

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Participação de parques eólicos *offshore* ligados
a sistemas HVDC multi-terminal na regulação
primária de frequência de redes continentais**

João Sena de Castro

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Dr. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Mestre Bernardo Marques Amaral Silva

Julho 2012

© João Sena de Castro, 2012

A Dissertação intitulada

“Participação de Parques Eólicos Offshore Ligados a Sistemas HVDC Multi-terminal na Regulação Primária de Frequência de Redes Continentais”

foi aprovada em provas realizadas em 20-07-2012

o júri



Presidente **Professor Doutor João Abel Peças Lopes**

Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Pedro Rocha Almeida

Assistente Convidado do Instituto Superior Politécnico de Gaya



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

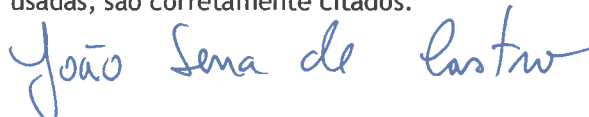
Professor Auxiliar Convidado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Mestre Bernardo Amaral Silva

Investigador do INESC - 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 Sena de Castro

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A integração de energias renováveis na rede elétrica tem vindo a aumentar nos últimos anos, estando em linha com objetivos comunitários para a redução de emissões de gases poluentes. De entre as diversas tecnologias, a energia eólica é a que tem apresentado maiores níveis de integração.

Uma crescente integração de parques eólicos em terra levou a um esgotamento de locais propícios para a instalação deste tipo de tecnologia, originando um maior interesse pela exploração dos parques *offshore*. No entanto, o desenvolvimento deste tipo de parques apresenta dificuldades técnicas no transporte da energia produzida, tendo-se vindo a identificar que de entre as diferentes soluções disponíveis -HVAC ou HVDC- as segundas apresentam maior potencial de sucesso. A tecnologia HVDC permite uma maior flexibilidade de operação e, juntamente com a exploração em redes multi-terminal, por oposição às redes ponto a ponto, permite obter um sistema mais fiável, deste modo aliando o interesse de se estabelecerem trocas de fluxos de potência entre redes continentais distintas. Contudo, um nível massivo de integração de produção de origem renovável coloca desafios importantes na regulação primária de frequência, dado que um aumento deste tipo de energia leva a uma diminuição do número de centrais convencionais a colocar em serviço, conduzindo assim a uma redução da inércia do sistema, o que originará maiores taxas de variação de frequência na ocorrência de perturbações.

Assim, o objetivo principal desta dissertação é avaliar a possibilidade da utilização dos parques eólicos *offshore* para disponibilizar margens de reserva de potência para a regulação primária de frequência de redes continentais, identificando-se mecanismos de controlo que permitam a concretização deste tipo de regulação. Para isso, serão implementados modelos referentes às diversas partes constituintes deste sistema, desde a rede continental, passando pela rede multi-terminal até aos parques eólicos *offshore*, implementando as malhas de controlo necessárias nos conversores do sistema, de modo a atingir os objetivos propostos.

Abstract

The integration of renewable energies in the electrical network has been increasing over the past few years, in line with the European Union targets for reducing emissions of greenhouse gases. Among the various technologies, wind power is the one that has shown higher levels of integration.

The growing exploration of onshore wind parks led to a drain of potential sites for the installation of this type of technology, resulting in a greater interest in the exploration of offshore wind parks. However, the development of such wind parks presents technical difficulties to the transport of the produced energy, identifying HVDC as the best solution possible. HVDC allows greater flexibility of operation and, along with the holding of multiterminal networks, it provides a more reliable system, therefore combining the interests of establishing exchanges of power flows between different continental networks. However, integrating such a level of mass production of renewable energy sources presents important challenges in the regulation of the primary frequency. This happens because the increase of this type of energy leads to a decreased number of conventional units being put to service, leading to a reduction of the systems inertia, which will cause higher variation rates of the frequency in the presence of disturbances.

Thus, the main objective of this dissertation is to evaluate the possibility of the use of offshore wind farms to contribute with a banks reserve power in order to regulate primary frequency in the continental network, identifying control mechanisms that allow the realization of this type of regulation. For this, models will be implemented for the different parts of the system, from the continental network, through multi-terminal network up to offshore wind farms, implementing loop controls, in order to achieve the objectives proposed.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Índice	vii
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos.....	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Introdução.....	1
1.2 - Motivação para a realização da dissertação	5
1.3 - Objetivos da dissertação	6
1.4 - Estrutura	7
Capítulo 2	9
Sistemas de Transmissão de Energia para Parques Eólicos <i>Offshore</i>	9
2.1 Introdução.....	9
2.2 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada <i>versus</i> Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua.....	10
2.2.1 Vantagens e desvantagens da Transmissão em HVDC [7-8]	12
2.3 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada	13
2.4 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua	15
2.4.1 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (LCC)	19
2.4 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Fontes de Tensão (VSC).....	26
2.5 Topologias de Rede para Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua	30
2.6 Conclusões	32
Capítulo 3	35
Modelização e controlo de um sistema HDVC multi-terminal.....	35
3.1 Introdução.....	35
3.2 Parques Eólicos.....	36
3.3 Conversores HVDC	38
3.3.1 Estações Conversoras <i>Onshore</i>	39
3.3.2 Estações Conversoras <i>Offshore</i>	41
3.4 Rede DC Multi-Terminal (MTDC).....	42
3.4.1 Representação topológica.....	42
3.5 Controlo da tensão da rede DC	46
3.5.1 <i>Droop Control</i>	46
3.5.1.1 <i>Droop Control</i> P-V	47
3.6 Rede AC continental.....	48
3.7 Conclusões	48
Capítulo 4	51

Soluções de controlo para a participação de redes HVDC multi-terminal na regulação de frequência	51
4.1 Introdução	51
4.2 Problema do uso de comunicações em redes MTDC ou através de um controlo centralizado	52
4.3 Desenvolvimento na estratégia de controlo para habilitação de parque eólicos offshore fornecerem controlo primário de frequência sem adoção de comunicações	53
4.4 Conclusões	57
Capítulo 5	59
Demonstração de Resultados	59
5.1 Rede de Teste	59
5.2 Avaliação do comportamento da rede usando capacidade de controlo primário de frequência	61
5.3 Avaliação da sensibilidade do sistema aos parâmetros de controlo	64
5.3.1 Parques eólicos <i>offshore</i> sem margem de reserva.....	64
5.3.2 Parques eólicos <i>offshore</i> com margem de reserva	72
5.4 Avaliação da contribuição dos parques eólicos <i>offshore</i> na frequência de redes continentais.....	82
5.4.1 Parques eólicos <i>offshore</i> sem margem de reserva.....	83
5.4.2 Parques eólicos com margem de reserva	88
5.4 Comparação dos modelos	93
5.5 Aspectos gerais sobre a <i>dead-band</i>	100
5.6 Conclusões	101
Capítulo 6	103
Conclusões e futuros desenvolvimentos	103
6.1 Conclusões	103
6.2 Futuros desenvolvimentos.....	104
Referências	105
Anexos	107

Lista de figuras

Figura 1.1- Potências instaladas mundiais através de fontes renováveis [3]	2
Figura 1.2 - Evolução da potência eólica instalada [4].....	2
Figura 1.3 - Capacidade anual instalada por região [1996-2011] [5]	3
Figura 1.4- Primeiros 10 países com maior capacidade instalada de energia eólica, até ao ano de 2011 [5].	3
Figura 2.1 - Comparação de perdas entre sistemas HVDC e HVAC [9].....	11
Figura 2.2 - Custo das instalações <i>onshore</i> e <i>offshore</i> com o aumento da distância [11]	12
Figura 2.3 - Exemplo de configuração de um parque eólico Offshore, usando a tecnologia HVAC. [9]	14
Figura 2.4- Capacidade de transmissão em sistemas de corrente alternada, 132, 220 e 400 kV [10].....	14
Figura 2.5- Ligação Monopolar HVDC [8].....	16
Figura 2.6- Ligação Bipolar HVDC [8].....	17
Figura 2.7- Esquema de um sistema HVDC bipolar identificando os principais componentes [8].	17
Figura 2.8- Configuração básica para uma instalação <i>Offshore</i> de 500 MW usando comutadores naturais de linha num sistema HVDC com STATCOM. Nota: <i>F</i> = Filtro; <i>HFF</i> = <i>high frequency filter</i> (na literatura anglo saxónica) o STATCOM pode ser trocado por um gerador diesel [9].	20
Figura 2.9- Esquema básico de um tiristor.	21
Figura 2.10- a) Circuito trifásico de ponte completa de tiristores. b) Tensões fase e neutro e fase-fase da ponte de <i>Graetz</i> de 6 pulsos [8].....	21
Figura 2.11- Esquema do circuito equivalente de uma ponte completa de tiristores. [8].....	22
Figura 2.12 - Sequência de disparo das válvulas dos tiristores. [8]	22
Figura 2.13- Tensões fase neutro e fase-fase à saída dos tiristores, dependendo do ângulo [8].	23

Figura 2.14- Conversor a 12 pulsos [11].	24
Figura 2.15- A) Tensão DC para $\alpha = 0^\circ$; B) Tensão AC para $\alpha = 0^\circ$ [8].....	25
Figura 2.16- Esquema de uma transmissão HVDC usando conversores fontes de tensão [9]. ..	27
Figura 2.17- Princípio do uso de PWM; a frequência da onda triangular da imagem a) é menor que a da imagem b) [14]	28
Figura 2.18- Diagrama do circuito simplificado.	28
Figura 2.19- Topologia Ponto a Ponto.....	30
Figura 2.20- Topologia em H.....	31
Figura 2.21 - Topologia em Anel.	32
Figura 3.1 - Arquitetura de um sistema HVDC.	35
Figura 3.2- Controlo de pitch [19]	37
Figura 3.3- Curva de potência ótima e curva com reserva de potência [18].....	38
Figura 3.4 - Modelização do Parque Eólico.....	38
Figura 3.5 - Exemplo de modelização de conversores <i>onshore</i> [20].....	40
Figura 3.6- Modelização de um conversor <i>offshore</i> [20].....	41
Figura 3.7 -Modelo do cabo DC.....	42
Figura 3.8 - Modelização de uma topologia em H.....	43
Figura 3.9 - Droop Control P -V adotado.....	47
Figura 4.1 - Característica P-V para a operação normal do sistema nos conversores <i>onshore</i>	55
Figura 4.2 - Mecanismo de <i>droop control</i> para o conversor <i>offshore</i> [20].....	56
Figura 5.1- Parques eólicos ligados através da rede HVDC multi-terminal - Rede de Teste. ..	60
Figura 5.2 - Comportamento da frequência nos lados AC da rede.	61
Figura 5.3 - Comportamento da potência nos terminais da rede.	62
Figura 5.4- Comportamento da tensão na rede DC.	63
Figura 5.5 - Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	65
Figura 5.6 - Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	65
Figura 5.7- Variação da potência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	66
Figura 5.8 - Variação da potência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	67

Figura 5.9 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>onshore</i> 1.	67
Figura 5.10 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>onshore</i> 2.	68
Figura 5.11 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>offshore</i> 1.	68
Figura 5.12 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>offshore</i> 2.	69
Figura 5.13 - Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	70
Figura 5.14- Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	70
Figura 5.15 - Variação da potência injetada na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	71
Figura 5.16 - Variação da potência injetada na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	71
Figura 5.17- Variação das tensões no sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	72
Figura 5.18- Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	73
Figura 5.19 - Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	73
Figura 5.20 - Variação da potência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	74
Figura 5.21- Variação da potência na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv}	74
Figura 5.22 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>onshore</i> 1.	75
Figura 5.23 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>onshore</i> 2.	75
Figura 5.24 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>offshore</i> 1.	76
Figura 5.25 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor <i>offshore</i> 2.	76
Figura 5.26 - Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	77
Figura 5.27 - Variação da frequência na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	78
Figura 5.28 - Variação da potência injetada na zona AC <i>onshore</i> #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv}	78

Figura 5.29 - Variação da potência injetada na zona AC <i>onshore</i> #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .	79
Figura 5.30 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor <i>onshore</i> 1.	80
Figura 5.31- Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor <i>onshore</i> 2.	80
Figura 5.32 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor <i>offshore</i> 1.	81
Figura 5.33 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor <i>offshore</i> 2.	81
Figura 5.34 - Variação da frequência <i>onshore</i> da rede #1, para 3 regimes de carga	83
Figura 5.35- Variação da frequência <i>onshore</i> da rede #2, para 3 regimes de carga	84
Figura 5.36 - Variação da potência injetada <i>onshore</i> na rede #1, para 3 regimes de carga	85
Figura 5.37 - Variação da potência injetada <i>onshore</i> na rede #2, para 3 regimes de carga	85
Figura 5.38 - Variação das tensões da rede, para 3 regimes de carga.	86
Figura 5.39- Potência produzida pelo parque eólico #1, nos 3 regimes de carga.	86
Figura 5.40- Potência produzida pelo parque eólico #2, nos 3 regimes de carga.	87
Figura 5.41 - Frequência do parque eólico <i>offshore</i> #1, para os 3 regimes de carga.	87
Figura 5.42 - Frequência do parque eólico <i>offshore</i> #2, para os 3 regimes de carga.	87
Figura 5.43 - Variações de frequência na rede <i>onshore</i> #1, para 3 regimes de carga.	88
Figura 5.44- Variações de frequência na rede <i>onshore</i> #2, considerando 3 cargas distintas.	89
Figura 5.45 - Variações de potência na rede <i>onshore</i> #1, considerando 3 cargas distintas.	89
Figura 5.46 - Variações de potência na rede <i>onshore</i> #2, considerando 3 cargas distintas.	90
Figura 5.47 - Tensões no sistema para os 3 regimes de carga considerados.	91
Figura 5.48- Potência produzida pelo parque eólico <i>offshore</i> #1, para o valor de carga do caso 1.	91
Figura 5.49- Potência produzida pelo parque eólico <i>offshore</i> #2, para o valor de carga do caso 1.	92
Figura 5.50 - Potência produzida pelo parque eólico <i>offshore</i> #1, para o valor de carga do caso 2.	92
Figura 5.51- Potência produzida pelo parque eólico <i>offshore</i> #2, para o valor de carga do caso 2.	92
Figura 5.52 - Potência produzida pelo parque eólico <i>offshore</i> #1, para o valor de carga do caso 3.	92

Figura 5.53 - Potência produzida pelo parque eólico <i>offshore</i> #2, para o valor de carga do caso 3.....	92
Figura 5.54 - Variações de frequência da rede <i>onshore</i> #1.....	93
Figura 5.55 - Variações de frequência da rede <i>onshore</i> #2.....	94
Figura 5.56 - Potências injetadas na rede AC <i>onshore</i> #1.	95
Figura 5.57 - Potências injetadas na rede AC <i>onshore</i> #2.	95
Figura 5.58 - Tensão aos terminais do conversor <i>onshore</i> #1	96
Figura 5.59- Tensão aos terminais do conversor <i>onshore</i> #2.....	97
Figura 5.60 - Tensão aos terminais do conversor <i>offshore</i> #1.	97
Figura 5.61 - Tensão aos terminais do conversor <i>offshore</i> #2.....	98
Figura 5.62 - Potência fornecida pelo parque eólico <i>offshore</i> #1.....	99
Figura 5.63- Potência fornecida pelo parque eólico <i>offshore</i> #2.....	99
Figura 5.64 - Frequência da rede <i>offshore</i> do parque eólico #1	100
Figura 5.65 - Frequência da rede <i>offshore</i> do parque eólico #2.	100
Figura A.1- Rede Multi-Terminal usada.	107

Lista de tabelas

Tabela 1 - Valores dos parâmetros dos cabos DC da rede MTDC	107
---	-----

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	<i>Alternating Current</i>
CCPF	Capacidade de Controlo Primário de Frequência
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Tiristor</i>
LCC	<i>Line Commutated Converters</i>
MPT	<i>Maximum Power Tracking</i>
MTDC	<i>Multiterminal HVDC</i>
P -V	<i>Active Power - Voltage Droop</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PI	Proporcional Integral
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PWM	<i>Pulse Width Modelation</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
VSC	<i>Voltage Source Converters</i>

Lista de símbolos

γ	Ângulo de extinção
μ	Tempo de comutação
α	Ângulo de disparo
β	Ângulo das pás da turbina

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Introdução

A energia elétrica representa atualmente um papel fundamental na indústria e no desenvolvimento social e económico de cada país. Efetivamente, desenvolveram-se padrões de vida elevados graças à disponibilidade de energia elétrica com grande qualidade de serviço. Neste sentido, prevendo-se um aumento significativo do consumo anual mundial de energia elétrica, será necessário aumentar a produção para suprir as necessidades de consumo futuras. Para a produção dessa energia, surgem como principais fontes energéticas os combustíveis fósseis, devido principalmente à sua fácil utilização.

Não obstante, recentemente têm sido feitas pressões pelas comunidades internacionais [1] no sentido de reduzir o uso de combustíveis fósseis para a produção de energia, tanto por causa do aumento do seu custo, como também para promover um futuro não sustentado em combustíveis que emitam gases com efeito de estufa. Exemplo disso é o protocolo de Quioto assinado em Dezembro de 1997, em que alguns países industrializados aceitaram reduzir estas emissões. As questões ambientais surgem assim como um fator fundamental para a redução destes combustíveis baseados em combustíveis fósseis, aumentando significativamente a integração de unidades de produção de energias renováveis.

Diversos apoios governamentais permitiram um crescimento acentuado de energia renovável por todo o mundo, apesar de a energia proveniente das centrais hidroelétricas dominar uma percentagem grande da produção renovável [ver figura seguinte], destacam-se acima de tudo duas tecnologias, solar e eólica, que, pelo seu marcado crescimento começam a ser apostas seguras para o combate às centrais convencionais.

Para se atingir os patamares propostos para 2020, as tecnologias solar e eólica terão de ter um crescimento anual de cerca de 22% e 17% respetivamente [3], sendo que desde 2005 ambas as tecnologias, tiveram um crescimento de 26% e 50%, respetivamente.

2 Introdução

Apesar deste crescimento mais acentuado por parte da tecnologia solar, esta não apresenta um nível de integração tão elevado como a eólica, o que é notório através das respetivas potências instaladas mundiais: cerca de 40GW para a solar e 195 GW para a eólica [3].

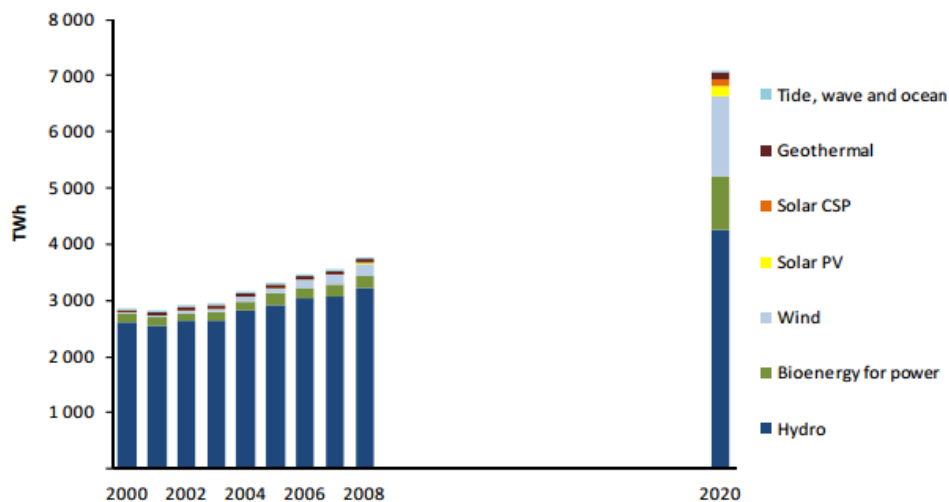


Figura 1.1- Potências instaladas mundiais através de fontes renováveis [3]

Como se pode ver pela figura seguinte, até 2010 a potência eólica instalada na Europa ocupava a maior percentagem da potência eólica instalada mundial. Já em 2010, assistiu-se a uma mudança no mercado de energia eólica, uma vez que as economias emergentes (nomeadamente a China [ver figura 1.4]), ultrapassaram a potência eólica instalada na Europa e na América do Norte [ver figura 1.3]. Relativamente a Portugal, este ocupa o 10º lugar no que diz respeito à potência total instalada.

