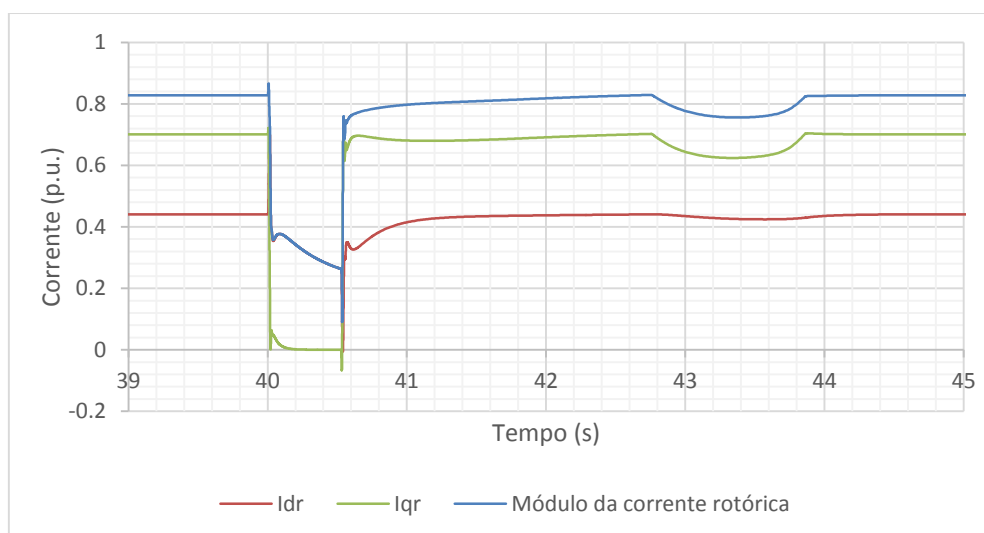


Figura 5.11 - Correntes Rotóricas

Numa análise ao condensador DC presente no conversor rotórico observa-se pela Figura 5.12 que no instante da ocorrência do defeito, a tensão aos terminais do condensador sofre uma diminuição no seu valor, significando uma perda de carga elétrica no condensador. Esta diminuição acompanha a diminuição da corrente rotórica, retomando o seu valor nominal em cerca de 200 milissegundos. A situação inversa dá-se no momento da extinção do defeito e do restauro do valor nominal do módulo da corrente rotórica. Verifica-se uma sobretensão de 80 V no instante em que a corrente rotórica se encontra a restabelecer o seu valor nominal após o desaparecimento do curto-circuito na rede.

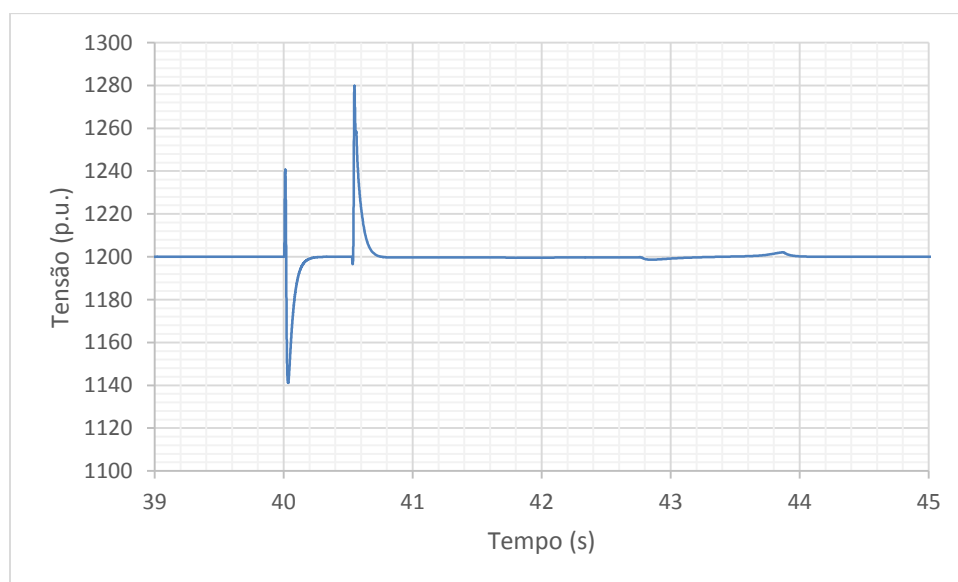


Figura 5.12 - Tensão DC no conversor do lado do rotor

5.3.2 *Análise ao controlo de redução de potência ativa através da modulação da frequência offshore*

Esta análise serve para estudar a eficiência do controlo *droop* Potência ativa-Frequência *offshore*.

As condições de defeito são iguais às presentes no caso base e para esse mesmo defeito demonstra-se a partir da Figura 5.13 que não se consegue mitigar as consequências do defeito com este tipo de controlo. Apesar de se conseguir limitar a tensão DC a 1.4 p.u. evitando resultados ainda mais catastróficos (como se verificou em 5.3.1 com os valores da tensão DC a atingirem os 6 p.u. para uma situação sem qualquer tipo de controlo) este valor ainda é demasiado alto para garantir uma operação correta do sistema.

A frequência *offshore* é modelada de forma a aumentar linearmente em função da tensão DC, provocando a resposta do parque eólico e do dispositivo local de redução de potência ativa em função do aumento da frequência da rede.

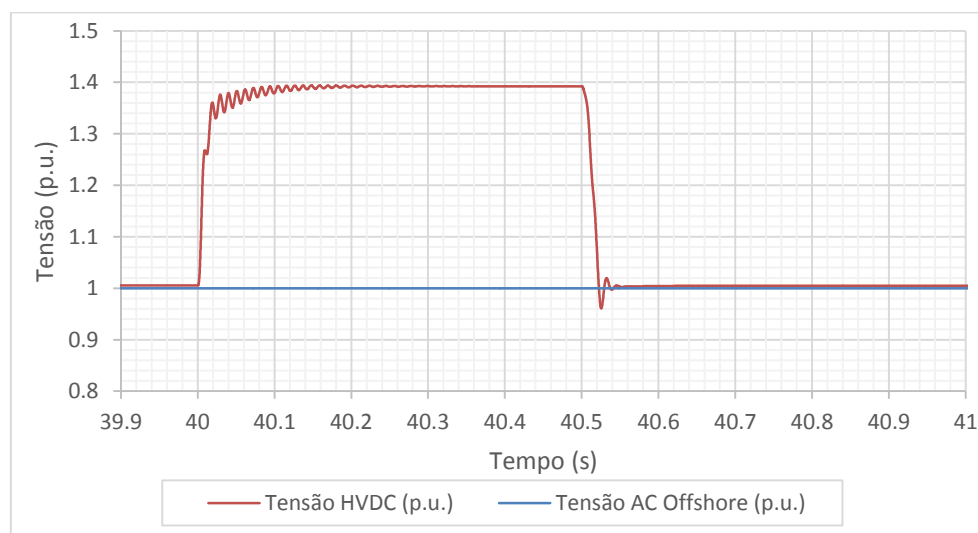


Figura 5.13 - Tensões em diferentes pontos do sistema

Analisando a Figura 5.15 observa-se que a redução de potência ativa gerada pelo parque eólico atinge valores muito próximos de 0 p.u. após a modelação da frequência no conversor *offshore*.

A modelação da frequência observada na Figura 5.14 envolve uma comutação elevada ao nível do conversor *offshore* e representa uma mudança extremamente brusca dos valores de frequência. No instante em que se dá o defeito, aos 40 segundos, o gradiente da frequência em função do tempo é muito elevado, tanto que a variação da frequência imposta é de 2 Hz e o tempo de subida é de apenas 14 milissegundos. Esta alteração de estados é demasiado severa e na realidade é impraticável em sistemas elétricos.

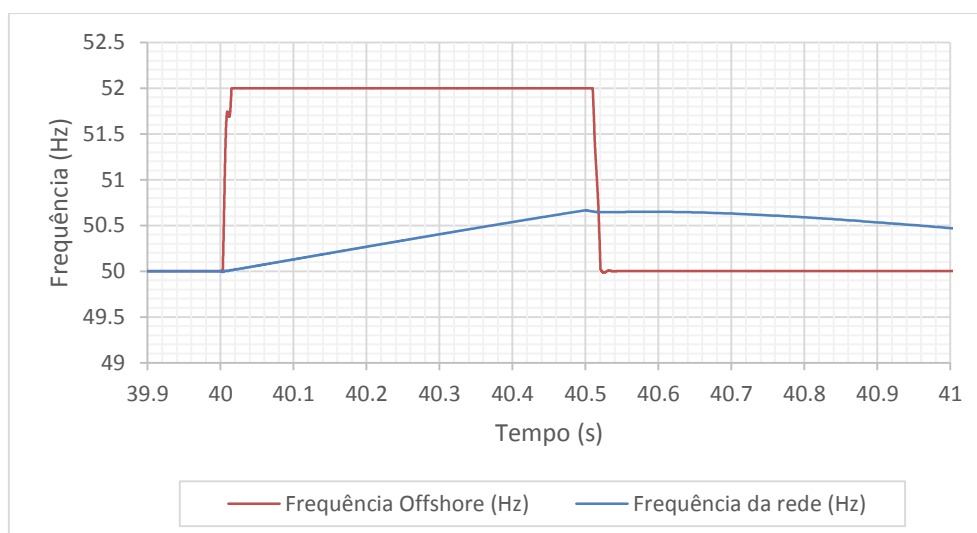


Figura 5.14 - Frequências do sistema

Da Figura 5.15 percebe-se que a malha de controlo ao nível da turbina atuou relativamente à modelação da frequência no conversor, e diminui a produção de potência ativa do aerogerador.