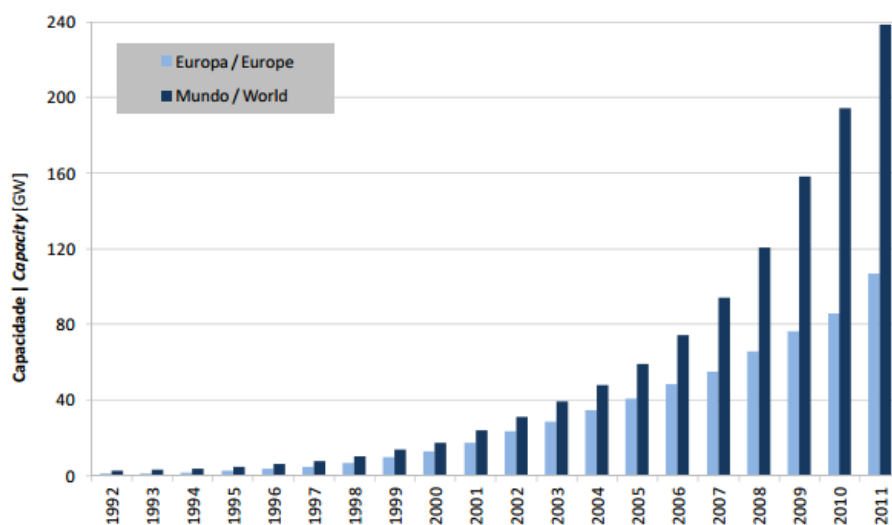


Figura 1.2 - Evolução da potência eólica instalada [4]

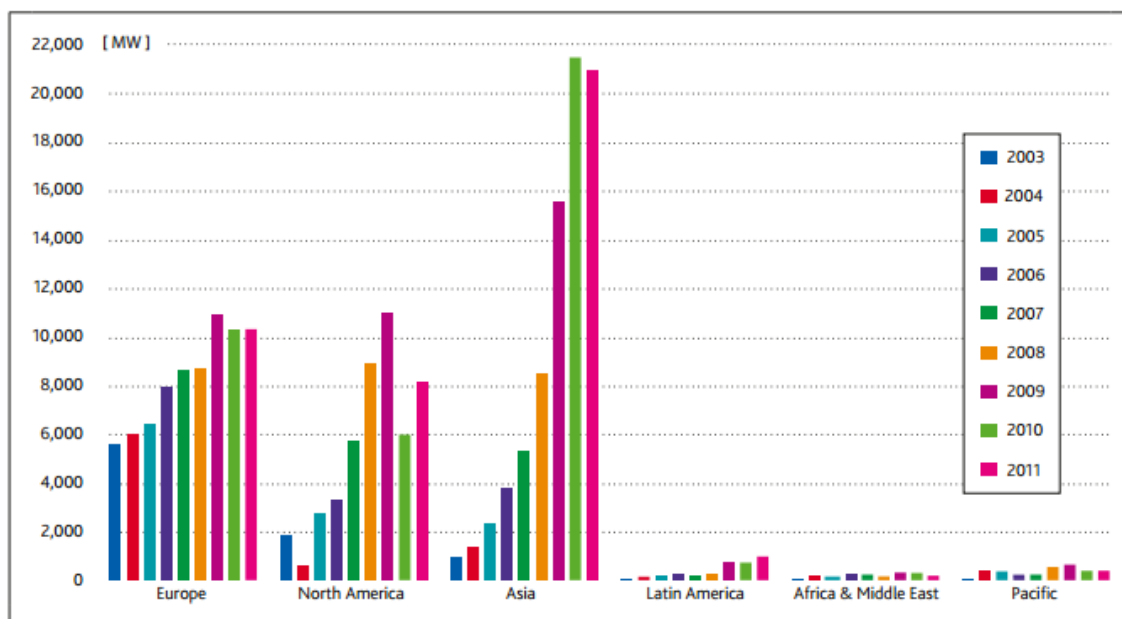


Figura 1.3 - Capacidade anual instalada por região [1996-2011] [5]

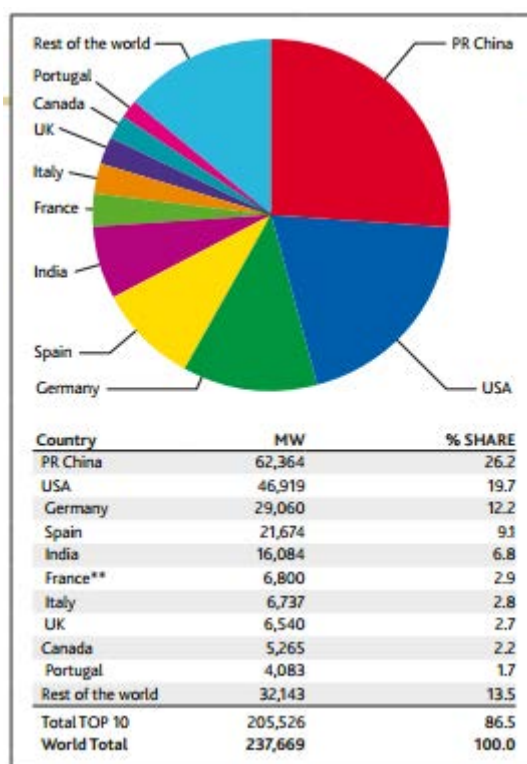


Figura 1.4- Primeiros 10 países com maior capacidade instalada de energia eólica, até ao ano de 2011 [5].

Este maior nível de integração por parte das eólicas deve-se ao desenvolvimento de turbinas maiores e mais eficientes, aliando a vantagem de ser uma tecnologia mais madura e mais desenvolvida que a solar, a um custo de equipamento mais reduzido. Consequentemente, a elevada integração de parques eólicos levou a um esgotamento em

terra de locais propícios para este tipo de instalações, dando azo a um novo desenvolvimento e exploração tecnológica: os parques eólicos *offshore*.

Estabelecendo-se grandes distâncias entre os parques eólicos *offshore* e as redes continentais *onshore*, verifica-se que as soluções baseadas em tecnologia HVDC apresentam um maior potencial de utilização, devido a uma maior facilidade de controlo, bem como à sua grande flexibilidade. Contudo, apesar da sua grande robustez as instalações *offshore* apresentam determinadas restrições que não devem ser ignoradas [1]:

- Espaço limitado - o equipamento deve ser o mais compacto possível, reduzindo o tamanho total do sistema e o seu peso;
- Exposição a condições ambientais extremamente adversas - apesar de o vento ter mais disponibilidade em zonas *offshore*, também é mais severo; uma constante exposição a ventos fortes, saís e água requiere um equipamento resistente e bem preparado;
- Manutenção limitada - o acesso ao equipamento *offshore* é difícil e dispendioso, necessitando-se de um equipamento com grande fiabilidade, para reduzir ao máximo a necessidade de manutenção.

Assim, estas restrições levam ao desenvolvimento de certos critérios em relação às instalações *offshore* [1]:

- O equipamento deve ser simples, mas ao mesmo tempo com grande fiabilidade para a sua manutenção ser reduzida - os custos de manutenção neste tipo de sistemas é demasiado elevada, devendo reduzir-se essa manutenção ao máximo;
- Deve haver redundância nas áreas críticas, de modo assegurar a fiabilidade;
- A tensão AC no barramento deve ser a menor possível de forma a reduzir os filtros de harmónicos AC e a aparelhagem;

Apesar destas restrições inerentes ao uso de parques eólicos *offshore*, o aproveitamento deste tipo de tecnologia é enorme e, segundo dados da EWEA, em 2011 foram instaladas 235 novas turbinas eólicas, em 9 parques eólicos. Estes novos parques eólicos foram avaliados em 2.4 biliões de euros, totalizando 866 MW, incrementando a capacidade instalada para mais de 2375 MW [6].

1.2 - Motivação para a realização da dissertação

A integração de fontes de energia renovável nas redes elétricas tem vindo a aumentar significativamente nos últimos anos de forma a cumprir os objetivos estabelecidos para a redução dos gases com efeitos de estufa e, também, para uma redução da dependência de combustíveis fósseis na geração de energia. A União Europeia tem realizado esforços no sentido de cumprir estes objetivos, esperando-se que em 2020 se tenha reduzido em 20% os níveis de emissão de poluentes atingidos no ano 1990 [2]. Para tal, estima-se que 35% da potência gerada seja de origem renovável, sendo que cerca de 15% [2] seja fornecida através de energia eólica, fazendo com que este tipo de energia se venha a tornar a mais importante fonte de energia renovável na Europa nos próximos anos.

Recentemente, têm sido crescentes os interesses pelo desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, não só dada a grande quantidade de recurso disponível nestas zonas, mas também devido à extensiva exploração que se verificou em terra originando um esgotamento de opções para a sua instalação. Para a realização da transmissão de energia podem ser identificadas duas soluções distintas - Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (HVAC) ou Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC). Sendo que através de diversos estudos realizados, concluiu-se que as soluções baseadas em corrente alternada apresentavam maiores vantagens quando a transmissão de energia era feita para distâncias curtas, não obstante, identificou-se que as soluções baseadas em tecnologia HVDC apresentavam o maior potencial de sucesso, devido à sua grande flexibilidade, às suas características de controlo e às suas menores perdas para transmissões a longas distâncias.

Contudo, o desenvolvimento de parques *offshore* apresenta algumas dificuldades técnicas relativamente ao transporte de energia elétrica, identificando-se como maior problema a distância à costa.

Na realidade, a integração de grandes quantidades de energia renovável na rede coloca desafios importantes no que diz respeito à regulação primária de frequência, uma vez que conduz a uma alteração do número de máquinas a colocar em serviço nas centrais tradicionais, especialmente em períodos em que a carga a alimentar seja reduzida. A alteração dá-se através de saídas de serviço das centrais convencionais levando a uma diminuição da inércia total do sistema que origina maiores taxas de variação de frequência na rede *onshore*, dificultando a sua regulação. Torna-se então necessário que as fontes de energia renovável contribuam para um controlo primário de frequência através da disponibilização de margens de reserva para uma eficaz regulação, através de mecanismos de *deloading*. Contudo, quando a produção de energia elétrica é feita através de parques eólicos *offshore*, existem dificuldades técnicas na regulação primária de frequência, principalmente quando a ligação é feita em HVDC. Estas dificuldades devem-se ao facto da ligação HVDC introduzir um desacoplamento de frequência entre as redes

AC *onshore* e *offshore* e, portanto, quaisquer desvios relativamente à frequência nominal *onshore* podem não ser sentidos na rede AC *offshore*.

Assim sendo, existe a necessidade de se identificarem soluções de controlo que permitam a rede *offshore* sentir qualquer tipo de variação de frequência *onshore*, possibilitando assim, a uma regulação primária de frequência pelos parques eólicos.

Ainda neste âmbito, a fiabilidade das ligações, aliada à maior capacidade de transmissão de potência, juntamente com o interesse de se estabelecerem determinados fluxos de energia, tem levado ao interesse de se desenvolverem as redes HVDC multi-terminal, por oposição às ligações HVDC.

Portanto, considerando os desafios que se impõe quanto ao funcionamento e rentabilização dos parques eólicos *offshore*, bem como os investimentos feitos pela União Europeia no desenvolvimento de tecnologia relativa ao aproveitamento das energias renováveis, a presente dissertação vai de encontro às necessidades atuais do mercado energético, o que torna um trabalho motivador e extremamente interessante.

1.3 - Objetivos da dissertação

Os trabalhos de investigação realizados nesta dissertação têm como principal objetivo o desenvolvimento de controlos que possibilitem a regulação primária de frequência por parte dos parques eólicos *offshore* e a forma como esta regulação contribuirá para a frequência do sistema *onshore*. A possibilidade de os parques eólicos *offshore* fornecerem serviços auxiliares às redes *onshore* como complemento à simples produção de energia elétrica contribui com vantagens significativas para uma melhor operação do sistema elétrico. A integração de energia de fonte renovável origina uma diminuição do número de centrais convencionais *onshore* que, por sua vez origina um abaixamento da inércia do sistema levando a um aumento das taxas de variação da frequência.

Assim sendo, para se mitigar o impacto desta integração massiva de energia renovável é necessário dotar os parques eólicos com capacidade de regulação primária de frequência permitindo-se assim reduzir estes impactos na rede elétrica, mais concretamente nos valores finais de frequência.

Definindo-se o objetivo principal, podem ser definidos alguns objetivos intermédios que serão cumpridos na realização desta dissertação:

- Estudar soluções tecnológicas atualmente existentes para a exploração dos parques eólicos *offshore*;
- Desenvolver estratégias de controlo para a transmissão da informação entre as diferentes redes do sistema, sem o uso de canais de comunicação;

- Identificar soluções de controlo que permitam a concretização dos mecanismos de regulação primária de frequência em redes HVDC multi-terminal sobre as quais estejam ligados parques eólicos *offshore*, atendendo às características topológicas das redes, e atendendo também às características dos parques eólicos *offshore*;
- Avaliar a aplicabilidade da solução estudada e a robustez das soluções de controlo dos conversores, para este tipo de redes, atendendo às topologias da rede, em diferentes condições de operação.

Os modelos de controlo serão implementados em *software* Matlab/Simulink e o seu desempenho será avaliado através da rede modelizada e implementada no mesmo *software*.

1.4 - Estrutura

Este documento está organizado em 6 capítulos estando os seus conteúdos descritos de uma forma resumida nesta secção.

No capítulo 1, é feita uma breve introdução ao tema, onde é feita uma análise resumida da evolução da potência eólica instalada, referindo-se algumas restrições a ter em conta quando se trata de instalações *offshore*. Neste contexto, é indicada a motivação para a realização da dissertação, sendo ainda descritos e enumerados os objetivos propostos.

No capítulo 2, são expostas as principais tecnologias de transmissão de energia em parques eólicos *offshore*, fazendo-se uma comparação entre elas e mencionando-se as vantagens e desvantagens de cada sistema considerado. São também dados exemplos de diferentes topologias que podem ser utilizadas em redes HVDC, mencionando-se as principais vantagens e desvantagens associadas.

No capítulo 3, são descritos os principais constituintes do sistema, referindo-se a respetiva modelização usada para a rede de teste a estudar. São também explicadas as diferentes variáveis na rede HVDC e como estas influenciam a potência injetada ou a corrente. Neste âmbito, considera-se a característica *P-V (Active Power- Voltage droop)*, e a sua controlabilidade.

No capítulo 4, é descrita a problemática inerente ao uso de canais comunicacionais quando se trata de transmissões a longas distâncias. Por fim, encontram-se descritos controlos avançados usados nos diferentes conversores, de modo a que exista uma troca de informações entre a rede *onshore* e *offshore* sem a necessidade de se adotar canais de comunicações, sendo referido como estes contribuem para a habilitação dos parques eólicos *offshore* para fornecer regulação primária de frequência.

No capítulo 5 é testada a rede através da modelização previamente descrita. Aqui é feita uma análise de sensibilidade do sistema referente aos parâmetros de controlo, é analisado também o caso de estudo em que a rede HVDC possui uma margem de reserva mas os conversores não têm qualquer tipo de capacidade de controlo primário de frequência, o que origina o não fornecimento de qualquer tipo de regulação por parte dos parques eólicos *offshore*. Por fim, é feita uma comparação entre dois casos distintos após uma mesma perturbação:

1. Os conversores *onshore* têm capacidade de controlo primário de frequência mas não contêm qualquer tipo de margem de reserva;
2. Os conversores *onshore* têm capacidade de controlo primário de frequência mas e contêm uma margem de reserva.

Para finalizar o documento, no capítulo 6, são feitas as conclusões finais relativamente ao trabalho desenvolvido e são propostos futuros desenvolvimentos para o complemento desta dissertação.

Capítulo 2

Sistemas de Transmissão de Energia para Parques Eólicos *Offshore*

2.1 Introdução

Existem duas formas de transmissão de energia elétrica, transmissão em corrente alternada e transmissão em corrente contínua. A primeira é a principal forma de transmissão nas indústrias e em zonas residenciais. Na verdade, é a que gera menos perdas na rede quando a alimentação das cargas é próxima da geração. Contudo, quando se está a tratar de problemas para longas distâncias, este tipo de transmissão torna-se numa fonte de despesas mais cara comparada com a transmissão em corrente contínua [7]. Os aumentos dos efeitos capacitivos dos cabos AC com o aumento das distâncias originam a necessidade do uso de compensadores de potência reativa, incrementando os investimentos e tornando por isso inviável a transmissão em HVAC para distâncias relativamente longas.

Aquando da instalação de parques eólicos *offshore* é necessário averiguar qual o melhor método de transmissão para a instalação. Sabendo *a priori* os métodos existente, é necessário proceder-se ao estudo de diversas variáveis locais para se concluir qual o melhor método a ser usado. O objetivo deste capítulo é fazer uma análise e descrição introdutória aos diferentes métodos existentes de transmissão da potência produzida pelos parques eólicos *offshore* até às redes continentais. Para tal, serão comparadas as diferentes tecnologias, de modo a averiguar as vantagens e desvantagens que cada uma terá associada a si. Mais ainda, uma vez que grande parte do desenvolvimento tecnológico dos sistemas HVDC baseia-se na tecnologia usada nos conversores, serão ainda referidos dois tipos de tecnologias dependendo dos conversores usados:

- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores com comutação natural de Linha (*“High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters”* na literatura anglo saxónica);

- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada- Conversores Fontes de Tensão (*“High Voltage Direct Current using Voltage Source Converters”* na literatura anglo saxónica).

Mencionando-se a respetiva configuração dos sistemas associados a cada tipo de tecnologia, bem como o equipamento necessário ao seu funcionamento.

Por fim, irá ser feita uma breve referência às diferentes topologias usadas em sistemas HVDC *Offshore* multi-terminal, bem como a redes ponto a ponto.

2.2 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada *versus* Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua

A corrente alternada tornou-se bastante popular tanto para usos domésticos como para uso industrial, apesar disso, para longas distâncias, as linhas de transmissão em corrente alternada têm certas limitações.

A resistência de um condutor AC é diferente da resistência de um condutor DC, ocorrendo certos efeitos eletromagnéticos em condutores de corrente alternada que não ocorrem nos condutores de corrente contínua, o efeito pelicular é um exemplo desse acontecimento. Devido a este efeito, a resistência de um condutor AC torna-se maior que a resistência de um condutor DC e, as perdas no cabo acabarão por ser maiores nas transmissões em corrente alternada.

Comparando a potência transmitida por duas linhas, uma de corrente alternada e outra de corrente contínua, usando os mesmo condutores e os mesmos números de isoladores por cadeia é possível provar o que foi mencionado.

A potência associada a um condutor de corrente contínua é:

$$p_d = V_d \cdot I_d \quad (2.1)$$

Onde V_d é a tensão entre o condutor e a terra e I_d a corrente que percorre esse mesmo condutor. Para um condutor em corrente alternada, esta potência é calculada da seguinte forma:

$$p_a = V_a \cdot I_a \cdot \cos \theta \quad (2.2)$$

Onde V_a é a tensão eficaz entre o condutor e a terra, e I_a , o valor eficaz da corrente que percorre o condutor. Assumindo o caso de estudo feito em [11], tem-se que $\cos \theta = 0.945$ [11] e, para o mesmo nível de isolamento e para uma mesma secção do condutor, $V_d = \sqrt{2} \cdot V_a$ e $I_d = I_a$, donde se tira que a relação das duas potências transmitidas é:

$$\frac{p_d}{p_a} = \frac{V_d \cdot I_d}{V_a \cdot I_a \cdot \cos \theta} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \theta} \approx 1,5 \quad (2.3)$$

Isto quer dizer que para o mesmo número de condutores, a potência transmitida em corrente contínua será maior, para se transmitir uma mesma potência ter-se-á então a relação:

$$\frac{P_d}{P_a} = \frac{2 \cdot p_d}{3 \cdot p_a} \approx 1 \quad (2.4)$$

Ou seja, usando-se dois condutores em corrente contínua e 3 em corrente alternada consegue-se uma mesma transmissão de potência, sendo que uma adoção em corrente contínua é mais económica devido ao número menor de condutores a usar. Não obstante, este tem a desvantagem de devido à necessidade de conversão de energia, torna-se necessário um maior equipamento, tornando as estações de conversão mais dispendiosas [11].

Como se referiu anteriormente, as perdas no cabo irão ser menores em corrente contínua, facto que poderá ser demonstrado da seguinte forma [11]:

$$\frac{P_L^d}{P_L^a} = \frac{2 \cdot R_L^d \cdot I_d^2}{3 \cdot R_L^a \cdot I_a^2} \approx 0.667 \quad (2.5)$$

Nesta análise foram desprezados os efeitos peliculares que como já se disse aumentam a resistência do cabo AC, tornando esta diferença ainda maior.

Como se pode ver pela figura seguinte, o crescimento das perdas em HVDC tem uma forma relativamente constante, ou seja, as perdas em função do comprimento são constantes, o mesmo não acontece em HVAC, onde esse comprimento tem um fator crucial nas perdas.

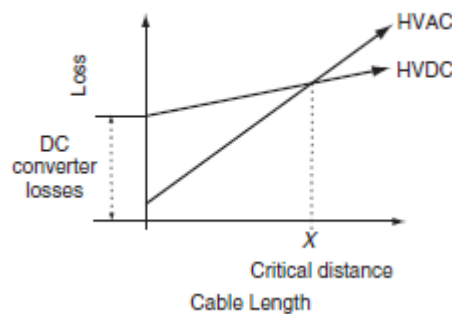


Figura 2.1 - Comparação de perdas entre sistemas HVDC e HVAC [9]

As linhas HVAC com grande extensão produzem e consomem energia reativa. Se uma linha de transmissão AC tem uma Indutância L e uma capacidade *shunt* C , por unidade de comprimento e uma tensão de operação V e corrente I , a respetiva potência reativa produzida pela linha é:

$$Q_c = \omega CV^2 \quad (2.6)$$

e a potência reativa consumida será:

$$Q_L = \omega LI^2 \quad (2.7)$$

por unidade de comprimento. Como se pode verificar pelas equações acima descritas, a energia reativa consumida e fornecida aumenta com o quadrado da tensão e da corrente, respetivamente. Para longas distâncias torna-se impensável usar cabos de transmissão HVAC devido ao facto de se produzir excessivamente potência reativa, sendo necessário o uso de equipamentos para a sua compensação, tornando-se numa tecnologia cara para longas distâncias.