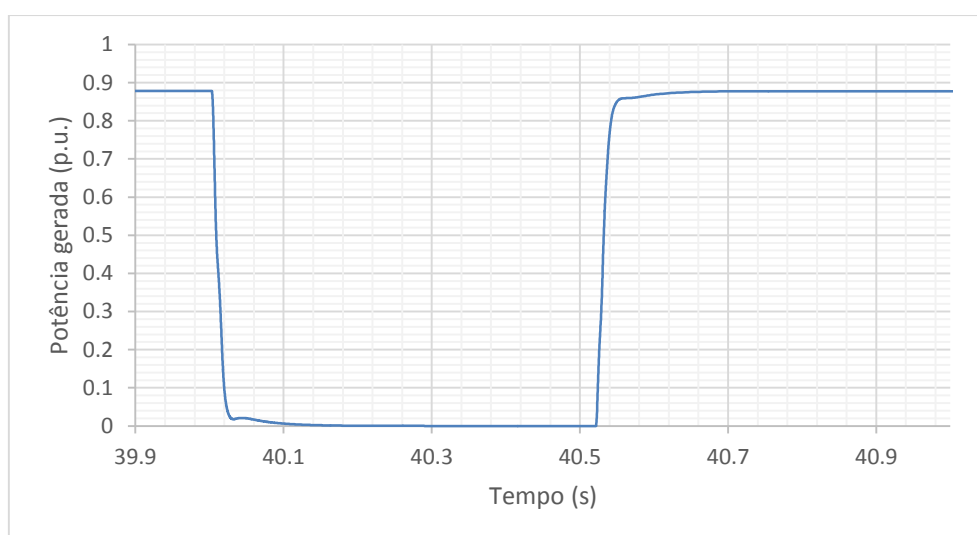


Figura 5.15 - Potência gerada no Parque Eólico

Apesar do comportamento global deste controlo em cascata ter resultados relevantes que poderiam ser possivelmente melhorados com a instalação de um chopper DC para dissipar a potência excedente a ser injetada na ligação DC, a verdade é que devido ao gradiente da frequência *offshore* em ordem ao tempo no instante em que se dá o defeito ser muito elevado, e num caso real impossível de praticar, este tipo de controlo não é efetivo.

Conclui-se assim que a solução não serve aos objetivos do controlo implementado devido às variações bruscas de frequência que são exigidas e na realidade impraticáveis, sendo necessário aplicar a estratégia baseada modulação da tensão para controlar a potência injetada na ligação HVDC.

5.3.3 *Análise de sensibilidade do controlo de redução Potência ativa através da modulação da Tensão AC Offshore*

Esta análise de sensibilidade pretende analisar os efeitos que a variação no controlo droop potência ativa - tensão *offshore* tem nas variáveis dinâmicas do sistema.

Em conjunto com a Figura 5.16 pode analisar-se o modo de operação do controlo droop para os diferentes casos. A operação deste controlo inicia-se sempre para valores tensão *offshore* inferiores a 0.98 p.u., e dá-se uma redução no *set-point* de potência ativa proporcionalmente à redução da tensão *offshore*. Esta redução para o caso base atinge o valor mínimo de potência de 0 p.u. para uma tensão de 0.65 p.u., sendo que para tensões menores do que este valor o funcionamento deste controlo reside numa zona de banda morta com a potência a 0 p.u.. O mesmo modo de operação verifica-se para os outros dois casos, no entanto a ação termina a uma tensão de 0.85 p.u. para o caso A, e de 0.95 p.u. para o Caso B.

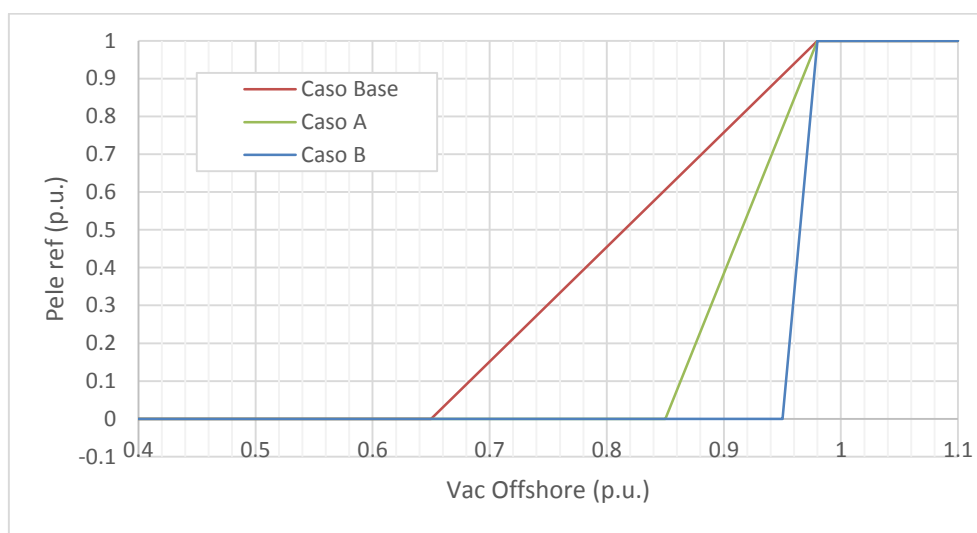


Figura 5.16 - Diferentes casos de estudo do controlo *droop* Potencia Ativa-Tensão *Offshore*

Pela Figura 5.18 verifica-se que para qualquer um dos casos em análise a tensão HVDC ultrapassa os limites técnicos impostos de 1.2 p.u., contudo o facto de no caso B se verificar uma atuação mais precoce do controlo droop Potência Ativa-Tensão *Offshore* como é possível ver no detalhe da Figura 5.17, origina uma resposta menos severa por parte das componentes dinâmicas ao nível da ligação HVDC.

A diferença entre o Caso Base e o Caso B relativamente ao nível de tensão DC na ligação é de quase 0.1 p.u. o que indica que quanto maior for o declive da reta do controlo *droop* mais rápida será a atuação deste controlo, e quanto maior for a tensão de ativação do controlo, mais cedo este iniciará a sua ação, originando resultados menos severos.

Optou-se no entanto por utilizar o controlo referido como caso base, que apesar de não ter o melhor resultado pretendido, é o que apresenta um funcionamento mais estável e oferece um resultado mais uniforme para diferentes tipos de perturbações.

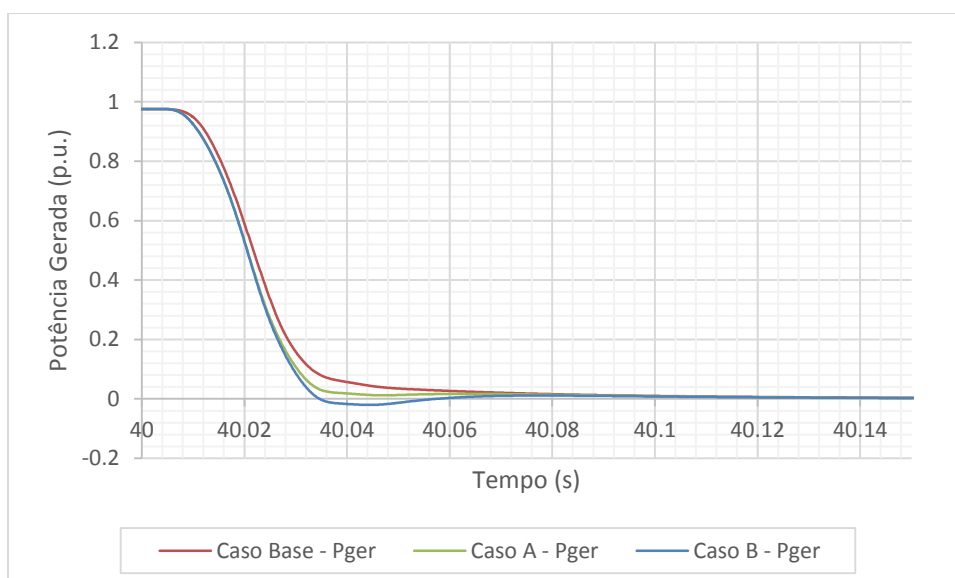


Figura 5.17 - Detalhe dos valores de potência gerada pelo parque eólico no instante do defeito

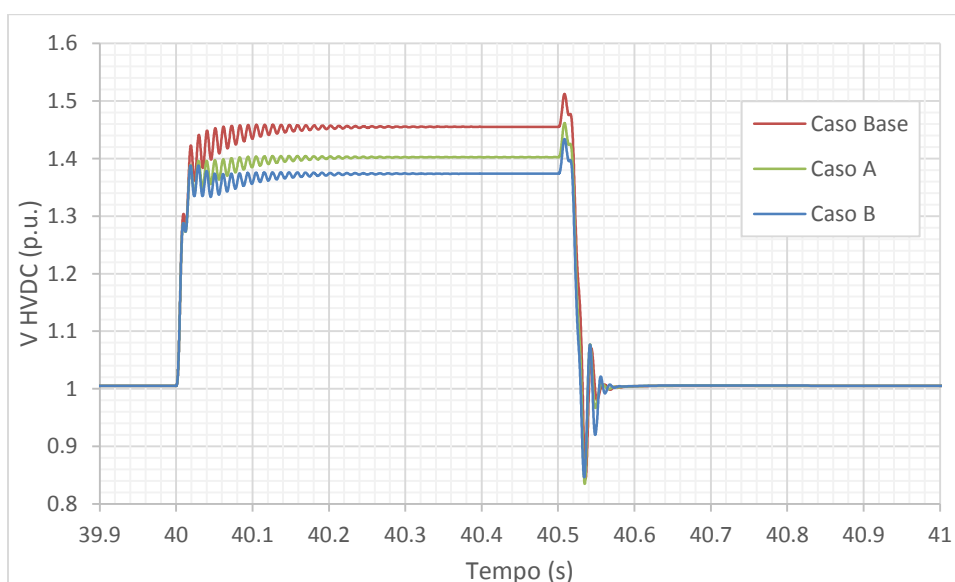


Figura 5.18 - Tensão na ligação HVDC para os diferentes casos em estudo

5.3.4 *Análise de sensibilidade face aos requisitos de injeção de corrente reativa no conversor onshore*

Nesta subsecção efetua-se uma análise ao comportamento do controlo implementado no conversor *onshore*.

Em 5.3.3 foi estudada uma situação extrema de um defeito que leva a tensão junto ao conversor *onshore* a zero. Aqui, pretende-se verificar e analisar outras situações, cujas consequências do defeito não façam com que a queda de tensão verificada na rede, embora de valor significativo, não leve a que a tensão seja zero junto ao conversor *onshore*. Desta forma, há alguma margem para gerir alguma capacidade de gestão da componente ativa de corrente face aos requisitos de corrente reativa, e consequentemente limitar os efeitos sobre a subida da tensão DC.

Para a análise de sensibilidade recorrem-se a três casos de estudo distintos cujo ponto de operação de cada caso respetivo se encontra explicito na Figura 5.19. Foi alterada a relação no controlo *droop* corrente I_q e tensão da rede continental. Esta alteração visa verificar o efeito que os diferentes níveis de injeção de correntes ativas e reativas pode ter na regulação de tensão da ligação HVDC.