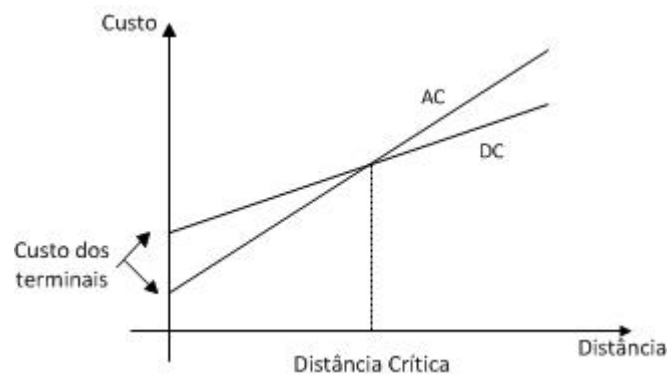


Figura 2.2 - Custo das instalações *onshore* e *offshore* com o aumento da distância [11]

Como se pode ver pela figura acima, a distância crítica é atingida igualando-se o custo de ambas as tecnologias. Esta distância é em cerca de 60-80 km para cabos submarinos [12]

Longas distâncias são tecnicamente inalcançáveis por parte de linhas AC, sem intermédio de compensação de energia reativa. A frequência e os componentes reativos causam problemas de estabilidade em transmissão AC. Por outro lado, transmissão em corrente contínua não tem esses problemas devido à ausência de frequência, pelo que não existem limites no que diz respeito à distância.

2.2.1 Vantagens e desvantagens da Transmissão em HVDC [7-8]

De uma forma geral, podem ser definidas as seguintes vantagens para a transmissão em alta tensão de corrente contínua quando comparadas com transmissões em corrente alternada:

- Grande potência por condutor, para a mesma secção e nível de isolamento;

- Cada condutor pode ser operado como se se tratasse de um circuito independente, como acontece no caso de linhas bipolares;
- Não existe efeito pelicular, sendo que a resistência dos cabos DC é menor que a resistência dos cabos AC, levando a um menor valor de perdas nos cabos, para a mesma secção e nível de isolamento;
- O fator de potência é sempre unitário. Isto acontece porque a linha não requer nenhum tipo de compensação de energia reativa;
- A reatância da linha não é um fator limitativo, o que leva a um transporte a longa distância sem compensação, e que a queda de tensão apenas dependa da resistência e da corrente que percorre a linha;
- Pode conectar sistemas AC ou diferentes frequências, o que ocorre porque a ligação entre duas redes em corrente contínua é assíncrona, logo não advêm problemas de estabilidade;
- Podem ser controlados os fluxos de potência, controlando-se os valores das tensões nos extremos das linhas.

Apesar das inúmeras vantagens apresentadas, este tipo de sistema apresenta as seguintes desvantagens:

- Os conversores usados têm um custo elevado;
- Os conversores possuem uma capacidade de sobrecarga muito limitada comparada com os sistemas convencionais, exigindo sistemas de controlo e proteção rápidos;
- A operação das redes multiterminal não é fácil - levando a estudos de novos, melhores e mais rápidos métodos para o controlo deste tipo de redes.

2.3 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada

O modo mais comum de transmissão de energia elétrica é em corrente alternada. Sendo uma tecnologia aplicada há diversos anos, foi alvo de evolução, tendo-se desenvolvido diversos componentes de acordo com esta transmissão. Exemplo disso são os disjuntores AC mais desenvolvidos e conhecidos que os disjuntores DC.

Hoje em dia, a transmissão em alta tensão de corrente alternada é a tecnologia mais usada em instalações *offshore* quando a distância à costa é relativamente pequena. Um exemplo de uma configuração usando a tecnologia HVAC encontra-se representada na figura 2.3, seguinte.

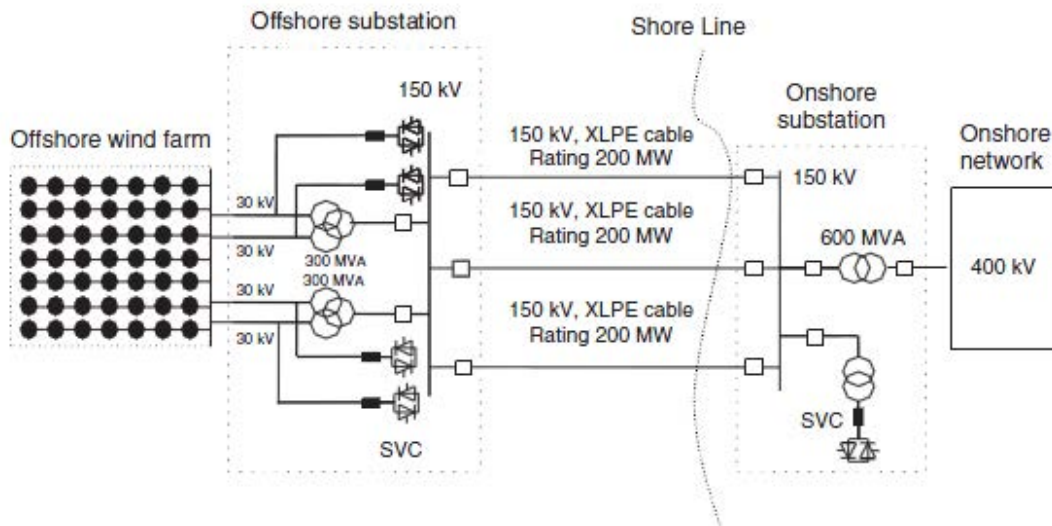


Figura 2.3 - Exemplo de configuração de um parque eólico Offshore, usando a tecnologia HVAC. [9]

Uma das razões para que este tipo de tecnologia seja escolhida apenas para distâncias curtas é o facto de existir um aumento dos efeitos capacitivos dos cabos AC com o aumento da distância e também com o aumento da tensão nominal [10]. Efetivamente, este é considerado o grande fator de limitação da tecnologia HVAC. Com o aumento da distância para a costa, irá ter de ser utilizada compensação de energia reativa em ambos os lados do cabo, isto é, quer no lado *onshore* quer no lado *offshore*. A título de exemplo, para um parque eólico *offshore* de 400 MW com 2 cabos de 150 kV e com comprimentos de 120 km, terá de ser usada uma compensação na ordem dos 150 MVar indutivos, tanto no lado *onshore*, como no lado *offshore*. [9]

Na figura seguinte é mostrada uma comparação feita em [10] para capacidade de transmissão em cabos operando a diferentes níveis de tensão - 132, 220 e 400 kV- com compensação apenas em *onshore* e com compensação em ambas as extremidades dos cabos.

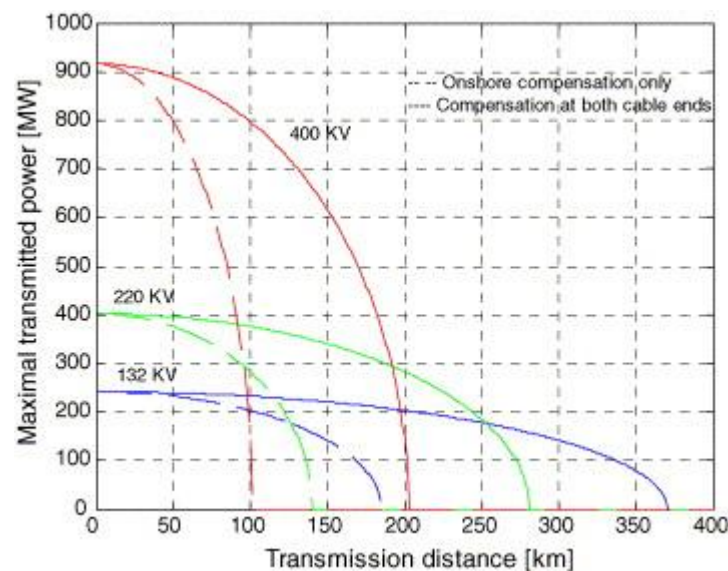


Figura 2.4- Capacidade de transmissão em sistemas de corrente alternada, 132, 220 e 400 kV [10].

Como se pode verificar pela figura acima, quanto maior for a tensão, menor será a distância à qual se pode transmitir potência em HVAC. Por outro lado, para tensões mais baixas transmitem-se potências menores, mas durante uma maior distância. Considerando o uso de compensação apenas no lado *onshore*, não se conseguirá transmitir potência a distâncias tão longas como se consegue usando compensação em ambos os lados do cabo, uma vez que a distância crítica é atingida num comprimento mais curto. Esta distância crítica é alcançada quando metade da corrente reativa produzida pelo cabo iguala a corrente nominal do fim do cabo [10].

As distâncias críticas da figura são então [10]:

- 370 km para uma tensão de 132 kV;
- 281 km para uma tensão de 220 kV;
- 202 km para uma tensão de 400 kV.

O nível de tensão num parque eólico *offshore* está compreendido entre os 30 e 36 kV [9]. Contudo, se o parque eólico *offshore* se encontrar a longas distâncias da costa, a transmissão de energia terá que ser realizada com uma tensão superior a esta. Isto significa que terá de ser usado um transformador para elevar essa mesma tensão. Por isso é que, na tecnologia HVAC, dependendo da distância, existem estações conversoras *offshore* sem transformadores. Da mesma forma que existe um transformador para elevar a tensão *offshore*, também terá de existir um na estação conversora *onshore* para a colocar em níveis aceitáveis à rede em terra.

Além do uso dos transformadores, também terá de se instalar, em ambas as estações, dispositivos de compensação de energia reativa, como se verificou anteriormente.

Foi feito um estudo em [10] em relação às perdas neste tipo de transmissão. Aqui foi verificado que quando se aumentava o nível de tensão do sistema e a distância à costa, as perdas globais do sistema aumentavam. O efeito pelicular aumenta a resistência nos cabos de corrente alternada e, como se sabe, as perdas aumentam com o quadrado da corrente mas também são fortemente influenciadas pela resistência do cabo e, portanto, grande percentagem das perdas totais do sistema relativamente à transmissão em corrente alternada dizem respeito às perdas nos cabos. As restantes percentagens são referentes às perdas nos transformadores *offshore* e *onshore* e às tecnologias de compensação de energia reativa usadas [10].

2.4 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua

As ligações HVDC podem ser classificadas em 2 diferentes categorias:

- Ligações Monopolares;
- Ligações Bipolares;

A configuração básica de uma ligação monopolar está presente na figura 2.5. Usa um condutor, geralmente de polaridade negativa, e o caminho de retorno é feito por terra ou por água. Este tipo de sistema é usado frequentemente quando se tem em consideração o custo da instalação, tendo em conta que a sua configuração implica um investimento mais reduzido que a ligação bipolar. A ligação monopolar pode ser considerada como um estado primário de uma configuração bipolar, isto é, pode ser desenvolvida uma ligação bipolar a partir de uma monopolar já existente.

Em locais onde a resistividade da terra possa ser demasiado grande ou haja interferência com estruturas metálicas nas imediações, um caminho de retorno metálico pode ser usado. O condutor que forma o caminho de retorno metálico terá de estar em baixa tensão. [8]

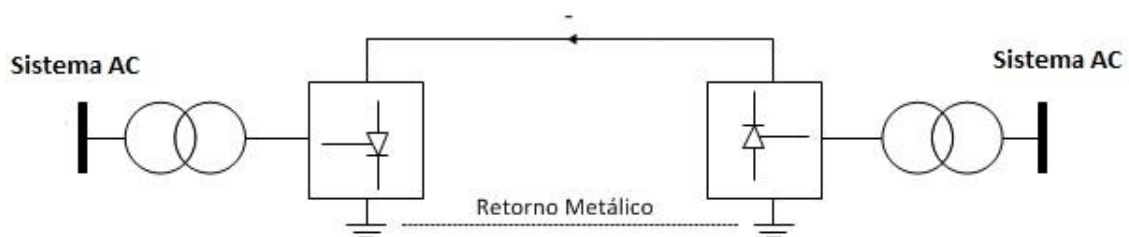


Figura 2.5- Ligação Monopolar HVDC [8].

A configuração de uma ligação bipolar encontra-se demonstrada na figura 2.6. Este tipo de configuração é composta por dois condutores, um deles com polaridade negativa e outro com polaridade positiva. Cada terminal desta ligação tem dois conversores com igual tensão nominal, ligados em série no lado DC. A junção dos conversores forma pontos neutros que estão ligados à terra em ambos os lados. Os dois polos podem operar independentemente, isto é, se algum condutor ficar isolado por motivos de falha, o segundo condutor poderá continuar a operar e a transmitir metade da potência antes do defeito.

De facto, esta configuração apresenta na sua maior desvantagem o seu custo. Apesar disso, a maioria dos sistemas de transmissão de corrente contínua apresenta uma ligação bipolar, podendo ser operada em modo monopolar devido a uma indisponibilidade de um dos polos.

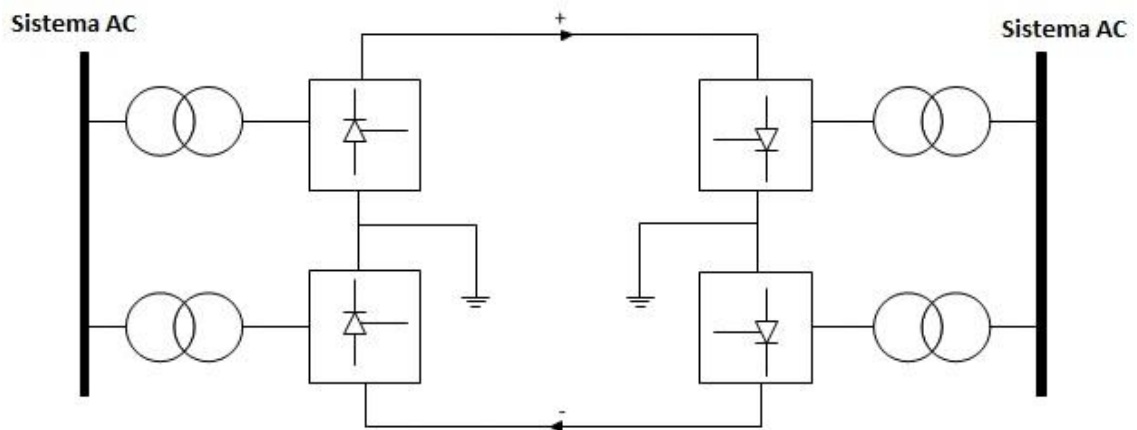


Figura 2.6- Ligação Bipolar HVDC [8].

Cada uma das configurações dos sistemas HVDC acima referidas tem, geralmente, grupos de conversores em cascata, cada um contendo um grupo de transformadores e um grupo de válvulas. Os conversores estão ligados em paralelo à rede AC, através dos transformadores, estando ligados em série no lado DC pelo grupo de válvulas, permitindo assim a obtenção de um nível de tensão desejada entre o polo e o neutro.

Os principais componentes associados a um sistema HVDC encontram-se demonstrados na figura 2.7, usando uma ligação bipolar como exemplo. De seguida irá ser feita uma breve descrição de cada componente.

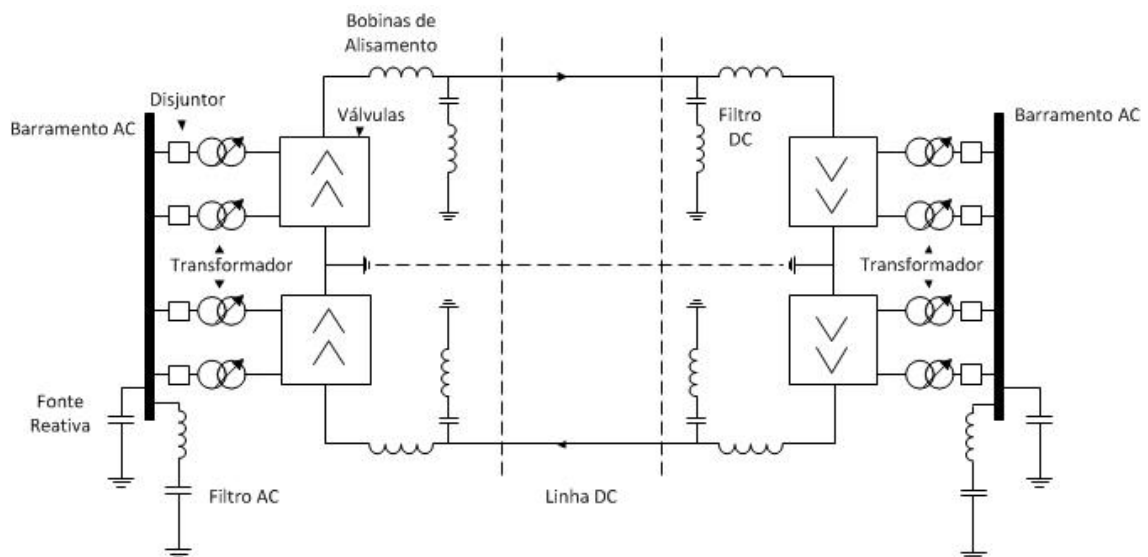


Figura 2.7- Esquema de um sistema HVDC bipolar identificando os principais componentes [8].

Conversores [8]. Estes executam a conversão corrente alternada/corrente contínua e corrente contínua corrente/corrente alternada, e são constituídos por pontes de válvulas ligadas a transformadores com tomadas. Cada ponte de válvulas encontra-se ligada a dois transformadores, em que a sua ligação do lado *offshore* é realizada em estrela/estrela, para um

dos transformadores, e o segundo encontra-se ligado em estrela/triângulo. O lado *onshore* encontra-se ligado em estrela/estrela e triângulo/estrela. Este tipo de ligação permite reduzir o tamanho dos filtros e permite a eliminação dos harmónicos, - impedindo a passagem destes quer para o lado DC, quer para o lado AC.

Bobinas de Alisamento [5-8]. Estas bobinas possuem uma elevada indutância, ligadas em série a cada polo da estação conversora. Estas bobinas têm as seguintes funções:

- Prevenir falhas na comutação dos inversores;
- Limitar a corrente de pico no retificador durante curto circuitos que possam ocorrer no cabo DC.

Filtros Harmónicos [8]. Os conversores geram harmónicos de corrente e tensão, quer no lado DC quer no lado AC, os quais podem causar sobreaquecimento dos condensadores e nos geradores vizinhos. Posto isto, os filtros são usados para eliminar ou, atenuar harmónicos presentes na corrente e na tensão. Assim, os filtros de corrente alternada, juntamente com o banco de condensadores, podem ser usados para absorver ou fornecer energia reativa. Quanto aos filtros de corrente contínua, estes são usados para prevenir a entrada de harmónicos AC no cabo de corrente contínua.

Fontes de compensação de reativa [11]. Os conversores DC absorvem energia reativa. No estado estacionário, a energia reativa consumida é cerca de 50% da energia ativa transferida [8]. Durante os estados transitórios, o consumo de energia reativa pode ser muito mais elevado, por isso estas fontes de energia são colocadas junto dos conversores. Estes sistemas auxiliares de compensação de energia reativa são então usados para fornecer potência reativa quando a produção dos parques eólicos *offshore* não é suficiente para manter um nível adequado de tensão que permita um funcionamento estável destas estações conversoras. Estas fontes de tensão irão servir de referência estável de tensão para períodos de baixa produção. Para sistemas de corrente alternada fortes, estes sistemas auxiliares são normalmente na forma de banco de condensadores e, dependendo da demanda por parte do sistema DC e do sistema AC, estes podem vir sob a forma de um grupo diesel ou de um compensador estático denominado de *STATCOM* (*"Static Synchronous Compensator"* na literatura anglo saxónica). O *STATCOM* em relação ao banco de condensadores, tem a vantagem de produzir ou então de consumir energia reativa, prover o suporte de tensão e assegurar uma maior estabilidade na estação conversora. É de referir também que os condensadores que estão associados ao filtro AC fornecem parte da energia reativa necessária.

Disjuntores AC [8]. Para eliminar defeitos no transformador e para colocar a ligação DC fora de serviço, os disjuntores são colocados no lado AC. Isto acontece porque estes disjuntores não são usados para eliminar defeitos DC, uma vez que este tipo de defeitos é eliminado com uma maior rapidez através de controlos dos conversores.