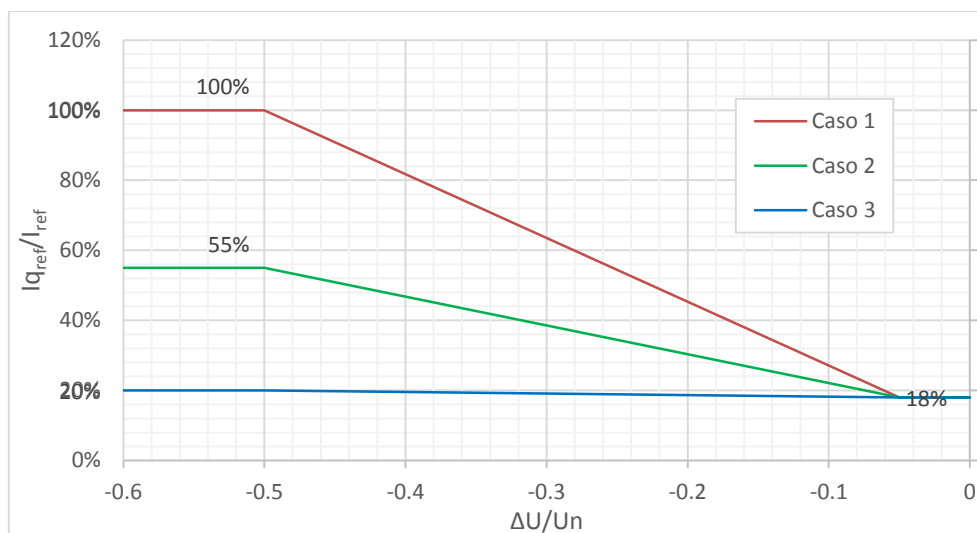


Figura 5.19 - Pontos de operação do conversor *onshore* estudados para a análise de sensibilidade

Para que se possa verificar o efeito destas alterações é necessário simular um defeito mais brando, cuja consequência não seja uma queda de tensão tão severa e perto de 0 p.u. Para isso procedeu-se à simulação de um defeito simétrico aos terminais do conversor *onshore* no entanto com uma impedância de defeito de 5 Ω . O nível de tensão da rede durante o defeito desce assim para 0.2 p.u. como se pode observar na Figura 5.20, podendo agora obter uma resposta adequada a uma análise cuidada.

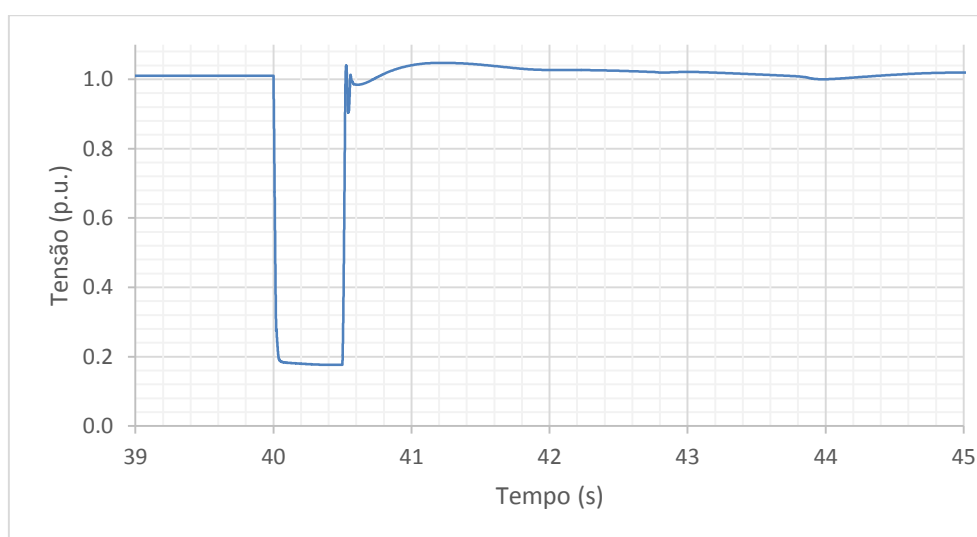


Figura 5.20 - Tensão da rede continental medida aos terminais do conversor *onshore*

Através de uma análise à Figura 5.21 verifica-se que o caso com menor requisito de injeção de corrente reativa, caso 3, é o caso que apresentou mais aptidão para mitigar a subida da tensão DC.

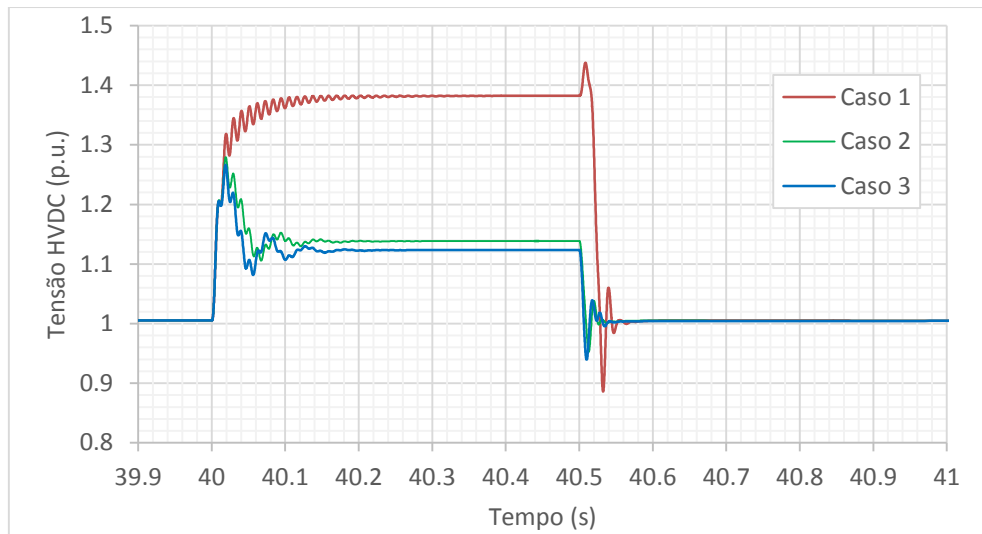


Figura 5.21 - Tensão na ligação HVDC para os diferentes casos em análise

5.3.4.1 Caso 1

O controlo droop tensão da rede/corrente reativa a injetar neste caso encontra-se limitado a 1 para tensões iguais ou inferiores a 0.5, ou seja, para esses valores de tensão, o conversor encontrar-se-á a injetar apenas corrente reativa (respeitando os limites técnicos do conversor impostos pela equação (3.28)), tal como se observa na Figura 5.22.

Tendo o defeito simétrico como consequência a descida da tensão da rede abaixo de 0.5 p.u. o requisito de injeção de corrente reativa implementado leva a que não possa ser injetada corrente ativa, e para evitar a subida de tensão da ligação DC, a potência produzida pelo parque eólico vai rapidamente tender para 0 p.u. como se pode verificar na Figura 5.23 mitigando assim qualquer efeito que este controlo pudesse ter.

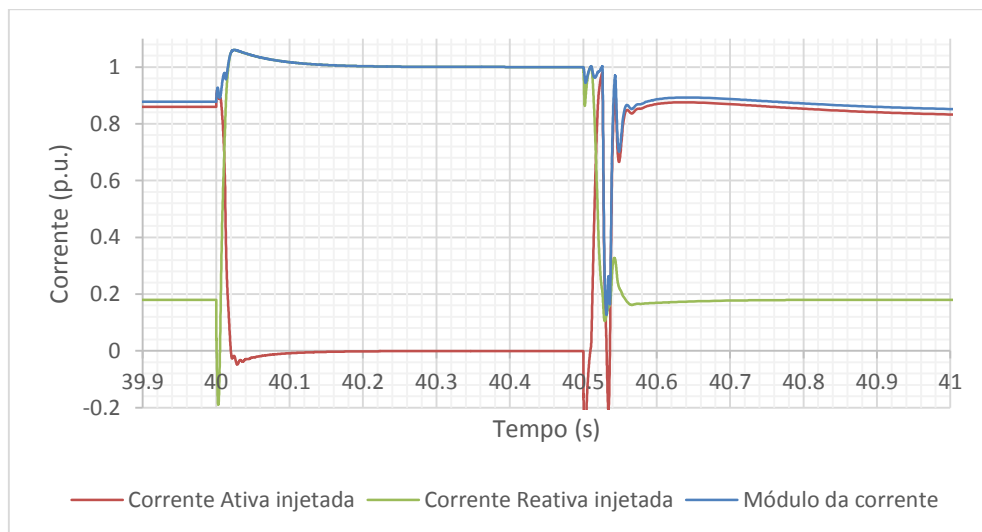


Figura 5.22 - Correntes injetadas durante o defeito para o Caso 1

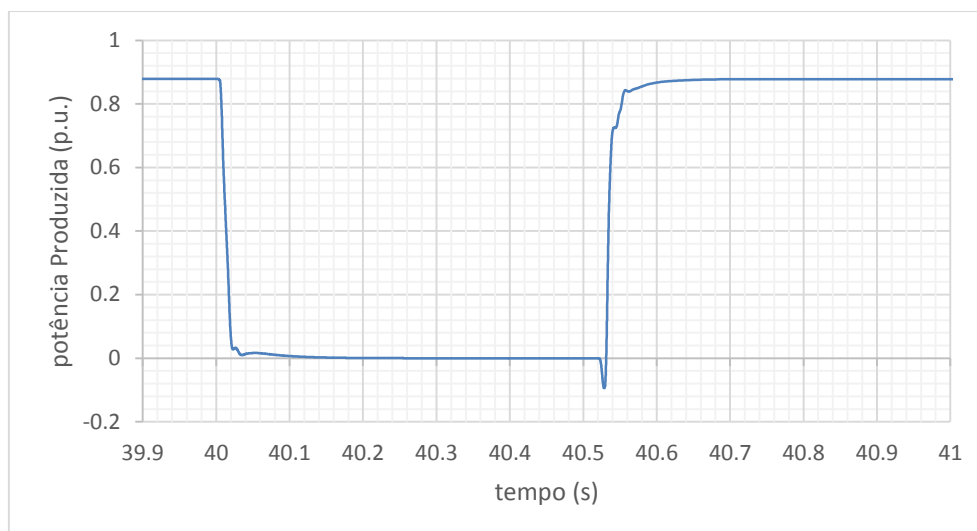


Figura 5.23 - Perfil da potência produzida pelo parque eólico no Caso 1

5.3.4.2 Caso 2

A corrente reativa encontra-se agora limitada a 55% para valores de tensão da rede continental menores do que 0.5 p.u. pelo que existe margem para poder injetar corrente ativa o que influencia a potência ativa que é injetada na rede onshore durante o defeito. Nesse caso, para que a tensão DC seja controlada, o parque não precisa de ir a zero, ficando neste caso a produzir 0.24 p.u. (Figura 5.25).

Ao injetar mais corrente ativa face á reativa na rede continental é possível descongestionar a potência acumulada na ligação HVDC, conseguindo-se atenuar assim a subida da tensão na mesma.