2.4.1 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (LCC)

Sistemas de transmissão de energia em corrente contínua baseadas em tecnologia LCC, têm sido instalados com sucesso em sistemas de transmissão de potência a longas distâncias em diversas partes do mundo, quer sejam instalações submarinas, quer sejam em instalações em solo [10]. É uma tecnologia que tem sido operada e usada com grande fiabilidade e eficiência durante mais de 30 anos [13], sendo portanto uma tecnologia bastante consolidada na transmissão de energia em longas distâncias. Além de ser uma tecnologia comprovada e eficiente, a transmissão em alta tensão DC usando conversores de tecnologia LCC apresenta outras vantagens [5-6-8]:

- Tem uma ligação assíncrona, o significa que podem dois sistemas AC ser conectados entre si, tendo cada sistema a sua frequência distinta;
- A distância de transmissão não é limitada pelas perdas;
- É possível controlar o fluxo e a magnitude da potência;
- Comparado com um cabo AC permite transportar uma maior potência;

Apesar das inúmeras vantagens apresentadas por este tipo de sistema, por vezes exige sistemas auxiliares de potência reativa para a estabilização da tensão de forma a garantir comutação dos tirístores. No entanto, esta comutação cria harmónicos que são injetados na rede [10]. Podem ser enumeradas outras desvantagens deste tipo de tecnologia [6-8]:

- Apesar de ser possível controlar a potência ativa do sistema *offshore*, este tipo de conversores não permite o controlo individualizado da potência ativa e reativa;
- Este tipo de tecnologia não consegue fazer a função “*Black Start*” (na literatura anglo saxónica) e, assim em caso de um colapso do sistema, ele não contribui ativamente para a fase de reposição de serviço, uma vez que só consegue entrar em funcionamento quando está sob tensão;
- Como geram harmónicos na rede, é necessário o uso de filtros para os eliminar ou atenuar;

- O uso de filtros e a necessidade de se usar fontes de compensação de reativa, fazem com que as estações conversoras sejam volumosas, quer em instalações *Offshore* quer em instalações *Onshore*.

Na figura seguinte está presente um exemplo de uma configuração de uma transmissão em corrente contínua usando conversores comutadores de linha.

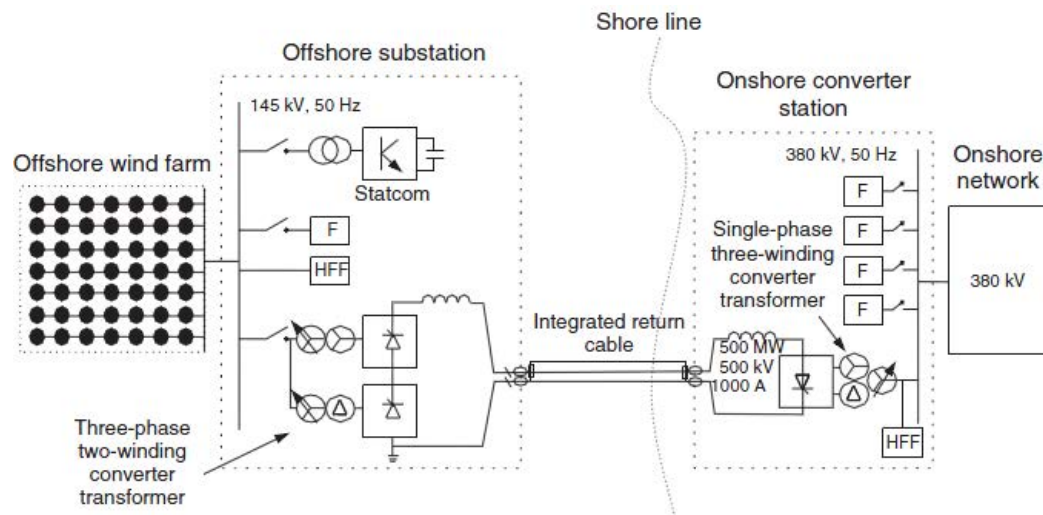


Figura 2.8- Configuração básica para uma instalação *Offshore* de 500 MW usando comutadores naturais de linha num sistema HVDC com STATCOM. Nota: F = Filtro; HFF= high frequency filter (na literatura anglo saxónica) o STATCOM pode ser trocado por um gerador diesel [9].

As estações conversoras são constituídas pelo conjunto das válvulas, transformador e disjuntor. Em tecnologias HVDC com conversores com comutação natural de linha estas válvulas usam tirístores como principal aparelho de comutação. Já se referiu que os conversores absorvem energia reativa, o que ocorre porque os tirístores funcionam apenas quando a corrente AC está em atraso em relação à tensão. Esta necessidade de energia reativa leva à inclusão de fontes adicionais deste tipo de energia, sendo que no caso da figura 2.8, este fornecimento é feito pelo STATCOM representado.

Para que se assegure uma comutação sem problemas por parte dos tirístores, a rede AC no “*point of common coupling*” (na literatura anglo saxónica) terá de ser forte, para resistir a qualquer excedente ou défice de energia reativa para que se alcance esta comutação por parte dos conversores. De facto, tratando-se de redes fracas a probabilidade de ocorrerem falhas na comutação é mais comum, sendo estas mais vulneráveis a desvios de tensão. Sendo os tirístores o componente essencial na conversão corrente alternada/contínua e corrente contínua/alternada é necessário assegurar essa comutação.

O princípio básico de funcionamento de um tiristor é que este só conduz se for aplicada uma tensão à porta (positiva em relação ao cátodo), e se a tensão no ânodo/cátodo for positiva. Se esta tensão for negativa ou se a corrente se anular, a válvula bloqueia a condução.

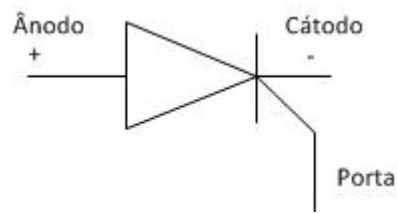


Figura 2.9- Esquema básico de um tiristor.

Estes tiristores são montados num esquema de ponte - ponte de *Graetz* trifásica a 6 pulsos como se expõe na figura 2.10.

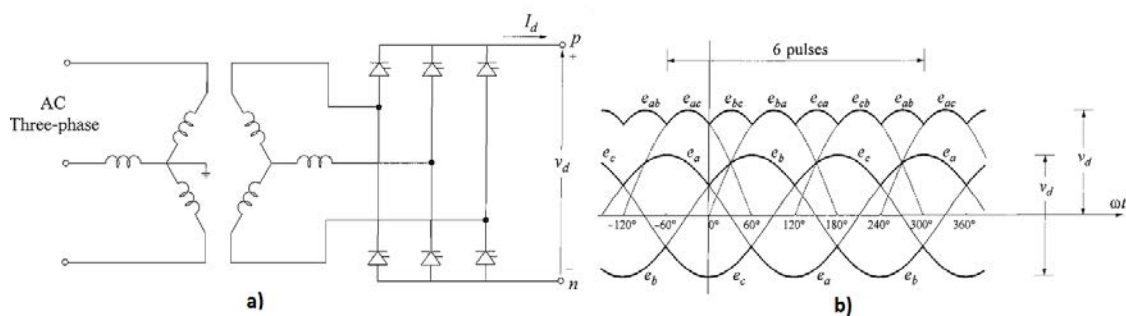


Figura 2.10- a) Circuito trifásico de ponte completa de tiristores. b) Tensões fase e neutro e fase-fase da ponte de *Graetz* de 6 pulsos [8].

A porta do tiristor pode ser usada para atrasar a comutação das válvulas. Este atraso chama-se ângulo de disparo, α , o qual tem um valor máximo de 180° , excedendo esse valor a válvula não consegue comutar. Segundo [8],

$$V_d = V_{d0} \cos \alpha \quad (2.8)$$

Onde V_d representa a tensão de saída e V_{d0} a tensão entre fases.

Como o ângulo de disparo pode variar entre 0° e 180° , o $\cos \alpha$ varia entre 1 e -1. Portanto V_d varia entre V_{d0} a $-V_{d0}$. Valores negativos de V_d , representam uma inversão em vez de uma retificação.

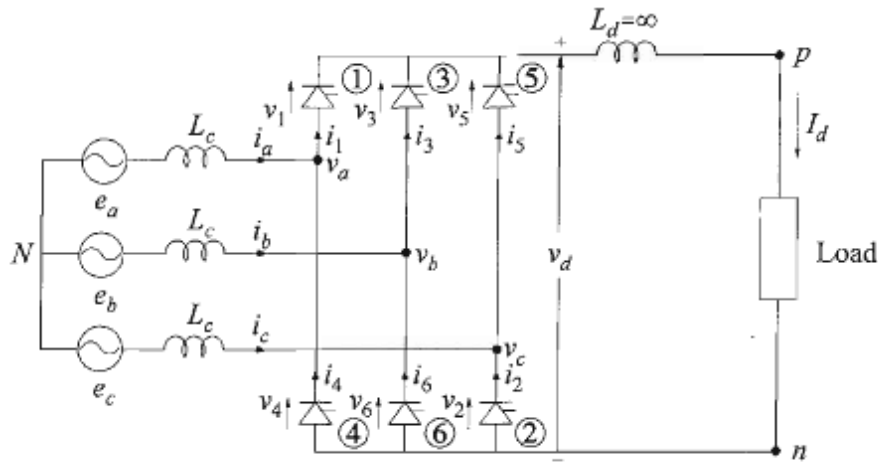


Figura 2.11- Esquema do circuito equivalente de uma ponte completa de tiristores. [8]

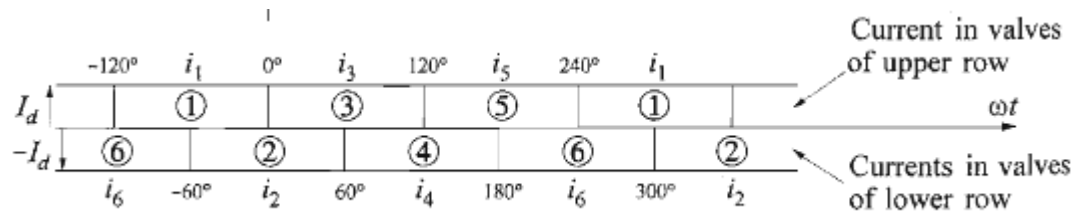


Figura 2.12 - Sequência de disparo das válvulas dos tiristores. [8]

Como se pode verificar, para ωt entre 0° e 120° o tiristor número 3 irá disparar, e entre -60° e 60° dispara o tiristor número 2. Isto significa que entre 0° e 60° disparam os tiristores 2 e 3, obtendo-se à saída a tensão entre as fases b e c. Com ângulo de disparo, os valores acima mencionados não são os mesmos. Controlando o ângulo de disparo consegue-se controlar o tempo de atuação dos tiristores, portanto para o tiristor 3, este irá disparar não em 0° , mas sim em α . O seguinte a disparar, o tiristor 4, irá ser para $\alpha + 60^\circ$, e assim sucessivamente. Obtém-se assim as tensões de saída:

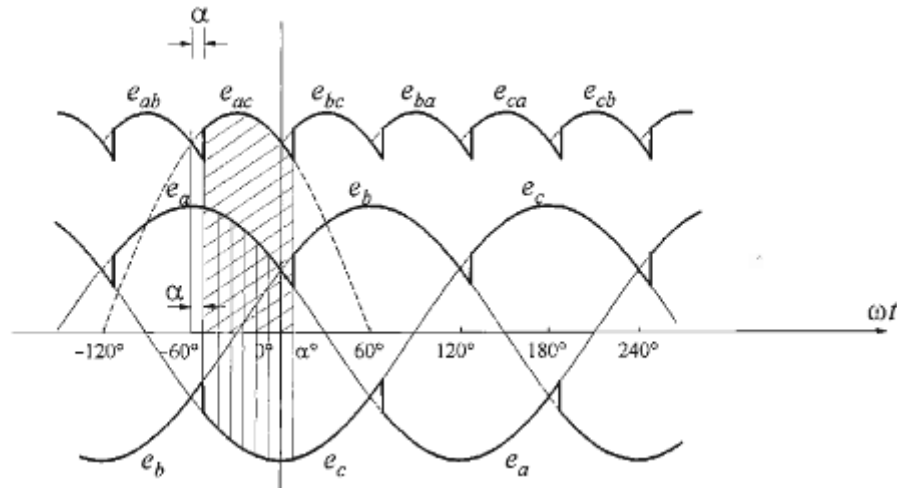


Figura 2.13- Tensões fase neutro e fase-fase à saída dos tiristores, dependendo do ângulo [8].

De forma a melhorar as características harmônicas dos sistemas LCC, estes usam usualmente pontes de tiristores de 12 pulsos [figura 2.14]. O seu princípio de funcionamento será semelhante ao apresentado anteriormente, e o seu funcionamento como retificador é descrito de seguida. Neste circuito a tensão de saída é calculada pela equação [11]:

$$V_{saída} = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} V \cos(\alpha) - \frac{6\omega L_s}{\pi} I_d \quad (2.9)$$

Onde,

$V_{saída}$ - Tensão entre o terminal + e o terminal - [V];

V - Tensão eficaz entre as fases do transformador [V];

α - Ângulo de disparo [°];

L_s - Indutância por fase do transformador [H];

I_d - Corrente que flui para o cabo de corrente contínua [A].

Até aqui tinha sido considerado que a comutação dos tiristores era instantânea, o que na verdade não ocorre, pelo que o parâmetro $\frac{6\omega L_s}{\pi}$ permite modelar a queda de tensão interna no conversor devido à comutação, sendo designado por resistência equivalente de comutação [11].

Pela equação 2.9, sabe-se que se consegue controlar a tensão de saída controlando-se o ângulo de disparo do tiristor. Para um ângulo $\alpha = 0^\circ$, a tensão de saída é máxima, à medida que este ângulo aumenta a tensão anula-se. Quanto menor o ângulo de disparo, maior será a tensão à saída e menor será a corrente.

Não é possível ter-se uma comutação instantânea das válvulas, em virtude da indutância da fonte. Este atraso de tempo, chamado de tempo de comutação faz com que três válvulas

estejam a conduzir em vez de apenas duas. O ângulo referente a este tempo é representado por μ e, juntamente com o ângulo de disparo, podem definir o fator de potência. Controlando este fator de potência é possível controlar o nível de tensão DC, controlando a potência que se pretende transmitir.

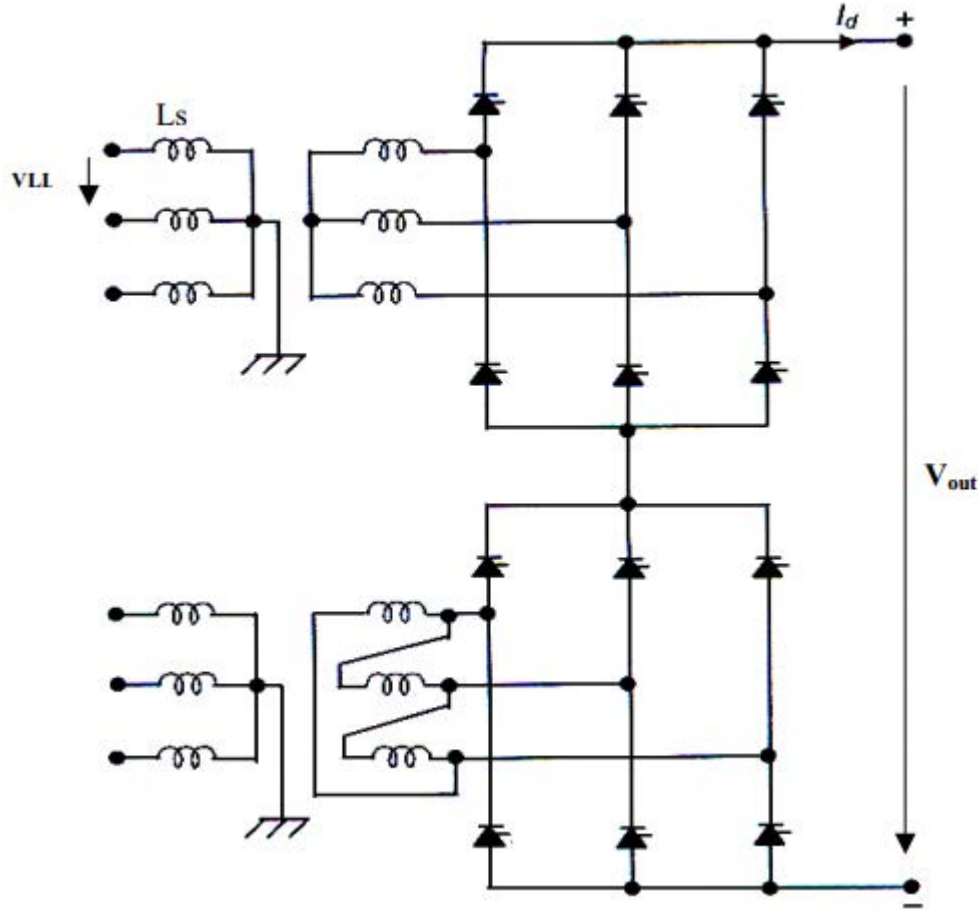


Figura 2.14- Conversor a 12 pulsos [11].

Através deste tipo de tecnologia consegue-se um controlo da potência ativa através do controlo do ângulo de disparo. O controlo de potência reativa é afeito de uma forma indireta (uma vez que depende do ângulo de disparo) controlando-se apenas indiretamente a potência reativa. As equações que permitem controlar a potência ativa e reativa (apesar de indiretamente) são:

$$Pe = V_{saída} \times I_d \quad (2.10)$$

$$Qe = V_{saída} \times I_d \times \tan \alpha \quad (2.11)$$

Onde,

Pe é a potência ativa fornecida pelo parque eólico *Offshore*;

Qe é a potência reativa fornecida pelo parque eólico *Offshore*;

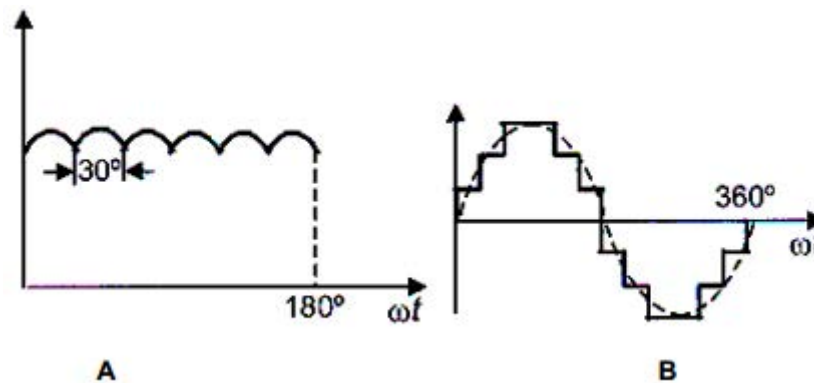


Figura 2.15- A) Tensão DC para $\alpha = 0^\circ$; B) Tensão AC para $\alpha = 0^\circ$ [8].

A tensão secundária do transformador com a ligação estrela/triângulo está desfasada em 30° em relação ao transformador com ligação estrela/estrela. Assim sendo, as tensões contínuas adicionam-se, o que faz com que à saída se tenha uma tensão contínua que se repete 12 vezes num ciclo. O facto de ser um conversor a 12 pulsos permite que a forma de onda AC seja mais perto de uma sinusoidal de que num conversor a 6 pulsos, o que significa que também introduz menos harmónicos na rede.

Pode então concluir-se que o uso de conversores a 12 pulsos reduz a necessidade de filtragem, quer do lado AC quer do lado DC [11] e, portanto é a mais usada nas estações conversoras *offshore*.

Em modo inversor, a operação e as fórmulas são semelhantes às já apresentadas, mas é usado um ângulo de extinção, γ . As equações de potência ativa e reativa transmitida são semelhantes às equações 2.10 e 2.11 embora com substituição do ângulo de disparo pelo ângulo de extinção.

A equação 2.12 é usada para calcular esse ângulo,

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha - \mu) \quad (2.12)$$

Foi feito um estudo de perdas deste tipo de sistemas (HVDC LCC) em [10], com dados referentes a instalações HVDC LCC realizadas. Os resultados obtidos por este estudo permitem concluir que grande parte das perdas totais do sistema é originada pelas estações conversoras devido à comutação dos tiristores. Neste estudo, verifica-se que com o aumento do comprimento dos cabos, as perdas aumentam também, como a distância não tem qualquer tipo de impacto sobre as estações conversoras, este aumento de perdas deve-se ao aumento da resistência do cabo.

2.4 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Fontes de Tensão (VSC)

As ligações HVDC usando conversores fontes de tensão estão a ser cada vez mais utilizadas em novos projetos, sendo que os mais relevantes começaram a ser instalados em 1997 [10]. Este tipo de tecnologia é relativamente nova, quando comparada com os outros dois tipos referidos neste documento, e é possível graças ao avanço tecnológico em eletrónica de potência, nomeadamente ao avanço do desenvolvimento de Transístor Bipolar de Porta Isolada (“*Insulated Gate Bipolar Transistor*” na literatura anglo saxónica) ou IGBT. Desta forma, as soluções de controlo dos conversores com base em PWM (“*Pulse Width Modulation*” na literatura anglo saxónica) podem ser usados, contrariamente à outra tecnologia HVDC conhecida.

Como foi já explicado as ligações HVDC usando LCC necessitam de redes fortes AC para diminuir o risco da não comutação das válvulas. Contrariamente a isto, a tecnologia VSC não apresenta o mesmo risco de exigência, visto que não existe necessidade de estabelecer a comutação em função da tensão da rede, levando a que não seja necessária nenhuma fonte de tensão auxiliar, como por exemplo STATCOM ou bancos de condensadores. Outras vantagens que podem ser enumeradas são [9]:

- Ao contrário das transmissões HVDC usando conversores comutadores de linha, estes permitem controlar de uma forma independente a potência ativa e a reativa;
- Podem ser operados nos quatro quadrantes P - Q;
- Pode ser usada a função “*Black Start*”, permitindo um apoio total ou parcial do sistema em caso de falha;
- Oferece a possibilidade de controlar um número diverso de variáveis como por exemplo a potência reativa, os harmónicos e *flickers* (na literatura anglo saxónica).

Os IGBT's são semicondutores que usam uma comutação a elevadas frequências, na gama dos 2000Hz. Esta comutação a alta frequência faz com que estes tipos de conversores tenham perdas mais elevadas quando comparadas com válvulas de tirístores, até cerca de 2% maiores por estação conversora. Apesar de haver esta desvantagem ao nível de perdas, o facto de se tratar de comutação a alta frequência faz com que se reduzam o nível de injeção de harmónicos. Como referido anteriormente, são usados filtros para se reduzir este nível, se esta tecnologia injeta menos harmónicos para os sistemas, menos filtros serão necessários. Outras desvantagens inerentes ao uso deste tipo de conversores são:

- Permite transmitir menores valores de potência quando comparado com a tecnologia HVDC LCC [9];
- Os curtos circuitos fase-terra podem ter impactos severos no sistema [10].

Um esquema de uma rede HVDC que utiliza conversores fontes de tensão está representado na figura seguinte:

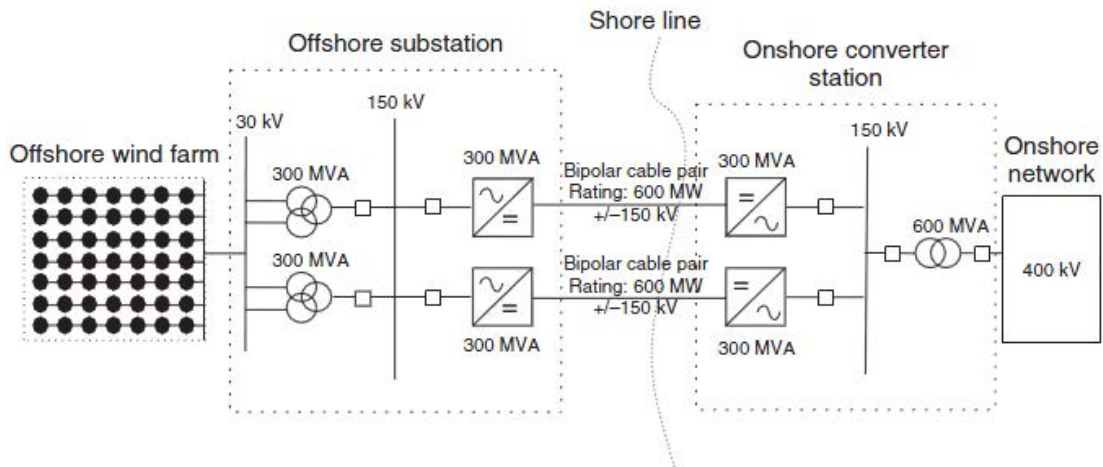


Figura 2.16- Esquema de uma transmissão HVDC usando conversores fontes de tensão [9].

Este tipo de ligações não é usualmente ligado à terra, tendo este aspeto em consideração, estas ligações necessitam sempre de dois condutores e portanto, ligações bipolares [9].

Estas estações conversoras utilizam válvulas IGBT's. Para controlar este circuito é usada a modulação de largura de pulso ("*Pulse Width Modulation*" - PWM na literatura anglo saxónica). O PWM usa um sinal de controlo sinusoidal (modulação de frequência) para modelizar o *duty cycle*.

A tensão de saída é obtida comparando este sinal de controlo com uma onda triangular de alta frequência, a frequência da onda triangular irá definir a frequência de comutação dos inversores.

Como se pode ver pela figura seguinte, dependendo do sinal do resultado da comparação da onda fundamental com a onda triangular, o sinal de tensão de saída irá ser positivo ou negativo. Isto é, se a onda sinusoidal tiver maior valor que a onda triangular, a tensão de saída será $+V_{d2}$, se o contrário se verificar a tensão de saída terá valor negativo.

O resultado será uma onda quadrada de tensão contendo uma réplica da onda desejada, mas nas suas componentes de baixa frequência [14]. Quanto maior a frequência da onda triangular, mais próxima a onda de tensão de saída será da onda sinusoidal fundamental, e portanto menos harmónicos irão ser injetados na rede. Contudo, quanto maior a frequência da onda triangular menor será a eficiência do conversor, devido a problemas com a dissipação de calor e leva a um consequente aumento das perdas. Este tipo de problemas acontece devido ao facto de se expor o conversor a stresses devido a altas tensões, originadas pela rápida comutação. Para se lidar com isso, terá então de se fazer investimentos para os transformadores manterem e aguentarem esses níveis elevados de tensão.

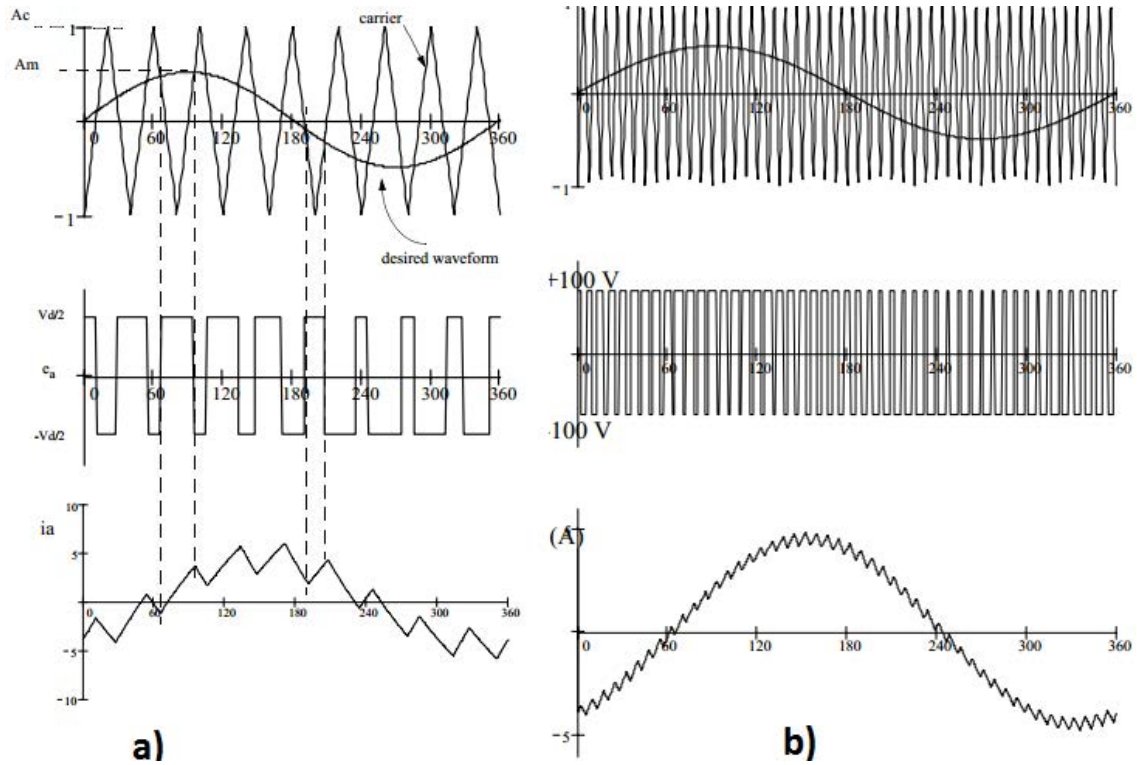


Figura 2.17- Princípio do uso de PWM; a frequência da onda triangular da imagem a) é menor que a da imagem b) [14]

Usando o PWM consegue-se um rápido controlo da potência ativa e reativa, conseguindo-se um desacoplamento entre estes e consequentemente o seu controlo individualizado, como irá ser explicado a seguir.

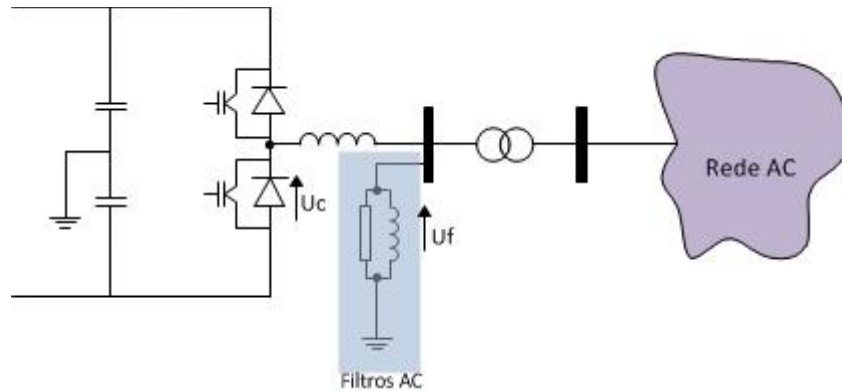


Figura 2.18- Diagrama do circuito simplificado.

O ângulo formado pelo ângulo de fase entre a tensão do filtro U_F e a tensão do conversor U_C é o ângulo δ . Este ângulo permite o controlo do trânsito de potência ativa entre o conversor e a rede de corrente alternada. A diferença de amplitude entre U_F e U_C controla o trânsito de potência reativa entre o conversor e a rede de corrente alternada.

As componentes ativas e reativas serão então definidas por [15]:

$$P = \frac{U_F \times U_C \times \sin \delta}{X_L} \quad (2.13)$$

$$Q = \frac{U_F \times (U_F - U_C) \times \cos \delta}{X_L} \quad (2.14)$$

Onde,

P é a potência ativa depois do inversor [p.u.];

Q é a potência reativa depois do inversor [p.u.];

U_C é a tensão do conversor [p.u.];

U_F é a tensão do filtro [p.u.];

X_L é a reatância da bobina [p.u.].

São necessários certos componentes para a realização da conversão de corrente alternada/contínua e corrente contínua/alternada, onde se destacam:

Transformador. Os conversores estão ligados à rede através de transformadores. Para além serem capazes de suportar os efeitos das comutações dos interruptores estáticos, estes garantem ainda o isolamento galvânico.

Indutâncias de acoplamento dos conversores. São bobinas dispostas na vertical sobre isoladores com armaduras de modo a eliminar campos magnéticos criados fora do reator. Este tem as funções de fornecer de passa baixo do PWM para a obtenção de uma frequência desejada e bloquear correntes harmónicas relacionadas com a frequência de comutação.

Em [10] foi feito um estudo de perdas para este tipo de transmissão de energia. Os resultados obtidos permitem concluir que as grandes perdas do sistema são derivadas das estações conversoras. A alta frequência de comutação por parte dos conversores originam elevadas perdas nas estações conversoras e, portanto, estes ocupam a maior percentagem das perdas totais do sistema. A análise feita relativamente às perdas na tecnologia HVDC LCC aplica-se igualmente a este sistema, isto é, as perdas globais do sistema aumentam com o aumento da distância apenas devido ao aumento do comprimento do cabo DC. Cabos mais longos originam resistências maiores e, portanto, maiores perdas por efeito de Joule.

2.5 Topologias de Rede para Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua

Existem diferentes topologias que podem ser usadas para o uso de transporte de potência em corrente contínua. Um dos aspectos a ter em consideração no uso de diferentes topologias é a questão de saber como é que estas se comportarão e qual a sua operação quando existem falhas nos conversores ou falhas na rede *onshore*. A mais simples é a topologia Ponto a Ponto, que liga um parque eólico *offshore* através de uma ligação monopolar ou bipolar a uma rede AC [ver figura seguinte]. Apesar de simples, este tipo de ligação é um primeiro passo para ligações multi-terminais, visto que estas irão provavelmente ser construídas passo a passo a partir de topologias e infraestruturas ponto a ponto já planeadas e existentes.

O uso de redes multi-terminal permite aumentar a fiabilidade do sistema. Este aumento de fiabilidade deriva do aumento de ligações e, o consequente aumento de “caminhos” possíveis para a alimentação das redes *onshore*. Ao se estabelecerem redes multi-terminal podem ser escolhidas determinadas topologias que permitem uma poupança de investimento, por exemplo, a topologia em Anel permite não colocar estações conversoras *onshore* em determinadas redes AC *onshore*, o que permite um benefício económico, poupando-se assim recursos.

Além disso, a possibilidade de se estabelecerem determinados fluxos de energia entre redes continentais distintas tem levado a que exista um interesse crescente relativamente a redes multi-terminal.

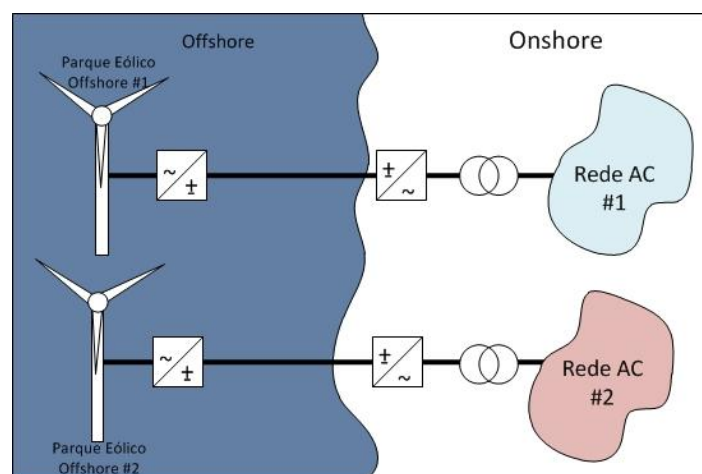


Figura 2.19- Topologia Ponto a Ponto.

Na ocorrência de defeito do conversor ou na linha de transmissão DC, a ação que deverá ser tomada é a saída de serviço da linha através da abertura dos disjuntores AC do lado da rede [16]. Assim sendo, em caso de falha, a conexão entre o parque e a rede irá perder-se, não

havendo trânsito de potência de um sentido para outro. Devido a isto, esta configuração não tem grande flexibilidade.

As redes multi-terminal são desenvolvidas a partir de redes ponto a ponto já estruturadas, sendo por isso redes mais flexíveis, oferecendo mais vantagens quando comparadas com as redes ponto a ponto, nomeadamente no que diz respeito à fiabilidade do sistema elétrico e, permite também, um aumento da capacidade de transmissão.

A primeira topologia multi-terminal avaliada é chamada de topologia em H, esta está presente na figura seguinte. A linha DC a vermelho é adicionada a duas redes ponto a ponto já existentes, tornando-se fácil de construir.

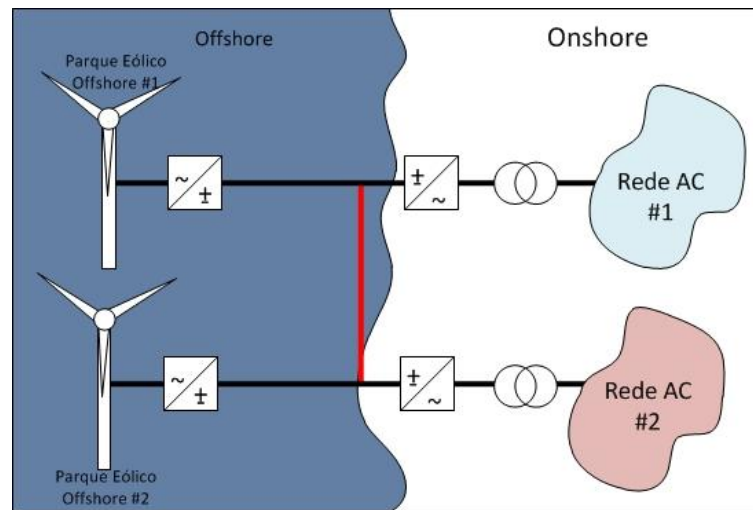


Figura 2.20- Topologia em H.

Este tipo de topologia tem as seguintes características:

- É possível operar a rede de forma a que possa existir troca de potência entre os sistemas AC de duas redes distintas e integrar a geração eólica;
- Em caso de falha de serviço de uma das linhas que faz a conexão entre o parque eólico e a as estações conversoras *offshore*, a interligação entre as redes AC continua operacional, podendo continuar a haver trocas de potência entre estas;
- Esta topologia tem como sua grande vantagem a sua simplicidade. Um cabo DC pode ser ligado a duas topologias ponto a ponto, em que os nós formados por esta junção são nós passivos, isto é, nenhuma estação conversora se encontra ligada.

Esta topologia pode derivar noutro tipo que se chama topologia múltiplo H, servindo para conectar vários parques eólicos às redes AC continentais. Uma desvantagem desta topologia, encontra-se na ligação entre o conversor e a rede. Se esta ligação se perder, perde-se por completo a produção desse parque, visto que não existe nenhum caminho de ligação extra entre esse parque e a rede *onshore*.

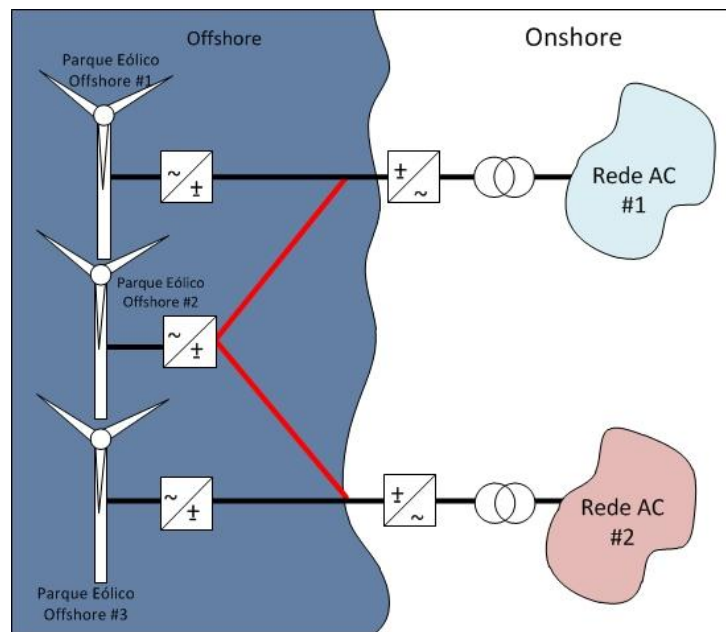


Figura 2.21 - Topologia em Anel.

Outro tipo de topologia existente é a topologia em anel [ver figura 2.21]. Tal como a topologia em H, esta também pode ser criada a partir de topologias ponto a ponto já existentes. Contudo, contrariamente à topologia em H, aqui todos os nós são controláveis porque se encontram ligados diretamente a estações conversoras. As ligações a vermelho são adicionadas às linhas já existentes para formarem uma rede conectando uma nova ligação de parque eólico. Esta topologia tem como sua maior vantagem a criação de um novo parque eólico *offshore*, sem a necessidade de se construir uma estação conversora *onshore*.

Se uma linha de ligação do conversor *offshore* que alimenta a zona *onshore* se perder, a produção desse parque é feita através da nova ligação, sem que exista porém troca de potência entre as duas redes AC.

2.6 Conclusões

Existem 3 grandes tipos de tecnologias para fazer a transmissão em Alta Tensão *Offshore* para *Onshore*- *HVAC*, *HVDC LCC* e *HVDC VSC* e, como se viu neste capítulo, cada uma tem as suas vantagens e desvantagens. Começando com a tecnologia *HVAC*, esta apresenta-se como a mais económica das três até uma determinada distância - *distância crítica*: atingindo-se essa distância esta passa a ser a menos económica. Atinge-se esta distância crítica em consequência da produção excessiva de energia reativa, tendo de se compensar através da introdução de compensadores deste tipo de energia, elevando-se os custos destas instalações.

Em relação às perdas, comparando as diferentes soluções existentes e considerando o estudo feito em [10], verifica-se que para as distâncias mais curtas a tecnologia *HVAC* é a mais

vantajosa das três, sendo que para distâncias acima de 50 km [10], a tecnologia HVDC LCC apresenta-se como a mais viável.

Na secção de comparação entre a tecnologia em corrente alternada e corrente contínua verificou-se que a segunda tinha menos perdas que a primeira, contudo, apenas foi tido em conta as perdas em cabos e, como se pode averiguar em [10], quando se tem em conta as estações conversoras a tecnologia HVAC é a que apresenta menores perdas globais quando a distância à costa é pequena e, consequentemente, é melhor tecnologia a ser usada nestes casos.