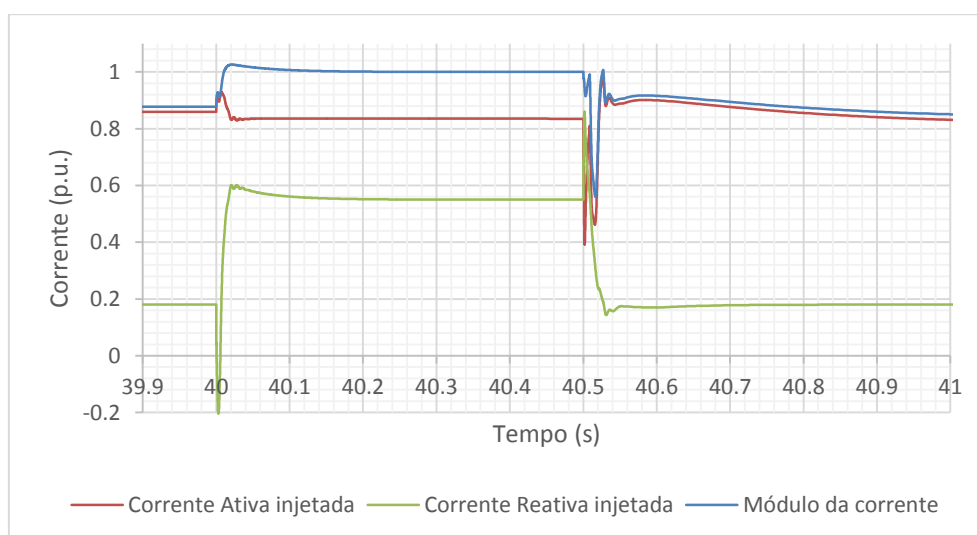


Figura 5.24 - Correntes injetadas durante o defeito para o Caso 2

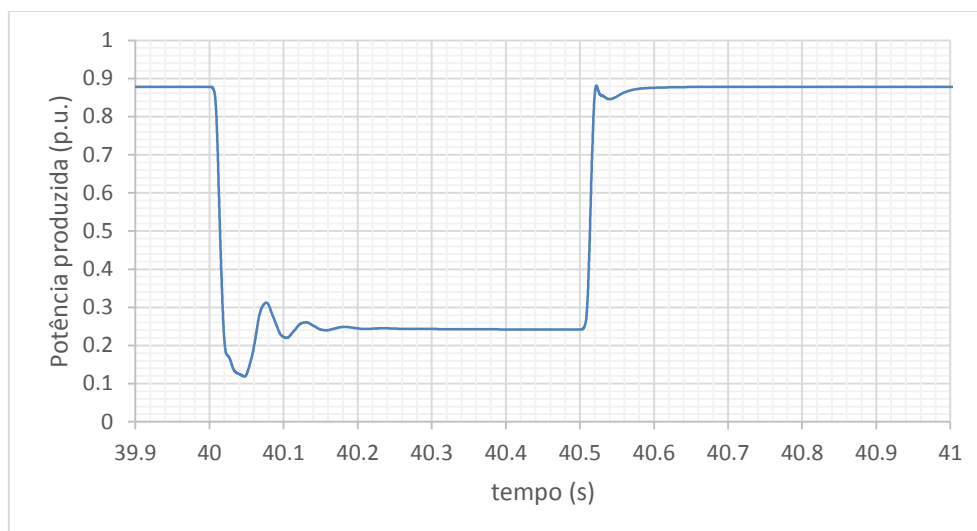


Figura 5.25 - Perfil da potência produzida pelo parque eólico no Caso 2

5.3.4.3 Caso 3

Pela mesma analogia ao raciocínio efetuado no Caso 2 verifica-se na Figura 5.21 que para este caso se obteve o melhor resultado desta análise de sensibilidade. Através da Figura 5.26 verifica-se que existe uma maior componente ativa da corrente a ser injetada o que permite uma maior regulação da tensão DC.

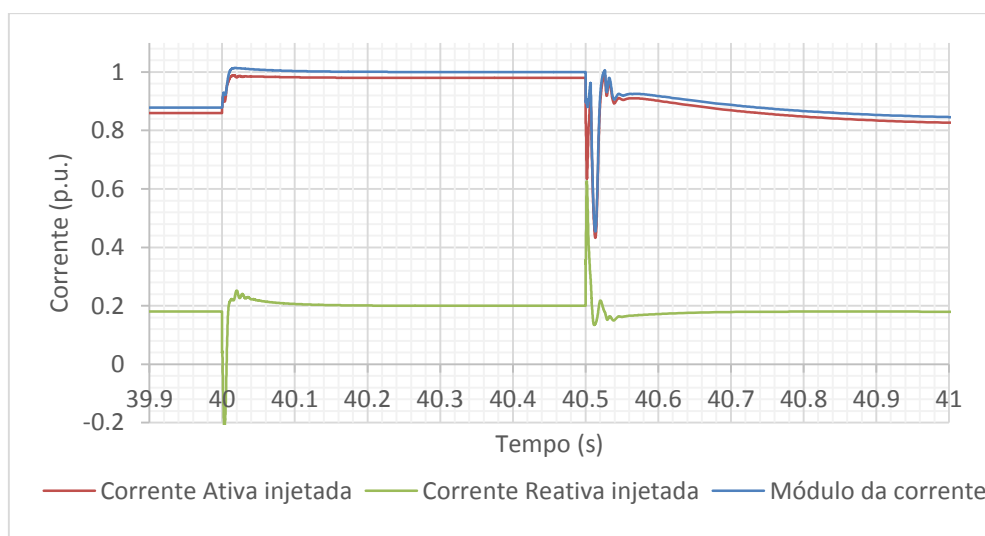


Figura 5.26 - Correntes injetadas durante o defeito para o Caso 3

Ainda observando a Figura 5.27 verifica-se que face ao Caso 2, neste caso o parque eólico não precisa de diminuir tanto a sua produção, tendo ficado estabilizada aos 1.3 p.u..

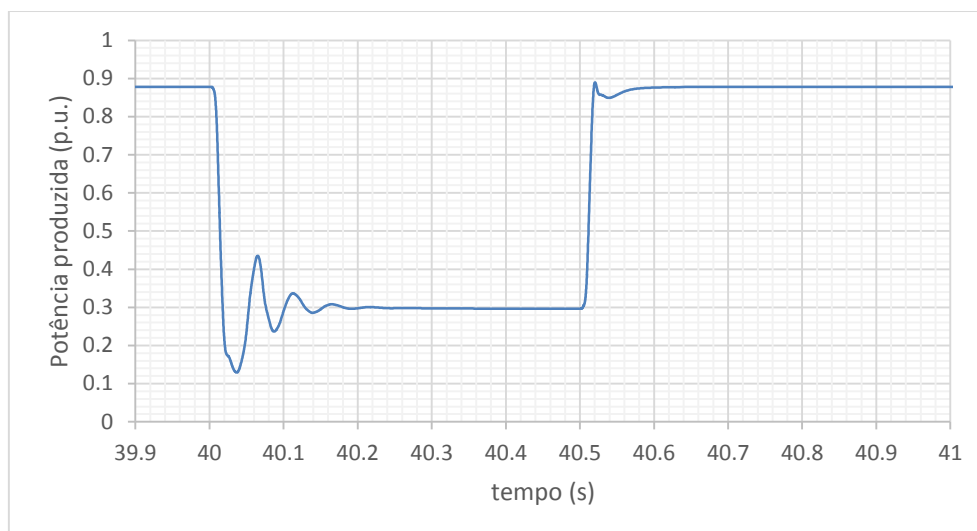


Figura 5.27 - Perfil da potência produzida pelo parque eólico no Caso 3

Pode então afirmar-se pela observação da Figura 5.19 e da Figura 5.21 que quanto menor for o requisito de injeção de corrente reativa, mais fácil será mitigar a sobrelevação da tensão DC, e com menos esforço ao nível do parque eólico, no entanto como se verifica pela Figura 5.28 com efeitos negativos na regulação da tensão da rede continental durante a cava de tensão agravando o valor atingido por esta.

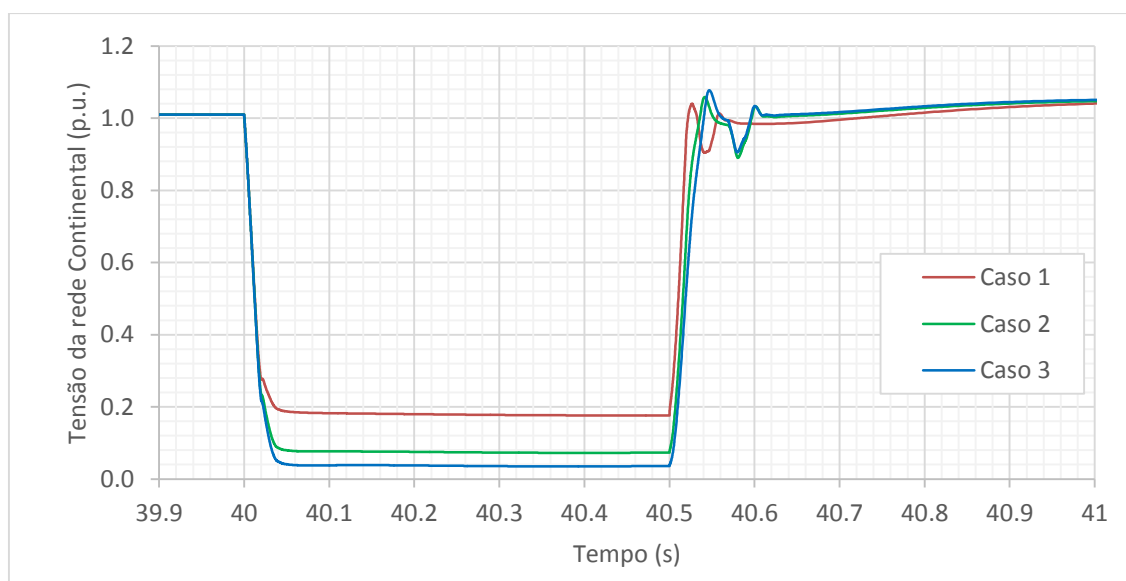


Figura 5.28 - Tensão da rede Continental para os diferentes casos

A necessidade de cumprir com os requisitos dos códigos de rede, e a exigência de injetar corrente reativa reflete-se numa limitação da injeção de corrente ativa. Este facto ir-se-á traduzir numa mais difícil regulação da tensão DC como se pôde constatar na Figura 5.21 pelos níveis de tensão do caso 1.

Verifica-se que apesar de através da regulação do requisito de injeção de corrente reativa ao nível do conversor *onshore* se conseguir mitigar a sobrelevação da tensão na ligação de corrente

continua, o fator preponderante continua a assentar na redução rápida da potência produzida pelo parque eólico.