A tecnologia HVDC LCC é, de entre as duas apresentadas em corrente contínua, a mais consolidada. É utilizada há já alguns anos, o que a torna numa tecnologia mais conhecida embora apresente uma menor margem de exploração e desenvolvimento. É uma tecnologia que apresenta como sua grande vantagem o facto de conseguir transportar grandes quantidades de energia, mais do que a tecnologia VSC, em longas distâncias, sendo também a tecnologia que apresenta menores perdas globais de sistema [10]. Apesar de ser mais vantajosa para longas distâncias, apresenta custos maiores (quando comparada com a transmissão em HVAC), necessitando de mais equipamento devido à necessidade de transformação de corrente alternada em corrente contínua, usando conversores que injetam harmónicos na rede, levando à necessidade de uso de filtros para atenuar os seus efeitos. Apesar disso, com o aumento da distância os efeitos económicos tendem a tornar-se mais vantajosos do que na tecnologia HVAC. A sua maior desvantagem traduz-se no facto de não poderem ser usados em redes multi-terminal e também em redes fracas, a razão mais importante reside no facto de para se fazer uma reversão do sentido de potência terá de ser feita uma reconfiguração total do sistema.

Por fim tem-se a tecnologia HVDC VSC. Esta é das 3 tecnologias a mais recente e tem, na sua grande vantagem a possibilidade de fazer controlo independente de potência ativa e reativa. Não necessitando de qualquer tipo de fornecimento adicional de tensão, torna-a numa tecnologia muito atractiva para redes fracas. Apesar disso, tem nas suas perdas a sua maior desvantagem. Através da análise de [10] verifica-se que é a tecnologia com maiores perdas globais devido às altas frequências da comutação. A grande vantagem desta tecnologia reside no facto de se poder usar em redes multi-terminal, fazendo com que seja uma das tecnologias com mais futuro em redes de alta tensão em corrente contínua.

Com os diferentes níveis existentes de topologias os níveis de *performance* destes também varia. Aumentando a complexidade destas, mais fiável se torna o sistema, mas também aumenta a dificuldade de controlo e mais caro se torna o investimento.

Capítulo 3

Modelização e controlo de um sistema HDVC multi-terminal

3.1 Introdução

Para se realizar um estudo relativamente à contribuição dos parques eólicos *offshore* na regulação primária de frequência, terá de ser modelizado um sistema baseado nas diferentes partes constituintes desse mesmo sistema. Esta modelização irá permitir identificar soluções de controlo que permitam a concretização dos mecanismos de regulação primária de frequência, mediante a topologia pretendida e irá permitir a avaliação da robustez da solução e a sua aplicabilidade em projetos reais. Para tal, irão ser descritas as suposições feitas, bem como as características referentes a eles. Estas suposições foram implementadas durante a fase de simulação do sistema e, portanto, aplicam-se a todo o documento desenvolvido.

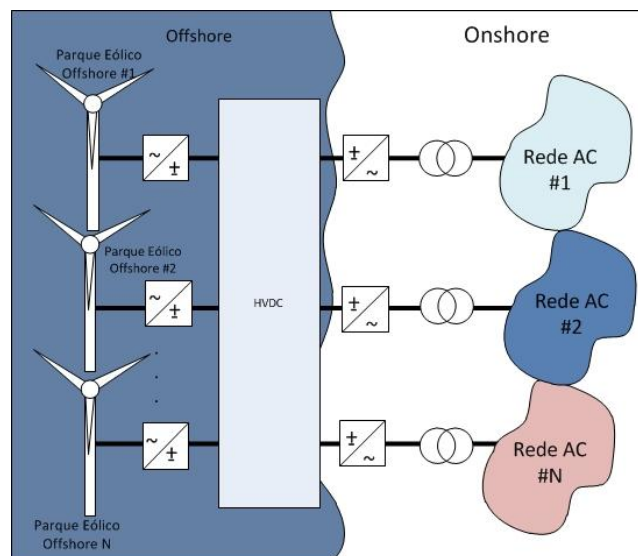


Figura 3.1 - Arquitetura de um sistema HVDC.

Um sistema deste tipo tem como principais componentes a rede HVDC, os conversores *onshore* e *offshore* baseados em estações conversoras VSC e os geradores eólicos. O bloco referente à rede HVDC irá modelizar a sua topologia.

3.2 Parques Eólicos

Existem 4 tipos de aerogeradores que podem ser usados em parques eólicos: aerogeradores de velocidade constante, aerogeradores de velocidade variável fixa, aerogeradores de velocidade variável com conversor parcial e por último aerogeradores de velocidade variável com conversor integral. Com o avanço da tecnologia foi-se colocando de parte os aerogeradores de velocidade fixa e os de velocidade variável constante, por serem pouco flexíveis e de necessitarem de uso de compensadores de energia reativa. Deste modo, os geradores de velocidade variável com conversores são as duas grandes tecnologias que existem atualmente em termos de mercado de parques eólicos, sendo exemplos disso os geradores de indução duplamente alimentados (DFIG - “*Double Fed Induction Generator*” na literatura anglo saxónica) e os geradores de ímanes permanentes (PMSG - “*Permanent Magnet Synchronous Generator*” na literatura anglo saxónica).

- A tecnologia DFIG é, a mais usada atualmente no mercado *onshore*. Tem atualmente a maior gama de potência e contém um conversor interno VSC que permite explorar diferentes variações e condições de vento, tendo um custo reduzido;
- A tecnologia PMSG esta a evoluir rapidamente, tendo sido preferida para parques eólicos offshore por a sua taxa de manutenção ser inferior à da DFIG. Esta menor manutenção reside no facto de ser uma tecnologia sem escovas e sem caixa de velocidades¹, o que torna um fator decisivo em instalações *offshore* em que o custo de manutenção é mais elevado que manutenção *onshore*. Sendo um conversor integral, permite explorar um maior gama de variação de condições eólicas, mas tem a contrapartida de ter um custo mais elevado que o mencionado anteriormente.

A crescente integração de energia eólica implica a desclassificação de geradores convencionais, reduzindo assim a inercia global do sistema. No sentido de melhorar as condições de controlo de frequência numa rede com elevada produção eólica terá então de se dotar os geradores eólicos desse tipo de serviços auxiliares, para além da simples produção de energia

¹ Nem todas as tecnologias PMSG são sem caixa de velocidades, mas a tecnologia está a evoluir nesse sentido.

elétrica, reduzindo-se assim os requisitos de reserva solicitados aos sistemas convencionais de produção de energia.

A energia primária para produção eólica é o vento e não pode ser controlada, portanto se se pretender injetar mais potência na rede devido a alguma falha na rede AC não é possível controlar esta variável de forma a haver mais vento para maior produção de energia. Uma das soluções identificadas passa por colocar a máquina a funcionar em regime normal com uma reserva de potência, *de loading* [19] (na literatura anglo saxónica), para que com a diminuição da frequência na rede seja possível aumentar a potência injetada pela máquina contribuindo, assim, para o controlo de frequência. Esta reserva é feita através do controlo de *pitch* (na literatura anglo saxónica). Este tipo de controlo baseia-se na regulação do ângulo de passo das pás que, através de um dispositivo mecânico, faz rodar as pás em torno do seu eixo longitudinal - com uma variação entre 0° e 90° - alterando a superfície frontal da pá que capta a energia do vento. Controlando-se o ângulo das pás, consegue-se controlar a potência, levando-a a ter um valor inferior ao seu valor nominal, conseguindo-se essa margem de reserva e portanto o controlo primário de frequência.

O controlo de *deload* consiste em criar essa reserva de potência, deslocando o ponto de funcionamento da turbina relativamente ao ponto máximo de extração de potência. Para este efeito é usado o ângulo das pás, β , que pode ser modelizado usando o seguinte esquema:

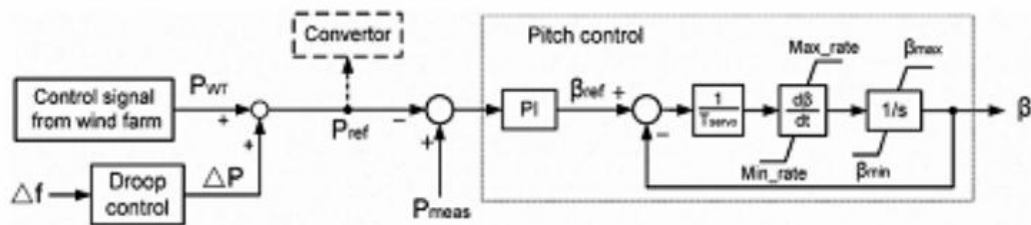


Figura 3.2- Controlo de pitch [19]

Em [18] foi desenvolvido um trabalho com especial interesse em relação às operações do aerogerador com margem de reserva e ao controlo de *pitch*. Considerando uma margem de reserva de 20%, define-se a curva ótima e a curva com margem de reserva, como se pode ver na figura seguinte:

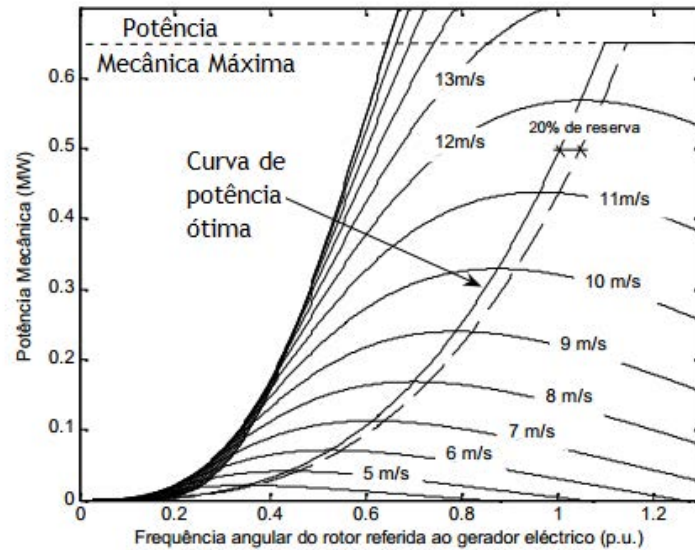


Figura 3.3- Curva de potência ótima e curva com reserva de potência [18].

Neste documento foi modelizada a turbina eólica, o aerogerador e o controlo de *pitch* de uma forma simplificada, visto que o principal objetivo não eram os estudos do gerador eólico. A modelização implementada foi a seguinte:

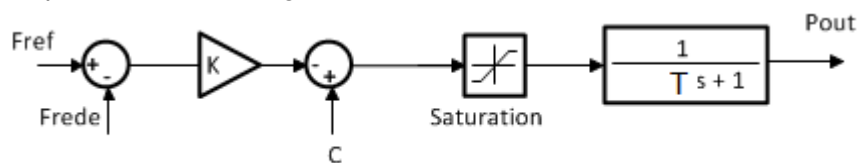


Figura 3.4 - Modelização do Parque Eólico.

Como se vê, a frequência da rede é comparada com uma frequência de referência e, portanto se ambos os valores forem iguais, o controlo de *pitch* não atua, injetando sempre a mesma potência, C . Para o parque eólico não produzir mais potência que a sua máxima foi criado um bloco *saturation* em que o limite superior é 1 p.u.. O atraso serve para modelizar o atraso referente à resposta não instantânea dos parques às variações de frequência. O controlo é feito comparando a frequência da rede *onshore* com uma frequência de referência (nesta caso 50 Hz) que após ser multiplicada por uma constante do tipo MW/Hz p.u transforma esse erro de frequência em valores de potência para serem comparadas com a potência entregue à rede. Se o erro for diferente de 0 o controlo de *pitch* irá atuar, fornecendo mais ou menos potência que a de referência.

3.3 Conversores HVDC

Os conversores fontes de tensão têm emergido mais recentemente e surgem como a alternativa mais viável para a transmissão HVDC. Este tipo de tecnologia é mais atrativa devido

ao suporte de reativa, aos reduzidos tamanhos dos filtros e pela sua capacidade de fazer “*black start*”. Além disso, este tipo de conversores tem a particularidade de inverter a direção da potência sem inverter a polaridade da ligação DC [17], ao contrário dos conversores LCC. Isso faz com que a tecnologia VSC seja mais fácil de implementar em redes multi-terminal e que possa ser considerada a única tecnologia viável para este tipo de sistemas. Posto isto, ambas as estações conversoras irão ser modelizadas usando tecnologias VSC.

3.3.1 Estações Conversoras *Onshore*

Os conversores *onshore* proporcionam a interligação entre a rede DC *offshore* e a rede AC *onshore*. Baseando-se em conversores VSC estes conseguem fazer o desacoplamento e, consequentemente, conseguem controlar de modo independente a potência ativa e reativa, operando nos quatro quadrantes da potência ($\pm P \pm jQ$), onde P é a potência ativa e Q a potência reativa. O conversor pode ser então modelizado usando controlos do tipo proporcional integral (PI) em que o ganho é ajustado por tentativa erro até se obter a resposta desejada. Nestes controlos proporcionais integrais estão envolvidos dois ciclos independentes de variáveis: a potência ativa e a potência reativa.

Estas estações conversoras são responsáveis pelo controlo da tensão DC dos condensadores entre os terminais da ligação, como pode ser visto pela figura seguinte.

A modelização dos componentes está implementada no referencial $d-q$ referentes à transformação de *Park*. Isto significa que tensões e correntes irão ter valores referentes à referência $d-q$. Visualizando a figura 3.5 seguinte verifica-se que, comparando os valores da tensão V_{dc} da ligação entre os terminais, com uma tensão de referência ter-se-á um erro de tensão que após passar num controlo PI é transformado num valor de referência da componente d da corrente. Essa referência irá ser comparada com o valor real da componente d da corrente que irá também ela passar num controlo PI, dando origem à tensão na componente d , V'_d .

Identicamente um valor de referência da potência reativa é comparada com o valor real desta, dando origem a um erro que, após passar num controlador PI, dá origem a um valor de referência na componente q de corrente. Este valor de referência é então comparado com o valor real da corrente que, após passar num controlo PI, irá dar origem à componente q da Tensão.

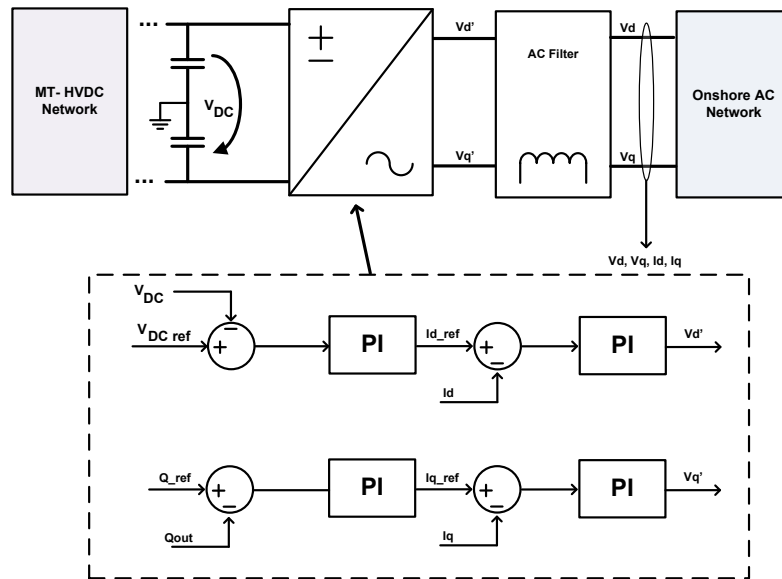


Figura 3.5 - Exemplo de modelização de conversores *onshore* [20].

Numa rede multiterminal com diferentes estações *onshore* pelo menos um dos conversores terá que controlar a tensão DC. Nos primeiros desenvolvimentos deste tipo de controlo, considerou-se que essa solução deveria ser realizada por uma única estação HVDC conversora, desempenhando uma função de barramento de referência, absorvendo e regulando todas as variações de potência referentes a toda a rede DC. Esta abordagem do problema é usualmente usada em ligações HVDC ponto a ponto. Apesar de funcionar para este tipo de redes, quando o problema se coloca em redes multiterminal esta abordagem traz diversos problemas e limitações:

- As especificações do conversor devem ser tais que aguentem com todas as alterações dinâmicas de potência que ocorrem em toda a rede DC;
- Os mesmo pressupostos têm de ser aplicadas às redes AC vizinhas. Isso quer dizer que o operador de rede AC terá de suportar uma potência injetada incontrolável;
- Em caso de ocorrência de falhas na estação conversora de referência - ou seja na estação onde está aplicada esta solução- terá de existir outra estação com o mesmo poder de regulação DC. Isto significa que o controlo não terá de ser aplicado somente a um, mas a todas as estações - não querendo dizer que estejam propriamente ativas.

As considerações acima descritas levam à conclusão que a tensão DC deverá ser controlada em diversas, se não em todas, as estações conversoras *onshore* ao mesmo tempo. Como irá ser descrito, controlando a tensão DC consegue-se controlar indiretamente a potência ativa injetada e absorvida pela rede DC. Usando um simples controlo - *droop control* (na literatura anglo

saxónica) - os diferentes conversores poderão atuar em conjunto na rede DC de modo a controlar as injeções de potência. Com este mecanismo de controlo a tensão DC é controlada junto com a potência, segundo a mesma característica.

3.3.2 Estações Conversoras *Offshore*

A estação conversora *offshore* funciona como uma unidade de rede comportando-se como uma fonte de tensão AC - os geradores produzem em corrente alternada definindo o valor da magnitude da tensão AC e a sua frequência. Cada estação conversora *offshore* atua como um retificador, transmitindo a potência eólica originada do gerador. Isto significa então, que esta estação conversora funciona como uma fonte fixa de tensão, que aceita toda a potência disponível proveniente dos geradores eólicos.

A modelização de um conversor *offshore* encontra-se representado na figura 3.6. Este controlo compara o valor da tensão V_d com um valor de referência, dando origem a um erro. Esse erro é convertido numa corrente de referência do eixo direto através do controlo proporcional integral, PI. Este I_d de referência irá ser comparado com o valor real de I_d que, após a sua passagem pelo controlo PI, irá dar origem ao valor de tensão V_d' . Algo de semelhante ocorre para o eixo em quadratura. Aqui existe uma tensão de referência V_q que irá ser comparada com o valor real de V_q dando origem a um erro. Que após passar pelo controlo proporcional irá dar também ele a uma corrente de referência, mas esta corrente é referente ao eixo em quadratura. Esse valor de referência irá ser comparado com o valor real de I_q dando origem à tensão V_q' .

Este conversor também irá impor a frequência da rede *offshore*, trabalhando com essa frequência fixa ou também podendo trabalhar num intervalo curto de uma frequência variável.

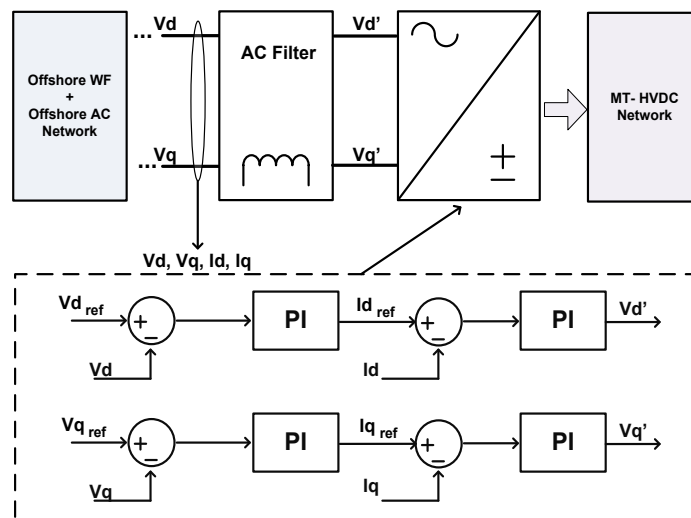


Figura 3.6- Modelização de um conversor *offshore* [20]

Durante o funcionamento normal toda a potência é extraída do vento segundo um *Maximum Power Tracking* (na literatura anglo saxónica) - MPT. Este MPT é uma estratégia de controlo das próprias turbinas. Essa potência extraída é injetada na rede AC *offshore* pelos geradores e transformada em potência DC pelos conversores *offshore*. A variável será então a potência dependendo da velocidade do vento. Estes conversores ao controlarem a corrente AC e a frequência *offshore* não conseguem controlar a tensão DC, pelo que esta tensão terá de ser controlada por outros conversores na rede DC.

Concluindo, os conversores *offshore* só poderão controlar variáveis AC (tensão e frequência) para transmitir toda a potência extraída do vento e para contribuírem para regulação de tensão das turbinas. Estes conversores não têm nenhum poder de controlo sobre as variáveis DC.

3.4 Rede DC Multi-Terminal (MTDC)

Cada interligação com a rede DC é feita através de cabos DC, que são modelizados através dos seus parâmetros RL do seu circuito equivalente. A conexão entre as duas estações conversoras deverá incluir os condensadores.



Figura 3.7 -Modelo do cabo DC.

3.4.1 Representação topológica

A energia elétrica produzida pelos aerogeradores *offshore* é transportada para a rede continental *onshore* através da rede HVDC multi-terminal, podendo esta ter diferentes topologias. Como já foi visto, diferentes topologias terão diferentes modos de operação e o seu estudo e modelação serão importantes, porque terão diferentes respostas aos modelos implementados, isto é, um modelo estudado e, concluindo-se que funciona para um tipo de topologia, não quer dizer que efetivamente funcionará para todas as topologias existentes.

Para se modelizar um tipo específico de topologia terá de ser desenhado o seu circuito equivalente. Para o exemplo de uma topologia em H o seu circuito equivalente é o apresentado na figura seguinte.

Como se pode verificar, existem dois parques eólicos com as respetivas estações conversoras modelizadas através de fontes de corrente. O valor injetado por estas fontes de corrente irá depender da velocidade do vento e portanto a sua potência é desconhecida.

Os cabos DC são modelizados através das resistências, impedâncias e dos condensadores e a interligação dos pontos E e F é a interligação que permite a comunicação das duas redes HVDC, formando a topologia em H.

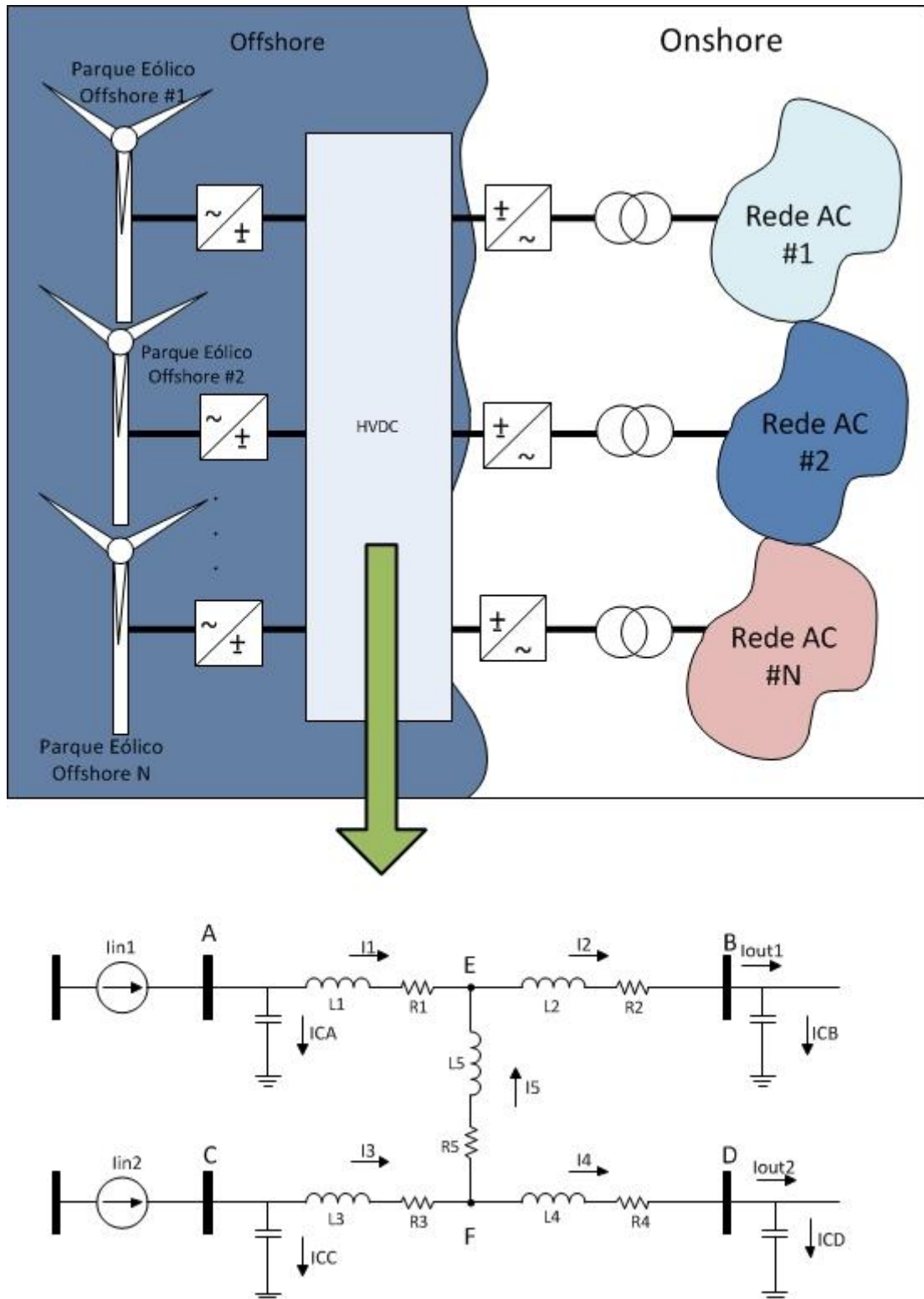


Figura 3.8 - Modelização de uma topologia em H.

As únicas variáveis controladas neste sistema são as tensões nos barramentos B e D, V_{DC}^B e V_{DC}^D respetivamente, o que acontece porque os conversores *onshore* controlam estes valores de tensão. Assim, para se conhecer as respetivas correntes e tensões terá que se fazer uma análise nodal do problema, em que a corrente de entrada I_{in} dependerá da potência produzida pelo parque e da sua tensão, por isso:

$$I_{in1} = \frac{P_{in1}}{V_{DC}^A} \quad (3.1)$$

$$I_{in2} = \frac{P_{in2}}{V_{DC}^C} \quad (3.2)$$

Em que P_{in1} e P_{in2} são as potências produzidas no parque 1 e 2, respetivamente e V_{DC}^A e V_{DC}^C são as tensões nos barramentos A e C, respetivamente.

As equações para se calcularem as tensões à saída da rede e entregues à rede AC *onshore* são semelhantes às apresentadas anteriormente, apenas se usa a potência entregue à rede AC, dividindo-se pela tensão dos barramentos. Assim, tem-se que:

$$I_{out1} = \frac{P_{out1}}{V_{DC}^B} \quad (3.3)$$

$$I_{out2} = \frac{P_{out2}}{V_{DC}^D} \quad (3.4)$$

De seguida é necessário calcular as correntes que transitam entre os nós da rede HVDC. Definem-se 5 correntes que transitam nesta topologia em H, sendo estas I_1 , I_2 , I_3 , I_4 e I_5 e as equações são então:

$$V_{DC}^A - V_{DC}^E = R_1 \cdot I_1 + L_1 \frac{dI_1}{dt} \Leftrightarrow I_1 = \frac{\int V_{DC}^A - V_{DC}^E - R_1 \cdot I_1 \cdot dt}{L_1} \quad (3.5)$$

$$I_2 = I_1 + I_5 \quad (3.6)$$

$$V_{DC}^C - V_{DC}^F = R_3 \cdot I_3 + L_3 \frac{dI_3}{dt} \Leftrightarrow I_3 = \frac{\int V_{DC}^C - V_{DC}^F - R_3 \cdot I_3 \cdot dt}{L_3} \quad (3.7)$$

$$I_4 = I_3 - I_5 \quad (3.8)$$

$$V_{DC}^F - V_{DC}^E = R_5 \cdot I_5 + L_5 \frac{dI_5}{dt} \Leftrightarrow I_5 = \frac{\int V_{DC}^F - V_{DC}^E - R_5 \cdot I_5 \cdot dt}{L_5} \quad (3.9)$$

Para finalizar as equações das correntes há ainda que referir as correntes que percorrem os condensadores barramento C_A , C_B , C_C , C_D . Estas correntes não são mais do que somas ou subtrações de cada corrente que passa nos nós da rede, assim sendo, tem-se que:

$$I_{CA} = I_{in1} - I_1 \quad (3.10)$$

$$I_{CB} = I_2 - I_{out1} \quad (3.11)$$

$$I_{CC} = I_{in1} - I_3 \quad (3.12)$$

$$I_{CD} = I_4 - I_{out2} \quad (3.13)$$

Ficando assim definidas todas as correntes que percorrem a rede DC. De seguida terão de ser calculadas as tensões do sistema para este ficar modelizado e caracterizado quanto à sua topologia. São definidas tensões em 6 nós da rede, sendo todas tensões DC. Assim temos:

$$I_{CA} = C \cdot \frac{dV_{DC}^A}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^A = C \cdot \int I_{CA} \cdot dt \quad (3.14)$$

$$I_{CB} = C \cdot \frac{dV_{DC}^B}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^B = C \cdot \int I_{CB} \cdot dt \quad (3.15)$$

$$I_{CC} = C \cdot \frac{dV_{DC}^C}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^C = C \cdot \int I_{CC} \cdot dt \quad (3.16)$$

$$I_{CD} = C \cdot \frac{dV_{DC}^D}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^D = C \cdot \int I_{CD} \cdot dt \quad (3.17)$$

$$V_{DC}^F - V_{DC}^D = R_4 \cdot I_4 + L_4 \frac{dI_4}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^F = R_4 \cdot I_4 + L_4 \frac{dI_4}{dt} + V_{DC}^C \quad (3.18)$$

$$V_{DC}^E - V_{DC}^B = R_2 \cdot I_2 + L_2 \frac{dI_2}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^E = R_2 \cdot I_2 + L_2 \frac{dI_2}{dt} + V_{DC}^B \quad (3.19)$$

Através das 19 equações acima referidas, a topologia do sistema fica modelizado. Se se pretender modelizar mais que uma topologia terá de se representar o seu circuito equivalente e escrever as equações nodais referentes à topologia escolhida.

3.5 Controlo da tensão da rede DC

Uma determinada velocidade de vento irá dar origem a uma potência produzida pelo parque eólico *offshore* que irá transitar na rede MTDC (“*Multi Terminal HVDC*” na literatura anglo saxónica). Tratando-se de uma rede em corrente contínua, consegue-se por conseguinte controlar o sentido do fluxo de potência, controlando determinadas variáveis na rede.

Este tipo de controlo de fluxo de potência serve determinados propósitos, por exemplo, pode ser usado um determinado controlo para se minimizar as perdas na rede, independentemente das injeções feitas *onshore*. Contudo, devido à sua limitação e falta de controlo de injeções torna-a inadequada em diversas situações. Outro tipo de possibilidade de controlo consiste em criar um perfil de referências de injeções em *onshore*, contando também com uma minimização de perdas, mas num segundo plano de otimização.

Na transmissão em corrente contínua tem-se a vantagem de existir uma relação entre a potência ativa e a tensão e, sendo assim, pode ser definido que a potência ativa é função da tensão (ou, de uma forma igualmente válida, que a tensão é função da potência ativa). Por conseguinte, podem ser desenvolvidas determinadas estratégias de controlo da rede HVDC para que seja possível controlar a tensão nos terminais dos conversores *onshore*. Dependendo da variável controlável definem-se diferentes estratégias de controlo, a estratégia adotada neste documento foi o “*Droop Control P-V*” (na literatura anglo saxónica), que permite controlar a tensão DC nos terminais do conversor *onshore* através de um controlo da potência injetada por essa estação conversora.

3.5.1 Droop Control

Como já foi referido anteriormente, não é aconselhável o uso de apenas um conversor *onshore* para a regulação da tensão DC do sistema. Para que tal não aconteça, todas as estações conversoras são dotadas de um *droop control* para que a tensão DC aos seus terminais possa ser

controlada sem introduzir restrições e problemas aos conversores e, por conseguinte, sem a introdução de problemas à operação do sistema.

Sendo que a tensão DC nos terminais dos conversores *onshore* é função da potência injetada, pode ser definida uma característica que permite o controlo da primeira variável através da segunda, isto é, uma determinada potência injetada irá dar origem a uma determinada tensão nos terminais das estações conversoras e, se essa tensão for diferente dos valores de referência, o *droop control* modifica o ponto de operação do sistema. Uma análise mais detalhada irá ser feita de seguida.

3.5.1.1 Droop Control P-V

Este tipo de regulação permite controlar a tensão DC dos terminais *onshore* em função potência injetada.

Na figura seguinte é mostrado um tipo de regulação usando um *droop* do tipo P-V, em que a inclinação da reta permite obter a relação entre a potência ativa que é absorvida ou injetada na rede HVDC e a tensão DC nos terminais do conversor.

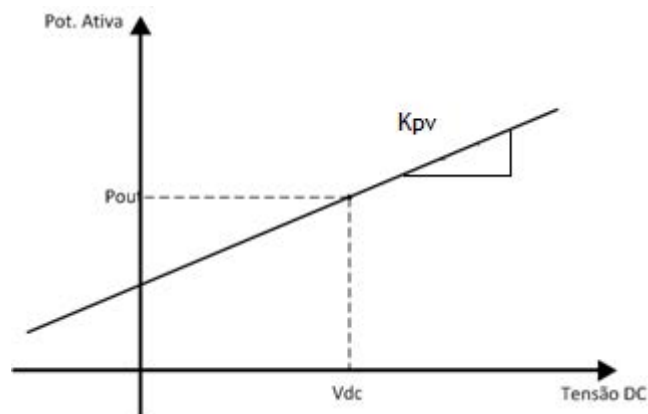


Figura 3.9 - Droop Control P -V adotado

Este tipo de controlo irá definir o ponto de operação do sistema conforme o valor de tensão de referência. Por exemplo, se para uma dada potência injetada na rede se verificar que a tensão DC aos terminais do conversor *onshore* estiver abaixo dos valores de referência o *droop* irá fazer com que seja injetada uma maior potência por forma a se verificar uma elevação da tensão.

3.6 Rede AC continental

Para se realizar um estudo da contribuição dos parques eólicos *offshore* para a regulação primária das redes continentais é de extrema importância a modelização da rede AC. A modelização terá de ter em conta as diferentes máquinas das centrais convencionais e as próprias gerações de origem renovável, bem como as cargas que estes terão de alimentar.

A geração da rede *onshore* juntamente com a produção por parte dos parques eólicos *offshore* terá de satisfazer a carga total da rede *onshore* sendo que, para menores produções por parte destes parques, maior potência terá de ser produzida na rede *onshore*.

A modelização da rede continental *onshore* foi realizada através de um modelo de um barramento único com um gerador equivalente, sendo que o gerador equivalente é de 6ª ordem, esta máquina síncrona está dotada com capacidade de controlo primário e secundário de frequência, com isto é possível obter uma estabilização da frequência nos 50 Hz após as perturbações.

3.7 Conclusões

Para a obtenção e análise de resultados sobre redes multi-terminal HVDC é necessário a modelização de todo o sistema, desde a rede *onshore* até aos parques eólicos *offshore*. Para tal, foram explicados e exemplificadas as modelizações feitas para a obtenção dos resultados que irão ser explicados e desenvolvidos futuramente neste documento. Começou-se pela modelização do parque eólico *offshore*, contendo a modelização da turbina, do controlo de *pitch* para a regulação primária de frequência e do aerogerador. A modelização destes parques foi feita através de modelos simplificados e equivalentes (visto que o objetivo principal não é o o estudo detalhado do parque, pelo que a representação simplificada é suficiente) que, apesar de não serem obtidos os mesmos resultados quando comparados com os modelos exatos, permitem obter resultados aproximados e igualmente válidos. Foram modelizados os conversores *offshore* e *onshore*, sendo demonstrada a técnica de controlo adotada para este segundo conversor - *droop control P- V*.

No âmbito do estudo sobre redes multi-terminais, é necessária e de extrema importância a modelização da topologia que se pretende usar. De facto dependendo da topologia, certos mecanismos de controlo podem não ser eficazes para o controlo das mesmas, sendo necessário verificar se os controlos aplicados irão funcionar para uma gama variada de diferentes topologias. Para isso terá de se fazer uma análise nodal e implementar as equações obtidas no *software* de teste, obtendo-se assim a topologia pretendida.

Por último, foi modelizada a rede AC *onshore*. Esta rede foi modelizada através de um modelo de um barramento único com um gerador síncrono equivalente alimentando uma determinada carga, modelizando-se assim todo o sistema pretendido.

Antes da simulação e análise dos resultados obtidos através destas modelizações, existem certos aspetos em relação a este tipo de redes que serão necessários referir, nomeadamente ao nível dos conversores. O principal objetivo nesta dissertação é a exploração do controlo de frequência a partir das redes MTDC com parques eólicos offshore sendo que no capítulo 4 irá ser desenvolvida uma estratégia para ser possível a realização desse objetivo.

Capítulo 4

Soluções de controlo para a participação de redes HVDC multi-terminal na regulação de frequência

4.1 Introdução

O controlo de frequência é essencial para uma operação estável e segura do sistema elétrico de energia. Como já foi dito anteriormente, a integração de produção eólica quer através de instalações *onshore*, quer através de instalações *offshore* tem aumentado, levando a desafios importantes em relação à frequência que não podem ser ignorados. Está provado que a presença de grandes quantidades de integração de parques eólicos leva a uma redução da capacidade de regulação de frequência por parte dos sistemas convencionais [22], nomeadamente quando estes parques eólicos substituem os sistemas convencionais que suportam a grande porção da potência ativa consumida na rede.

Esta redução do número de unidades implica uma redução da inércia total do sistema [22], afetando significativamente a regulação de frequência contribuindo para uma redução substancial da robustez das redes continentais. Para reduzir o impacto negativo destes parques eólicos é necessário dota-los com controlos para uma efetiva regulação de frequência, mas como a fonte de energia primária não é controlável é necessário desenvolver estratégias para estes poderem contribuir com um controlo primário de frequência. Existem determinados controlos que permitem aos parques eólicos *onshore* fornecer uma margem de reserva de potência através de regulação da energia cinética e mecanismos de *deloading* para contribuírem positivamente para a regulação da frequência. Mas em estações *offshore* ligadas a redes multiterminal HVDC onde não existem redes de comunicação entre a rede *onshore* e *offshore* é necessário desenvolver controlos adicionais para estes contribuírem com serviços auxiliares.

Neste capítulo serão abordados os controlos que permitem a habilitação dos parques eólicos no fornecimento da margem de reserva para o controlo primário de frequência sem o uso de comunicações “físicas”, referindo o problema do uso deste tipo de comunicações no transporte da energia. Irão também ser mencionados controlos avançados nos conversores *onshore* e *offshore* como complemento ao que já foi anteriormente referido no capítulo 3

4.2 Problema do uso de comunicações em redes MTDC ou através de um controlo centralizado

Como foi dito anteriormente, a integração em larga escala de geradores eólicos provoca problemas na regulação de frequência. Para mitigar o efeito causado por essa integração os geradores eólicos produzem menos potência do que aquela que o vento permite obter, criando uma margem de reserva de potência pronta a ser usada caso seja necessário, contribuindo assim para uma regulação da potência. Este desafio de regulação coloca-se tanto em parques eólicos *onshore* como em parques eólicos *offshore*, mas devido ao desacoplamento entre as áreas AC e as estações *offshore* causadas pela rede HVDC não se consegue uma implementação direta das técnicas usadas em *onshore*. Contudo, alguns estudos investigaram a possibilidade de dotar os parques eólicos *offshore* através de ligações ponto a ponto HVDC LCC com um mecanismo de controlo primário de frequência, atendendo à emulação inercial dos próprios aerogeradores. Para se conseguir este tipo de controlo, será necessário dotar os conversores *offshore* com controlos adicionais, em que a frequência da rede AC será uma variável de entrada e que permitirá saber se será necessário ativar esse controlo inercial. Esta frequência AC da rede terá de ser transmitida para estação conversora *offshore* através de canais de comunicação especializados, através de um controlo em cascata dos conversores ou através de um controlo centralizado. O mesmo princípio também é aplicado para se fazer um controlo de *pitch* para a regulação primária de frequência.

Para habilitar os parques eólicos a fornecer este controlo primário de frequência podem ser usados canais de comunicação dedicados para que as estações *offshore* recebam informações sobre o que se passa nas redes AC *onshore*. A instalação e a adoção destes canais dedicados nas redes multi-terminal HVDC exige que sejam construídas ligações entre todos os conversores AC e os respetivos parques eólicos, permitindo que estes recebam todas as informações referentes aos sistemas AC e, portanto, as suas frequências.

Outra abordagem que pode ser utilizada será na criação de um centro de controlo que recebe todas as variáveis e frequências dos diversos sistemas AC, comunicando e enviando os dados recebidos com cada uma das estações *offshore* através de um canal de comunicação.

O desenvolvimento deste tipo de estratégias de comunicação implica a instalação e exploração de canais dedicados de comunicação para transmitir os dados referentes às estações

onshore para serem processados pelas estações *offshore*. Estas infraestruturas, juntamente com o centro de controlo (se se pretender optar por esta solução), implicam grandes custos e problemas para o centro de controlo processar e transmitir essa grande quantidade de dados em tempo real. Esta grande troca de informações pode colocar grandes problemas à eficiência do sistema, uma vez que pode conduzir a atrasos nas trocas de informações, impedindo um eficiente controlo inercial e primário de frequência. Adicionalmente a este atraso, pode haver alguma falha de comunicação, referente a alguma falha no canal de comunicação, colocando em risco toda a regulação dos parques eólicos *offshore*, não contribuindo estes com qualquer tipo de serviço auxiliar para o sistema AC continental.

Apesar de esta comunicação ser feita em poucos segundos, o controlo inercial terá de ser feito em poucos milissegundos [23], observando-se, assim, que estes dois tipos de soluções não serão as mais indicadas para realizar a transferência de informação das redes AC para os parques eólicos *offshore*.