5.3.5 *Análise de sensibilidade ao controlo chopper DC acoplado à ligação HVDC*

Adicionalmente ao caso base analisa-se agora o efeito da presença da resistência *chopper* aos terminais do conversor *onshore* referido em 4.4 bem como se efetua uma análise de sensibilidade à operação do mesmo.

Na Figura 5.29 estão graficamente explícitos os diferentes modos de operação do *chopper* para a análise de sensibilidades a efetuar. A operação do dispositivo inicia-se impreterivelmente quando a tensão HVDC atinge o valor 1.1 p.u., dando início à dissipação de potência por parte do *chopper* de forma proporcional à subida da tensão HVDC da ligação até esta atingir 1.2 p.u.. Nesta altura os casos analisados entram numa zona de banda morta não dissipando mais potência para além do valor fixo para essa zona.

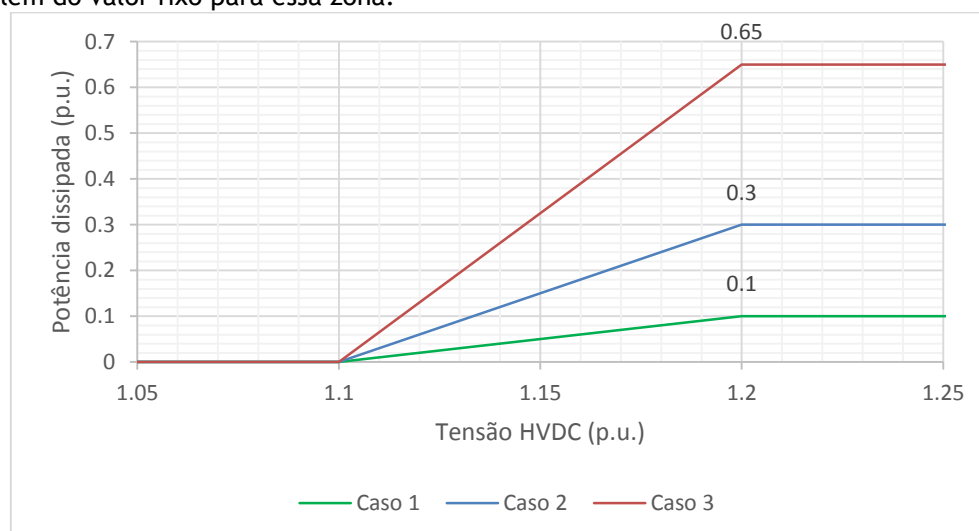


Figura 5.29 - Pontos de operação do *chopper* DC estudados para a análise de sensibilidade

De forma a conseguir manter os níveis de tensão dentro dos limites técnicos do equipamento utilizado na ligação HVDC (estipulado 1.2 p.u.) verifica-se o dispositivo e os seus modos de operação apresentam um resultado eficaz em comparação ao caso base para os casos 2 e 3, sendo que o caso 1 apesar de conseguir mitigar os efeitos da ocorrência do defeito demora cerca de 45 milissegundos para em conjunto com o controlo ao nível das turbinas e do conversor *offshore* atenuar as consequências do defeito tal como se observa pelo detalhe da Figura 5.31.

O excesso de tensão que se verifica nos momentos iniciais da ocorrência do defeito visível na Figura 5.30 e na Figura 5.31 é mitigado através da dissipação da potência injetada na ligação DC. Pelo facto do tempo de atuação deste dispositivo ser mais rápido do que o controlo de redução de injeção potência ativa pelo parque eólico permite a que se dissipe rapidamente a potência em excesso que está a causar a subida brusca do nível de tensão DC, e que permita também a operação plena dos restantes controlos implementados ao nível do parque eólico.

A potência dissipada pelo chopper para os vários casos de estudo está visível na Figura 5.32, e daí se consegue retirar que entre os vários casos, no que tem mais capacidade de dissipação, o caso 3, é o que consegue atuar mais rapidamente no controlo da tensão DC. O facto de o dispositivo conseguir dissipar uma grande quantidade de potência rapidamente, permite a que o nível de tensão DC seja regulado mais rapidamente também.

O caso 3 apresenta efetivamente o melhor resultado relativamente ao nível da tensão DC, contudo o resultado do caso 2 é também eficaz na dissipação de potência e consequentemente no controlo de tensão DC. O facto de este dispositivo beneficiar da atuação do controlo de injeção de potência pelo parque eólico e de o caso 2 produzir resultados robustos com um limite máximo de potência dissipada pelo *chopper* de 0.33 p.u. permite concluir que é possível evitar o sobredimensionamento deste dispositivo. O caso 3 com relativamente o dobro da capacidade de dissipação de potência relativamente ao caso 2 produz resultados ligeiramente melhores como se verifica na Figura 5.34, mas provavelmente a diferença de 10 milissegundos patente no detalhe da Figura 5.35 na atuação da redução da tensão DC entre casos não justifica o investimento necessário.

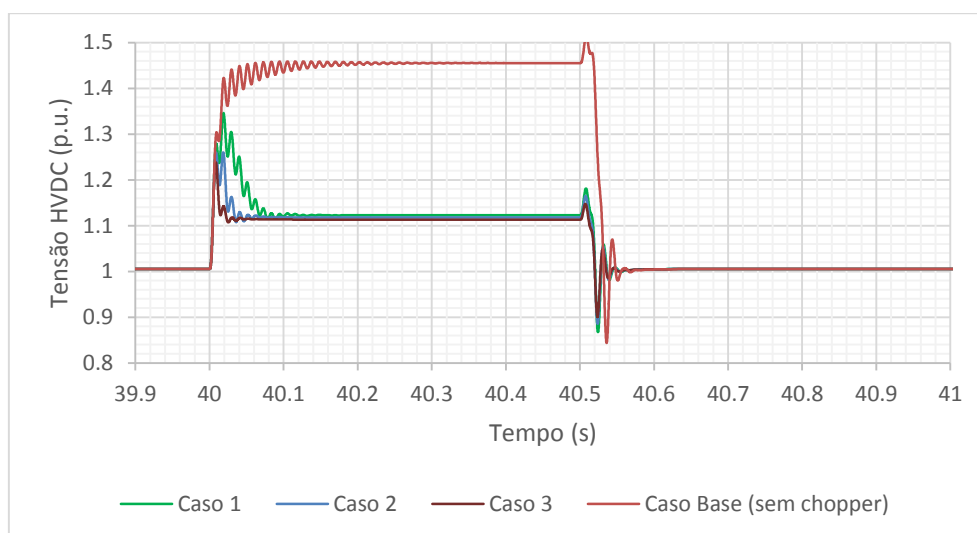


Figura 5.30 - Comparação entre caso base e os casos em análise com instalação de *chopper* DC

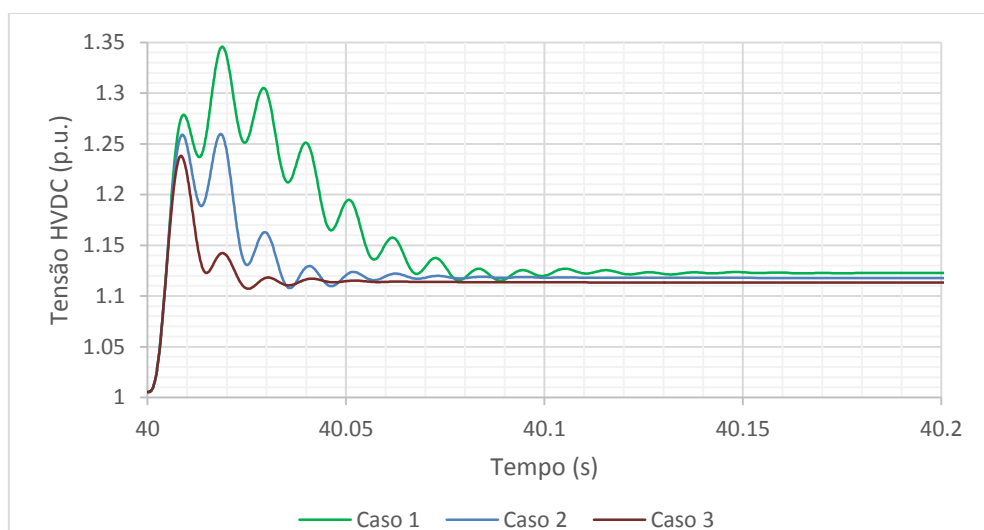


Figura 5.31 - Tensão HVDC para os casos em estudo, detalhe dos primeiros 200 milissegundos

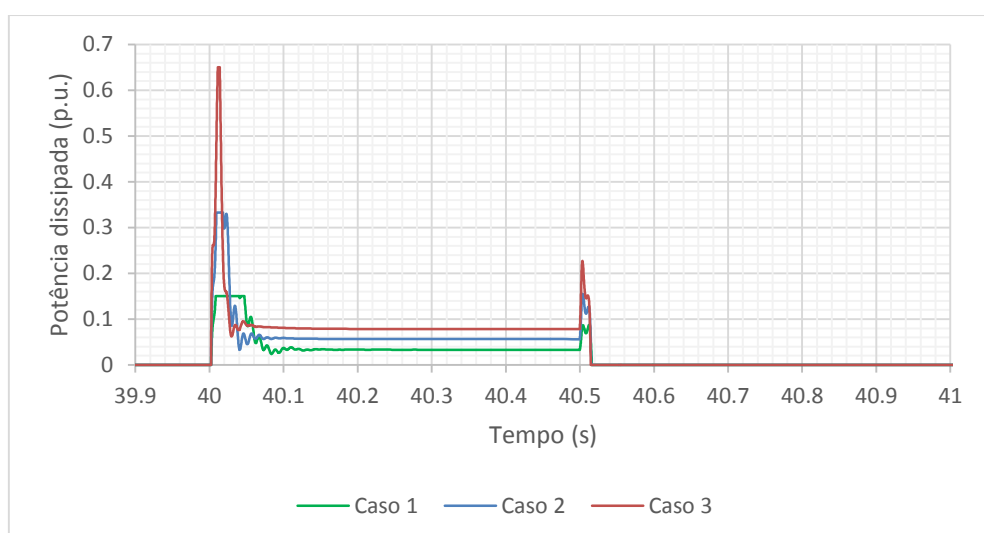


Figura 5.32 - Potência dissipada na resistência *Chopper* para os vários casos em análise

Todos os casos produzem sensivelmente o mesmo resultado ao nível da tensão DC ao fim de 100 milissegundos como se pode ver pela Figura 5.34, sendo a diferença entre o caso 1 e o caso 3, pior e melhor caso respetivamente, durante os últimos 400 milissegundos da ocorrência do defeito de 0.01 p.u. (tensão DC) o que conduz a relacionar o dimensionamento do chopper com o tempo de atuação uma vez que o resultado final é idêntico.

Conclui-se então que este dispositivo, como foi referido em 4.4, constitui um tipo de controlo complementar ao controlo de injeção de potência ativa, de forma a manter a integridade dos materiais evitando a subida da tensão DC quando os restantes controlos implementados não são suficientes para salvaguardar a ligação HVDC. Conclui-se ainda que o dimensionamento do *chopper* está diretamente relacionado ao tempo de mitigação dos efeitos do curto-circuito, sendo menor o tempo de mitigação quanto maior for a potência do chopper. Este dispositivo pode ainda ter uma potência instalada mais baixa do que a potência instalada do parque eólico, tirando partido dos restantes controlos implementados ao nível dos conversores e das turbinas, o que evita custos desnecessários relativos a um sobredimensionamento.

5.3.6 *Análise do comportamento dos controlos implementados em presença de um defeito assimétrico*

Esta análise pretende avaliar o desempenho dos controlos implementados para um tipo de defeito diferente, assimétrico. Foi simulado um defeito assimétrico do tipo fase-fase nas fases A e B aos terminais do conversor *onshore*.

Foi apenas simulado este tipo de defeito assimétrico uma vez que a operação do conversor *onshore* se baseia numa resposta à componente direta da tensão e da corrente, pelo que não fará sentido um estudo a defeitos fase-terra ou fase-fase-terra cuja resposta de um potencial controlo a implementar basear-se-ia com mais influência na componente homopolar da tensão/corrente.

Observando a Figura 5.33 fica claro pela reação dinâmica das medidas de tensão fase-fase e fase-terra quais são as fases afetadas pelo defeito, verificando-se uma cava de tensão nas fases *a* e *b*, e consequentemente ocorrente uma sobretensão na fase *c* sendo esta a única não afetada pelo curto-circuito.

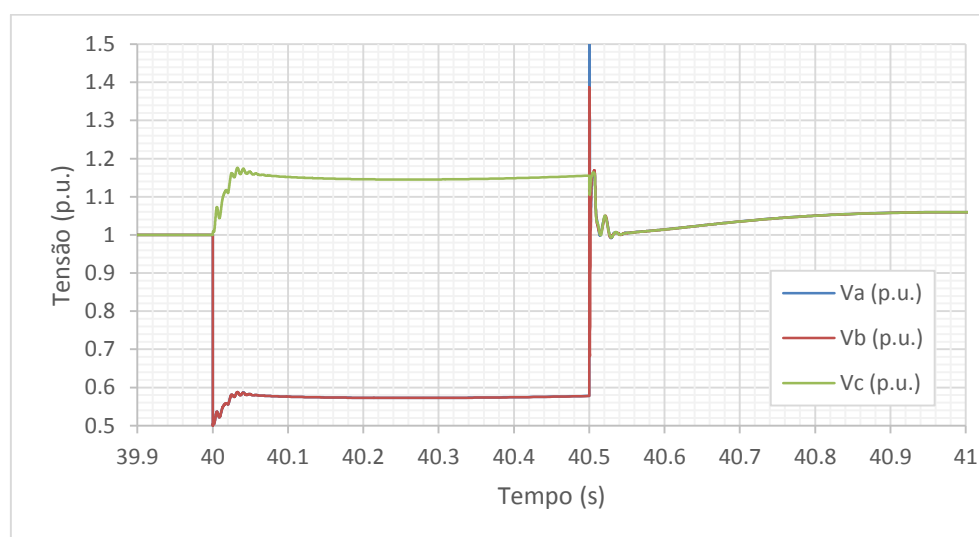


Figura 5.33 - Tensões fase-terra da rede continental

Observando agora as componentes dinâmicas mais relevantes ao estudo efetuado, verifica-se pelas Figura 5.35 e Figura 5.36 que a operação dos controlos implementados tem um funcionamento satisfatório face às diferentes condições a que foi imposto. Conclui-se então que apesar das condições deste defeito não terem consequências tão severas ao nível do valor máximo da tensão HVDC como o defeito simétrico, os dispositivos implementados conseguem obter uma resposta boa de modo a eliminar elevadas sobretensões que possam surgir derivado de um defeito assimétrico.

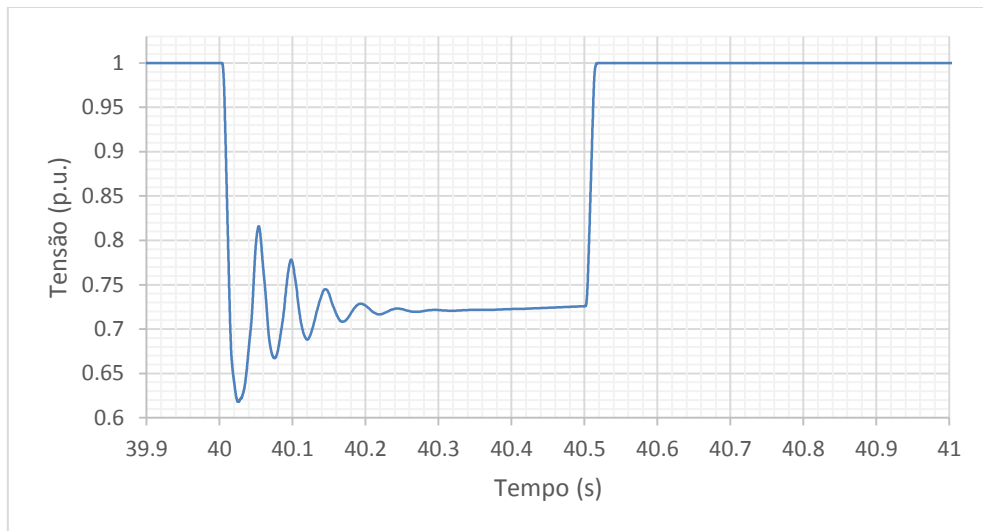


Figura 5.34 - Tensão AC Offshore

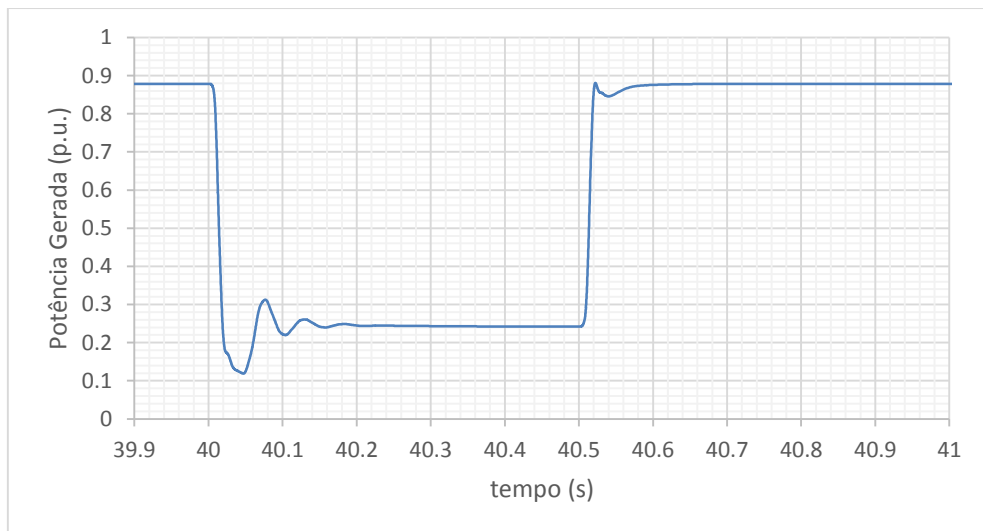


Figura 5.35 - Potência gerada pelo parque eólico

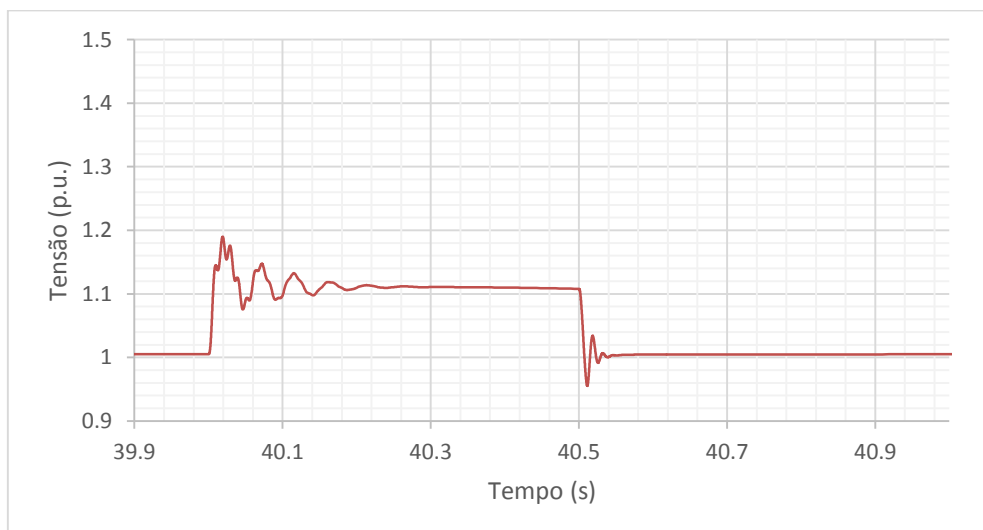


Figura 5.36 - Tensão na ligação HVDC

5.4 Conclusão

Neste capítulo foi avaliada a performance dos métodos de controlo apresentados no Capítulo 4. Foram também feitos estudos de sensibilidade a soluções de controlo de forma a perceber qual o comportamento de cada um face às variações inseridas.

Pelas simulações do sistema no *software Matlab/Simulink* é possível concluir que através de controlos locais implementados ao nível dos conversores *onshore* e *offshore* e também ao nível das turbinas é possível atenuar os efeitos de um curto-circuito na rede continental, contudo para este sistema é impossível mitigá-los sem recorrer a uma resistência chopper DC instalada junto ao conversor *onshore*.

O controlo desenvolvido ao nível do conversor *offshore* para a redução de injeção de potência ativa na ligação DC através da modulação da frequência apesar de conseguir atenuar a subida de tensão DC ainda que para valores excedentes, não serve aos objetivos do controlo já que impõe variações de frequência demasiado elevadas para curtos instantes de tempo, ação impossível de aplicar na realidade.

O estudo realizado à sensibilidade do controlo de redução Potência ativa através da modulação da Tensão AC Offshore revelou resultados conclusivos em relação ao tempo de atuação e à severidade da subida de tensão na ligação DC. É possível afirmar que quanto maior for a tensão de saturação do controlo, isto é, quanto maior for o declive do controlo droop, mais cedo a atuação atingirá o ponto máximo de funcionamento, permitindo que se regule mais rapidamente a redução da potência injetada na ligação DC e desta forma se atinjam resultados mais satisfatórios ao nível da subida de tensão DC. De referir ainda o melhor dos resultados obtidos não foi capaz de mitigar os efeitos do curto-circuito pelo que deve-se apontar para a instalação de um dispositivo baseado numa resistência chopper DC para em conjunto com este controlo, garantir a integridade da ligação DC.

Na análise de sensibilidade face aos requisitos de injeção de corrente reativa, os resultados providenciaram que quanto menor for o requisito de injeção de corrente reativa, mais fácil será mitigar a sobrelevação da tensão DC. Na verdade o requisito imposto pelos códigos de rede para que se injete energia reativa constitui uma limitação na injeção da potência ativa, levando a uma regulação da tensão DC mais difícil.

Não conseguindo mitigar os efeitos do defeito na rede continental através da redução de injeção de potência ativa na ligação HVDC e da diminuição da potência gerada pelo parque eólico foi necessário estudar a aplicação de um dispositivo baseado numa resistência chopper, tendo-se feito uma análise à sensibilidade do seu modo de operação. Conclui-se que a aplicação deste dispositivo de forma a dissipar potência excedente e assim travar a subida da tensão DC tem o resultado esperado, no entanto deve-se referir que a instalação deste dispositivo deve ser feita de forma complementar em relação às capacidades dos outros controlos implementados. Espera-

se por isso que a potência do chopper DC seja mais baixa face á potência instalada no parque eólico evitando assim custos desnecessários.

Verificou-se ainda que na presença de um defeito de natureza diferente, o comportamento dos controlos implementados tem um bom funcionamento. As efeitos do curto circuito na rede foram mitigados rapidamente, e a subida da tensão na ligação HVDC foi controlada não ultrapassando os limites técnicos. O estudo de comportamentos para defeitos com componente homopolar não foi realizado face ao facto da resposta do conversor *onshore* ser exclusivamente à componente direta da tensão.

Capítulo 6 Conclusões e trabalhos futuros

6.1 Considerações finais

A capacidade de sobrevivência a cavas de tensão por parte destes parques eólicos em ambiente *offshore* constitui um desafio devido ao desacoplamento existente entre a rede continental e a rede adjacente ao parque eólico, que é causado pela ligação DC intermediária e pelos dispositivos eletrónicos inerentes à conversão de corrente. O problema criado por este desafio pode ser resolvido por duas vias, ou através de um canal dedicado de informação entre as duas redes de corrente alternada (AC - *Alternate Current*) de forma a ser transportadora bidirecional das variáveis dinâmicas das duas redes, ou então através da implementação de dispositivo de controlo locais ao nível dos conversores e do parque eólico aproveitando as capacidades dos conversores e a informação que as variáveis dinâmicas fornecem. A segunda alternativa além de ser mais viável economicamente é também a que apresenta maior fiabilidade e foi nessa que recaiu o estudo desta dissertação.

Foi implementada uma solução para a modelização da tensão AC ou da frequência *offshore* em função da tensão DC, que de forma encadeada com a malha de controlo implementada nas turbinas eólicas, resulta na diminuição da potência ativa injetada na ligação HVDC durante a ocorrência de um defeito na rede continental travando assim a subida de tensão DC.

A solução de controlo local implementada ao nível do conversor *onshore* objetiva-se a regular a injeção de correntes ativas e reativas na rede continental. O papel deste dispositivo de controlo torna-se importante uma vez que através da análise de sensibilidade efetuada pode concluir-se que tem efeitos benéficos na regulação de tensão da ligação DC para defeitos cuja componente direta da tensão aos terminais do conversor *onshore* é diferente de 0 p.u.. O requisito de injeção de corrente reativa ao nível do conversor *onshore* constitui uma limitação que afeta a tensão DC e consequentemente a potência injetada pelo parque eólico. Conclui-se então a partir dos

resultados obtidos em 5.3.4 que quanto menor for o requisito de injeção de corrente reativa, mais fácil será mitigar a sobrelevação da tensão DC.

Foi também implementado um dispositivo eletrónico na ligação DC de forma a dissipar potência excedente acumulada no condensador da ligação, prestando assim auxílio na regulação da tensão dessa ligação. Esta solução representa um tipo de solução complementar que em conjunto com as outras soluções de controlo combate a subida de tensão DC e assim garantir a operabilidade da ligação em situações de defeito. É no entanto do interesse do operador da ligação tirar partido das capacidades dos controlos locais na atenuação na sobrelevação da tensão, de forma a poder minimizar o dimensionamento necessário ao *chopper* e assim evitar custos acrescidos à sua instalação.

Através da avaliação de resultados é claro que o fator preponderante na regulação da tensão DC é precisamente a potência ativa gerada pelo parque eólico. A subida do nível de tensão segue inversamente o padrão de queda na produção de potência ativa, e por isso torna-se importante uma atuação rápida ao nível das turbinas de forma a acelerar a rotação das mesmas e assim diminuir a produção de potência ativa. A celeridade desta operação tem influência direta na severidade das condições finais da tensão DC. Conclui-se então que o controlo em cascata deve assumir um compromisso entre a rapidez da atuação e a operação estável do sistema em caso de defeito na rede continental, evitando transitórios elevados na mudança de estados.

Conclui-se ainda que pelo facto da ligação HVDC em estudo ser do tipo ponto a ponto, para um caso de defeito mais severo é difícil conseguir atingir um valor para a tensão DC que não viole os limites técnicos estipulados. Deve-se ao facto da cava de tensão limitar a capacidade de injeção de corrente do conversor *onshore* e por isso a potência ativa acumulada no condensador da ligação HVDC não ter outra possibilidade de fluxo. Este contratempo pode ficar resolvido com a instalação de uma resistência *chopper* de modo a dissipar a potência em excesso sob forma de calor, no entanto este dispositivo deve ser dimensionado de acordo com a potência instalada no parque eólico, o que acarreta custos possivelmente desnecessários. Pode-se porventura tirar partido dos controlos locais tendo em vista a redução da potência ativa produzida no parque eólico, de forma a não ser necessária uma capacidade de dissipação de potência pelo *chopper* igual à potência instalada no parque eólico.

No entanto a literatura [20] [47] sugere que em redes HVDC multi terminal este problema não é tão recorrente, uma vez que na presença de outras redes distintas, o sistema é capaz de lidar com este excesso de potência partilhando-a pelos vários pontos de consumo através de um controlo implementado ao nível do conversor *onshore*. Consegue-se regular melhor a produção nos parques adjacentes e a injeção de correntes nas redes continentais ligadas à rede multi terminal.

Os objetivos desta dissertação apontados à identificação de soluções de controlo de ligações HVDC conduziram o trabalho efetuado no desenvolvimento de mecanismos que garantissem a os requisitos impostos pelos códigos de rede quanto à sobrevivência de um parque eólico *offshore* a cavas de tensão. Demonstrou-se que através da redução de injeção de potência ativa na ligação HVDC e da regulação de injeção de correntes ativa e reativa ao nível do conversor *onshore* é possível auxiliar a operação conturbada do sistema global e conduzir a valores regulados da tensão DC até que os efeitos perturbadores sejam mitigados e assim cumprir os requisitos exigidos pelo operador da rede referentes à sobrevivência a cavas de tensão e à injeção de corrente reativa.

6.2 Trabalho Futuro

Neste trabalho foram identificadas soluções de controlo para uma ligação HVDC ponto a ponto entre uma rede continental e um parque eólico *offshore*.

Existiriam vantagens em estudar um dispositivo de controlo ao nível do conversor *Onshore* de resposta à componente inversa da corrente e da tensão de modo a poder auxiliar em serviços de regulação da tensão no caso de defeitos assimétricos e verificar a resposta global do sistema.

No futuro existe também utilidade em estudar o comportamento global deste sistema para um parque eólico equipado com geradores síncronos de velocidade variável uma vez que também são muito utilizados para aplicações *offshore*.

A implementação destes dispositivos numa reprodução real em ambiente controlado de uma rede elétrica traria o detalhe necessário ao estudo das componentes dinâmicas de um sistema elétrico, pelo que seria do maior interesse científico implementar os modelos aqui descritos à escala de laboratório e verificar o seu comportamento.

Referências

- [1] EURELECTRIC, “Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050, Full Report,” Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC, Bruxelas, Bélgica, 2010.
- [2] E. Comissão, “Renewable energy Moving towards a low carbon economy,” Comissão Europeia, 2015. [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>. [Acedido em 2 Abril 2015].
- [3] European Wind Energy Association, “The European offshore wind industry - key trends and statistics,” EWEA, Bruxelas, Bélgica, 2014.
- [4] European Wind Energy Association, Wind Energy Scenarios 2020, Bruxelas, Bélgica: EWEA, 2014.
- [5] G. Reed, H. Al Hassan, M. Korytowski, P. Lewis e B. Grainger, “Comparison of HVAC and HVDC solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation,” em *Energytech, 2013 IEEE*, Cleveland, OH, 2013.
- [6] ABB, “Why HVDC - Economic and environmental advantages,” ABB, 2015. [Online]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages>. [Acedido em Março 2015].
- [7] M. Bucher, E. Z. Z. S. Power Syst. & High Voltage Labs., R. Wiget, G. Andersson e C. Franck, “Multiterminal HVDC Networks—What is the Preferred Topology?,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, nº 1, pp. 406 - 413, 2014.
- [8] I. M. d. Alegría, J. Andreua, J. L. Martínez, P. Ibanez e J. Villate, “Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, nº 8, p. 1858-1872, 2007.
- [9] TENNET, “Requirements for Offshore Grid Connections in the grid of TenneT TSO GmbH,” TenneT, Bayreuth, Alemanha, 2012.
- [10] J. K. Kaldellis e D. Zafirakis, “The wind energy (r)evolution: A short review of a long history,” *Renewable Energy*, vol. 36, nº 7, p. 1887-1901, 2011.
- [11] T. Ackermann e L. Söder, “An overview of wind energy-status,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, nº 1-2, p. 67-127, 2002.

- [12] F. Blaabjerg e K. Ma, "Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems," *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, vol. 1, nº 3, pp. 139 - 152, 2013.
- [13] N. Unidas, "Protocolo de Quioto e emenda de Doha," 2012. [Online]. Available: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php. [Acedido em 1 Abril 2015].
- [14] Global Wind Energy Council, "GWEC - Global statistics," Global Wind Energy Council, 2015. [Online]. Available: <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>. [Acedido em Março 2015].
- [15] R. F. Hirsh, "PURPA: The Spur to Competition and Utility Restructuring," *The Electricity Journal*, vol. 12, nº 7, p. 60-72, 1999.
- [16] Germany Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety , "Renewable Energy Sources in Figures-National and International Development," BMU, Berlim, Alemanha, Junho, 2008.
- [17] REN, "A Energia eólica em Portugal, 2012," Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., Fevereiro 2013. [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/EnergiaEolica/A%20Energia%20E%C3%B3lica%20em%20Portugal%20-%202012.pdf>. [Acedido em Março 2015].
- [18] P. d. C. d. M. d. X. G. Português, "Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis (PNAER)," em *Diário da República*, Lisboa, 2013, pp. 2022-2091.
- [19] Global Wind Energy Council, "Global Wind Annual Report," Global Wind Energy Council, Bruxelas, Bélgica, 2014.
- [20] B. M. A. Silva, PhD Thesis: Multi-terminal HVDC Grids: Control Strategies for Ancillary Services Provision in Interconnected Transmission Systems with Offshore Wind Farms, Porto, 2013.
- [21] R. d. Almeida e J. A. P. Lopes, "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007.
- [22] M. Kayikci e J. Milanovic, "Dynamic contribution of dfig-based wind plants to system frequency disturbances," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 2, pp. 859 - 867, 2009.
- [23] D.-j. Bang, D. Delft Univ. of Technol., H. Polinder, G. Shrestha e J. Ferreira, "Promising Direct-Drive Generator System for Large Wind Turbines," em *Wind Power to the Grid - EPE Wind Energy Chapter 1st Seminar, 2008*, Delft, 2008.
- [24] M. Liserre, R. Cárdenas, M. Molinas e J. Rodríguez, "Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, nº 4, pp. 1081 - 1095, 2011.
- [25] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim e S.-J. Lee, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*, John Wiley & Sons, 2009.
- [26] N. Flourentzou, V. G. Agelidis e G. D. Demetriade, "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, nº 3, pp. 592 - 602, 2009.

-
- [27] B. Andersen, L. Xu, P. Horton e P. Cartwright, "Topologies for VSC Transmission," *Power Engineering Journal*, vol. 16, n° 3, p. 142 -150, 2002.
 - [28] Wikipédia, "HVDC Converter," [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter. [Acedido em Abril 2015].
 - [29] P. Bresesti, W. L. Kling, R. L. Hendriks e R. Vailati, "HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n° 1, pp. 37 - 43, 2007.
 - [30] T. Ackermann, Wind power in power systems, Stockholm- Sweden: Royal Insitute of Technology, 2005.
 - [31] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, R. King e N. Jenkins, "Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, n° 2, pp. 271-281, 2011.
 - [32] H. Weber, "Topology and control of overlay grids using DC transmission," European Center for Power Electronics, Nürnberg, 2012.
 - [33] J. Decker e P. Kreutzkamp, "Offshore electricity grid infrastructure in europe - a techno-economic assessment," Bruxelas, Bélgica, 2011.
 - [34] J. Liang, T. Jing, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake e N. Jenkins, "Operation and control of multiterminal hvdc transmission for offshore wind farms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n° 4, pp. 2596 - 2604, 2011.
 - [35] C. M. Franck, "HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n° 2, pp. 998 - 1007, Abril 2010.
 - [36] National Grid Electricity Transmission plc, "Complete Grid Code," 22 Janeiro 2015. [Online]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=39212>. [Acedido em 28 Março 2015].
 - [37] C. Feltes, H. Wrede, F. W. Koch e I. Erlich, "Enhanced Fault Ride-Through Method for Wind Farms Connected to the Grid Through VSC-Based HVDC Transmission," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n° 3, pp. 1537 - 1546, 2009.
 - [38] L. Yan, S. Wei, C. Yong-Ning, W. Lin-Jun e L. Wei, "Research on offshore wind farm VSC-HVDC transmission system fault ride through issue," em *Power System Technology (POWERCON), International Conference on*, Chengdu, 2014.
 - [39] A. Arulampalam, G. Ramtharan, J. Ekanayake, A. Tennakoon, S. Abeyratne e N. Jenkins, "Fault Ride Through operation of a DFIG wind farm connected through VSC HVDC," em *Industrial and Information Systems (ICIIS), International Conference on*, Mangalore, 2010.
 - [40] B. Silva, C. Moreira, H. Leite e J. A. P. Lopes, "Control Strategies for AC Fault Ride Through in Multiterminal HVDC Grids," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 29, n° 1, pp. 395-405, 2014.

- [41] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica*, Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2005.
- [42] Matlab Documentation, “Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type),” The MathWorks, 2013.
- [43] J. Lopez e P. Sanchis, “Dynamic Behavior of the Doubly Fed Induction Generator during Three-Phase Voltage Dips,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, nº 3, pp. 709 - 717, 2007.
- [44] R. G. d. Almeida, *Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados*, FEUP: Tese de Doutoramento, 2006.
- [45] M. G. Kundur, Prabha, Balu, N. J e Lauby, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-hill , 1994.
- [46] Power System Dynamic Performance Committee; Power System Stability Subcommittee; Task Force on Turbine-Governor Modeling, “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies,” The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc., 2013.
- [47] N. Chaudhuri, B. Chaudhuri, R. Majumder e A. Yazdani, *Multi-terminal Direct-Current Grids: Modeling, Analysis, and Control*, Wiley-IEEE Press, Outubro 2014.

Anexo A

Neste anexo são indicados todos os dados referentes aos modelos utilizados na execução deste trabalho. Os parâmetros das máquinas síncronas que se encontram a modelizar a rede continental estão apresentados na Tabela A.1.

Tabela A.1

<i>Gerador Síncrono</i>	
Potência Aparente (S)	900MVA
Coeficiente de inércia	6.5 s
X_d	1.8 p.u.
X_d'	0.3 p.u.
X_d''	0.25 p.u.
X_q	1.7 p.u.
X_q''	0.25 p.u.
X_l	0.2 p.u.

Na Tabela A.2 encontram-se os parâmetros para o regulador de velocidade.

Tabela A.2

<i>Regulador de velocidade</i>	
Estatismo	0.05 p.u.Hz/p.u.MW
Constante de tempo da turbina	0.5 s

Na Tabela A.3 estão presentes os dados referentes à ligação HVDC.

Tabela A.3

<i>Ligação HVDC</i>	
Tensão Nominal	640 kV
Potência Nominal	1400 MW
Extensão	200 km
Resistência do Cabo DC (R)	0.02 Ω /km
Indutância do Cabo DC (L)	1.4mH/km.
Capacitância do Cabo DC (C)	0.3 μ F/km

Os parâmetros do aerogerador representativo das 6 turbinas presentes no parque eólico encontram-se presentes na Tabela A.4.

Tabela A.4

<i>Aerogerador duplamente Alimentado</i>	
Potência Nominal	9 MW

<i>Tensão Nominal</i>	575 V
<i>Rs</i>	0.007 p.u.
<i>Rr</i>	0.005 p.u.
<i>Ls</i>	0.171 p.u.
<i>Lr</i>	0.156 p.u.
<i>Lm</i>	2.9 p.u.
<i>Constante de inércia</i>	3.5 s

Na Tabela A.5 encontram-se os dados relativos ao conversor *onshore*
Tabela A.5

<i>Conversor Onshore</i>	
<i>Tensão de operação</i>	640 kV
<i>Potência de Base</i>	1400 MW
<i>Droop Kf</i>	0.2 p.u. V/p.u. A

Anexo B

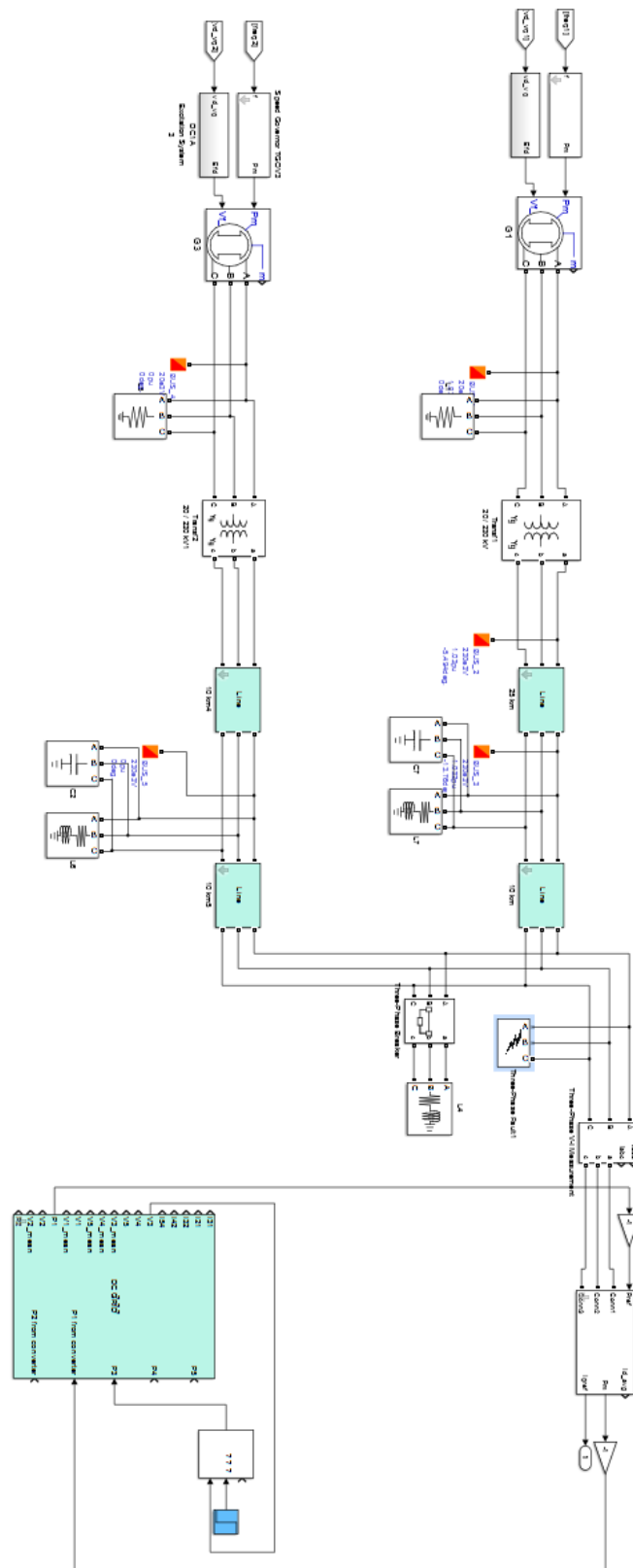


Figura B.1 - Esquema do Sistema modelizado