Para ultrapassar este problema será estudada e proposta outra solução, assente em mecanismos de controlo dos conversores e nas alterações das grandezas do sistema, não adotando redes de comunicações. Naturalmente que uma solução deste tipo não dispensa por completo o sistema de comunicações para efeitos de supervisão das infraestruturas, mas coloca requisitos menos exigentes à sua constituição.

4.3 Desenvolvimento na estratégia de controlo para habilitação de parque eólicos offshore fornecerem controlo primário de frequência sem adoção de comunicações

Concluindo-se que existem problemas inerentes aos sistemas de comunicação que tornam inviável o seu uso em parques eólicos *offshore*, necessita-se de outros mecanismos para permitir que redes multi-terminal estabelecidas em corrente contínua e integrando parques eólicos possam participar ativamente em serviços de regulação de frequência das redes continentais às quais se encontram ligadas. Estas novas alternativas baseiam-se em esquemas de controlo para que a frequência da rede AC *offshore* reflita o que realmente se passa no sistema da rede continental sem o uso de canais de comunicação que têm as desvantagens vistas anteriormente. Este novo mecanismo depende das ações de controlo dos conversores da rede HVDC, nomeadamente nos conversores *onshore*. Como já foi anteriormente referido, estes conversores foram desenhados para manterem e controlarem a tensão DC nos seus terminais. Esta tensão é controlada através da potência entregue à rede AC *onshore*, como se viu pelos *droop controls* mencionados no capítulo anterior. Esta tensão pode ser controlada através da equação [20]:

$$V_{DC} = V_{DC_ref} + k_{pv} \times P_{inj} \quad (4.1)$$

Onde V_{DC} é a tensão desejada nos terminais do conversor *onshore* e V_{DC_ref} é uma constante de referência de tensão. k_{pv} é uma constante com o valor em V/MW e é a inclinação da reta Potência Ativa/ Tensão DC que permite definir a operação normal do sistema. P_{inj} é a potência ativa injetada pelo conversor na rede AC. As duas constantes do sistema podem ser configuráveis e parametrizadas nas estações conversoras *onshore* por um supervisor ou um sistema de controlo, de acordo com a estratégia operacional adotada. A inclusão da inclinação Potência Ativa/Tensão DC permite a troca de potência entre os conversores da rede multi-terminal, dependendo da potência gerada disponível. Através desta partilha de potência entre os conversores, em caso de alguma estação de conversão sair de serviço, a rede DC continua com a sua operação normal.

Este controlo por si só não é suficiente para permitir um controlo primário por parte dos parques eólicos, porque ao parque eólico *offshore* lhe é alheio, o que se passa em relação à frequência da rede continental. Para que este obstáculo seja ultrapassado e os parques eólicos consigam interpretar o que se passa na rede AC, terão de ser incluídas variáveis adicionais à equação 4.1 nos conversores *onshore*.

Tratando-se a rede em estudo de transmissão em corrente contínua, não existe frequência associada às variáveis DC e, portanto, terá de ser desenvolvido no conversor *onshore* um controlo que permita transpor as variações de frequência ocorrentes na rede AC em variações de tensão DC. Para se atingir tal objetivo, foi incluída uma inclinação (*droop*) adicional à equação 4.1 [20]:

$$V_{DC} = V_{DC_ref} + k_{pv} \times P_{inj} + k_{fv} \times (f_{ref} - f) \quad (4.2)$$

Onde k_{fv} é a inclinação Frequência/Tensão DC, f_{ref} é a frequência de referência do sistema AC e f é a frequência atual da rede AC. Esta nova relação no conversor *onshore* permite não só reproduzir qualquer variação que possa ocorrer na rede AC, como também propagar essa variação aos conversores *offshore*. Esta propagação é dada pela alteração dos valores da tensão DC. Existindo alguma alteração de frequência irá existir uma alteração de tensão que irá ser sentida pelos conversores *offshore*, estes conversores serão capazes de transformar estas variações de tensão em variações de frequência referentes à rede AC do parque eólico *offshore*. Para que estas variações de tensão provocadas pelos conversores *onshore* sejam convertidas em variações de frequência é necessário dotar os conversores *offshore* com um tipo de malha de controlo segundo [20]:

$$f_{off} = f_{off_ref} + k_{fv} \times (V_{DC_ref} - V_{DC}) \quad (4.3)$$

Através deste controlo, consegue-se transpor em variações de frequência as variações de tensão sentidas e originadas pelos conversores *onshore*. Mediante o controlo elaborado através das equações 4.2 e 4.3 consegue-se sentir qualquer variação de frequência da rede AC continental nas estações conversoras *offshore*, sem a necessidade de adoção de redes especiais de comunicação, não existindo no sistema as desvantagens inerentes ao uso destes mecanismos de comunicação.

Esta secção do documento introduz um esquema de controlo sem a necessidade do uso de comunicações, baseando-se apenas em medições locais das variáveis e controlando-as de determinada forma para que seja possível a passagem de informação das características da rede AC para os parques eólicos *offshore*, proporcionando a possibilidade destes realizarem o controlo primário de frequência e controlo inercial das máquinas.

Relativamente ao conversor *onshore*, este é responsável pela interligação da rede DC, alimentada pelos parques *offshore* e a rede AC continental. São aparelhos que conseguem controlar a tensão DC dos seus terminais através de métodos de controlo *P-V*. Aqui podem ser considerados dois modos de operação:

1. **Operação em modo normal:** quando existe equilíbrio entre a produção e carga, resulta numa frequência da rede AC *onshore* muito próxima dos 50 Hz, havendo variações muito pequenas que, estando dentro dos limites impostos, podem ser discriminadas. Nesta situação, sendo a frequência desprezável, a característica referente ao controlo em operação normal é definida pela equação 4.1. Esta característica está representada na figura seguinte:

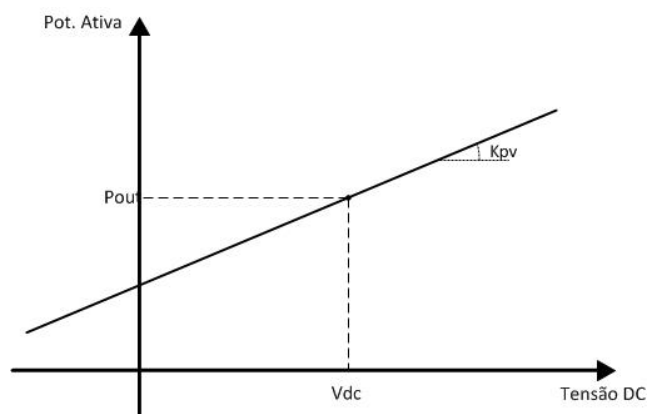


Figura 4.1 - Característica P-V para a operação normal do sistema nos conversores *onshore*.

2. **Operação em modo de emergência:** o sistema entra neste modo de operação assim que existe desequilíbrios significativos entre a potência gerada e a carga a alimentar na rede continental, o que se traduz numa variação de frequência da mesma rede. Quando estas situações acontecem é necessário a atuação dos mecanismos de

regulação primária de frequência por parte dos grupos geradores, a que se junta agora a contribuição da rede multi-terminal.

Este modo de operação é definido pela equação 4.2, e permite aos parques eólicos *offshore* ter conhecimento do que se passa na rede *onshore*, alterando a sua produção contribuindo assim com regulação primária de frequência.

Relativamente aos conversores *offshore*, estes interligam a rede AC *offshore* e a rede multi-terminal HVDC, controlando a frequência e o módulo da tensão AC destes. Para permitirem aos parques eólicos fornecerem controlo primário de frequência, estes terão de ser capazes de reproduzir as variações de tensão DC em variações de frequência. O controlo em cascata dos conversores terá de modificar a frequência da rede AC *offshore* baseada nas alterações das tensões DC impostas pelo conversor *onshore*.

Ter-se-á então de incluir uma malha de controlo por forma a que o mecanismo responsável pelo controlo da frequência *onshore* altere esta frequência proporcionalmente ao desvio de tensão DC. Este controlo é baseado numa característica tensão DC/frequência, que irá definir a nova frequência *offshore*. O controlo básico aplicado neste conversor compara a tensão antes da perturbação com a tensão DC sentida após essa perturbação, $V_{DC}^0 - V_{DC}$. Este erro originado pela subtração das duas variáveis terá que passar por uma *dead-band*, usada para distinguir as variações de tensão DC originadas pelo vento irregular, produzindo desvios da frequência *offshore*, das tensões DC impostas pelo desvio de frequência *onshore*. O valor desta variável é então multiplicado por um ganho K_f que irá definir o módulo do erro da tensão. Este ganho terá de ter unidades do tipo Hz/V para se poderem comparar valores de frequência, dando o erro de tensão origem a um erro de frequência, podendo ser comparada com a frequência de referência para se averiguar se existem desvios.

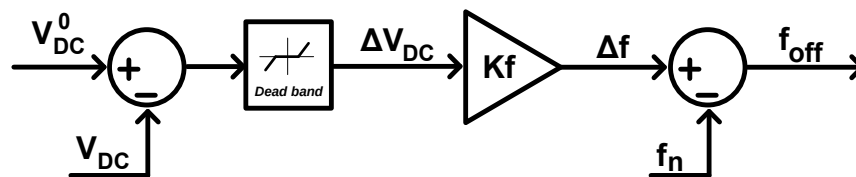


Figura 4.2 - Mecanismo de *droop control* para o conversor *offshore* [20].

Para um modo de operação normal do sistema, ou seja, $V_{DC}^0 = V_{DC}$, é facilmente verificável que não existirão variações impostas à frequência. Havendo algum tipo de variação, esses desvios irão ser impostos à rede *offshore*.

4.4 Conclusões

A regulação primária de frequência nos parques eólicos *offshore* é um fator crucial para a sustentabilidade e fiabilidade do sistema, não só *onshore* como também *offshore*. Participando ativamente no equilíbrio entre a produção e carga, equilibrando a frequência no seu valor nominal. Para os parques eólicos *offshore* realizarem controlo primário de frequência é necessário que estes saibam o que está a acontecer à frequência na rede AC *onshore*. Se existir um abaixamento ou subida de frequência do lado *onshore*, é necessário a transposição dessa informação para os aerogeradores eólicos para que possam fornecer uma potência extra através da margem de reserva.

Foram analisadas 3 maneiras de fazer a passagem da informação da rede *onshore* para os parques eólicos *offshore*:

1. Instalação de canais dedicados nas redes multi-terminal HVDC - construindo-se ligações entre todos os conversores AC e os respetivos parques eólicos, permitindo que estes recebam todas as informações referentes à frequência dos sistemas AC;
2. Criação de um centro de controlo que recebe todas as frequências dos diversos sistemas AC, comunicando e enviando os dados recebidos com cada uma das estações *offshore* através de um canal de comunicação;
3. Criação de sistemas de controlo nos conversores *onshore* e *offshore*, que permitam transpor a frequência da rede AC em valores de tensão DC e uma nova passagem dos valores de tensão para valores de frequência da rede AC dos parques eólicos - este sistema usa apenas medições dos valores aos terminais dos conversores, não necessitando de qualquer rede comunicacional.

Foram referidas as principais razões da não adoção dos dois primeiros pontos, sendo que se explicou como é que o controlo nos conversores funcionava. A partir do controlo desenvolvido nos conversores, nomeadamente, após a passagem dos valores de tensão DC para um novo valor de frequência., os aerogeradores irão interpretar esses desvios e irão produzir potências adicionais para uma nova estabilização dos valores de frequência, contribuindo para um controlo primário.

Capítulo 5

Demonstração de Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações efetuadas atendendo às modelizações apresentadas anteriormente, com diferentes valores de controlo dos conversores *onshore*. A base das simulações irá ser feita considerando dois grandes aspetos: com contribuição dos parques eólicos *offshore* e sem contribuição dos parques eólicos *offshore* para a regulação primária de frequência. Depois irá ser feita uma análise comparativa entre estas duas soluções, distinguindo-se as influências que cada uma terá para a contribuição da frequência na rede AC *onshore*.

5.1 Rede de Teste

De forma a poderem ser estudados os comportamentos da rede HVDC multi-terminal e a sua interação com as redes *onshore* AC, através do fornecimento de serviços auxiliares, foi utilizada uma plataforma em Matlab/Simulink, que inclui a modelização dos componentes descritos anteriormente. Para serem avaliados os comportamentos da rede multi-terminal HVDC aquando da aplicação dos métodos de controlo propostos nos diferentes componentes do sistema, foi criada uma rede de teste com dois parques eólicos conectados através da topologia em H, ligando duas redes AC distintas, como se pode comprovar pela figura 5.1.

Como foi referido, a modelização da turbina eólica e do gerador de ímanes permanentes foi feita de uma forma simplista, embora permita obter valores próximos dos que realmente se iriam verificar se fossem adotados os modelos exatos. Em relação às áreas AC, estas foram modelizadas através de uma máquina síncrona equivalente, alimentando uma carga. Foram considerados comprimentos de cabos iguais na rede DC, de forma a tornar a sua análise mais simples, sendo que cada estação conversora usa conversores do tipo VSC.

A figura seguinte pretende então mostrar o esquema considerado:

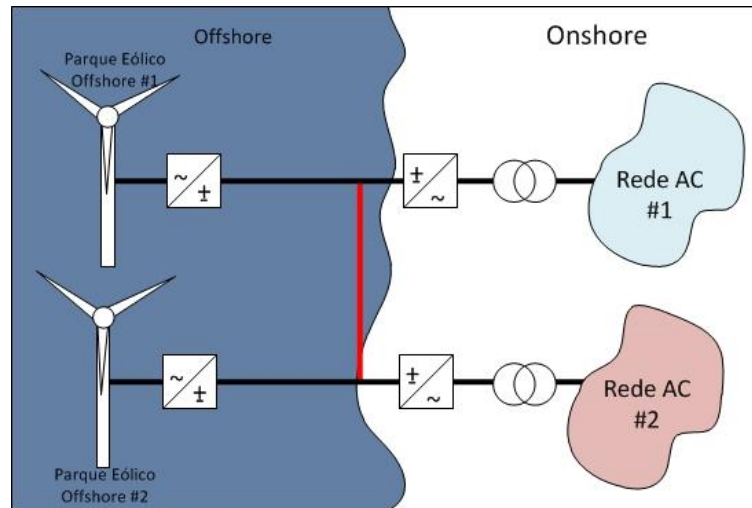


Figura 5.1- Parques eólicos ligados através da rede HVDC multi-terminal - Rede de Teste.

Para ser feita uma análise da contribuição dos parques eólicos *offshore* para o controle primário de frequência das redes continentais, irá ser incrementada uma carga à rede #1 por forma a criar uma perturbação. Para que os parques eólicos *offshore* contribuam com algum tipo de regulação é necessário dotar os conversores *onshore* com uma capacidade de controle primário de frequência (CCPF), essa necessidade irá ser demonstrada através da comparação que se irá fazer inicialmente, isto é, os gráficos das variáveis com os conversores dotados com CCPF irão ser comparados com os gráficos das variáveis em que não existe CCPF nos conversores *onshore*.

Após esta comparação inicial, irão ser seguidos 3 grandes passos de análise:

- 1 Aumento de carga na rede #1, com CCPF na rede DC, estando os parques eólicos *offshore* a fornecer sempre a sua potência máxima, isto é, sem qualquer tipo de margem de reserva;
- 2 Aumento de carga na rede #1, com CCPF na rede DC, estando os parques eólicos *offshore* a fornecer uma potência abaixo da sua potência máxima, isto é, existe uma margem de reserva;
- 3 Comparação dos modelos.

É importante referir que em ambas as redes AC *onshore* existe regulação secundária de frequência, levando a que a frequência volte ao valor nominal após a perturbação na rede.

5.2 Avaliação do comportamento da rede usando capacidade de controlo primário de frequência

Para testar e averiguar o desempenho das soluções de controlo propostas foi criada uma perturbação na rede que se traduz num aumento de carga, ou seja, foi adicionada à carga que a máquina síncrona da rede *onshore* 1 alimentava, um outro valor, levando a que se crie um desvio de frequência. Como foi descrito no capítulo 4, serão necessários controlos adicionais ao conversor *onshore* para que este transmita a informação do que se passa na rede, habilitando os parques eólicos *offshore* a uma regulação primária de frequência, esse controlo é chamado de capacidade de controlo primário de frequência (CCPF). Num primeiro momento foi considerado que os conversores não detinham dessa capacidade, sendo depois realizada uma simulação dotando os conversores *onshore* com esse CCPF.

Analisando as diferentes zonas AC do sistema os resultados obtidos foram os seguintes:

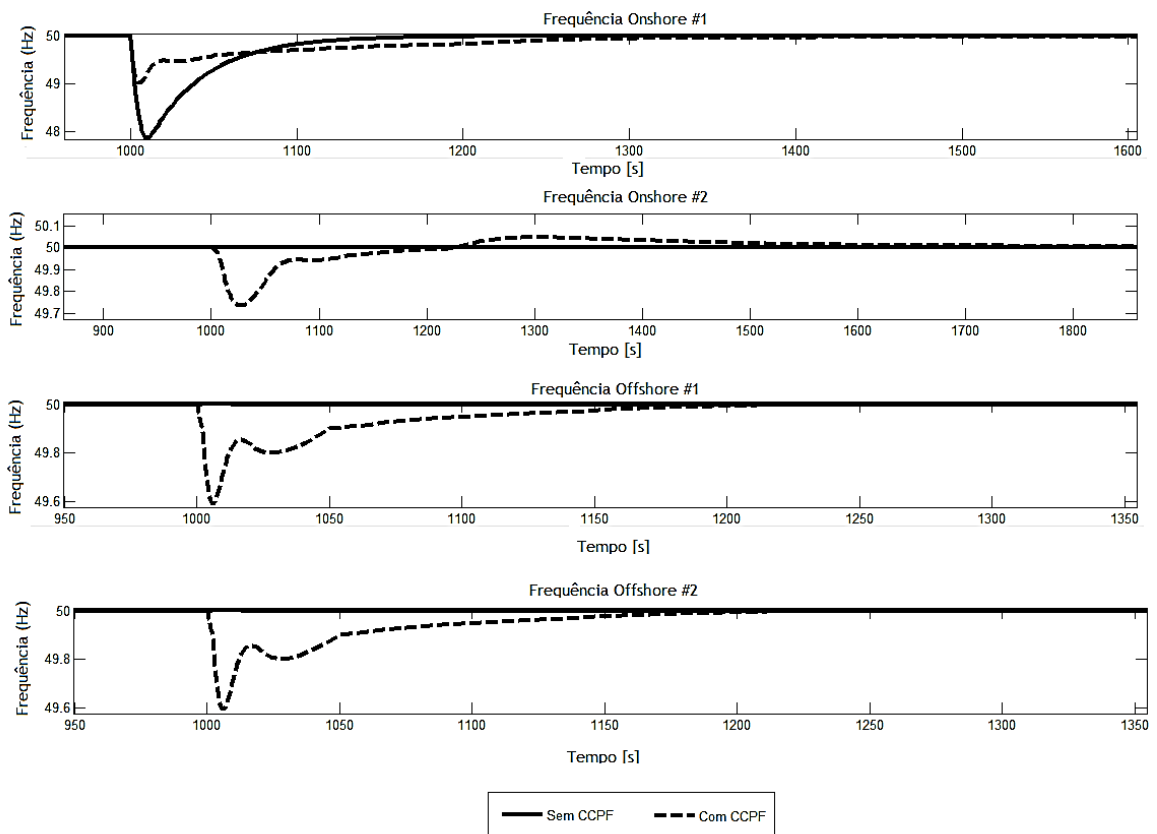


Figura 5.2 - Comportamento da frequência nos lados AC da rede.

Como pode ser verificado pela figura 5.2, um aumento de carga irá fazer com que a frequência se desvie do seu valor nominal, levando a um abaixamento desta. Como foi considerado que existe controlo secundário no lado *onshore* da rede, a frequência irá voltar a estabilizar na frequência nominal passados alguns segundos. Quando não existe CCPF no conversor *onshore*, verifica-se que a frequência chega a atingir cerca de 48 Hz na área #1. Relativamente às outras regiões, não existe nenhum impacto na rede, quer na zona *onshore* #2,

quer em ambos os lados AC dos parques eólicos. Quando o CCPF é adicionado ao conversor, verifica-se que existe uma modificação clara do que se passa nas frequências da rede, quer do lado *onshore*, quer do lado *offshore*, resultado dos mecanismos de controlo em cascata que fazem com que os parques eólicos participem na regulação primária de frequência.

Observando-se uma queda de frequência na zona *onshore* 1, o conversor desta zona irá reduzir o valor de tensão nos seus terminais (ver figura 5.4), levando a um incremento da potência injetada na zona *onshore* 1 (ver figura 5.3).

É necessário identificar de onde vem essa potência adicional injetada, que irá fornecer o suporte de frequência:

- Existe uma redução de potência injetada na rede AC #2, existindo uma partilha de potência definida pela característica Tensão DC/Frequência (figura 5.3);
- Existe um aumento da potência injetada em ambos os parques eólicos *offshore*, esta potência adicional injetada é possível devido a uma margem de reserva previamente mantida.

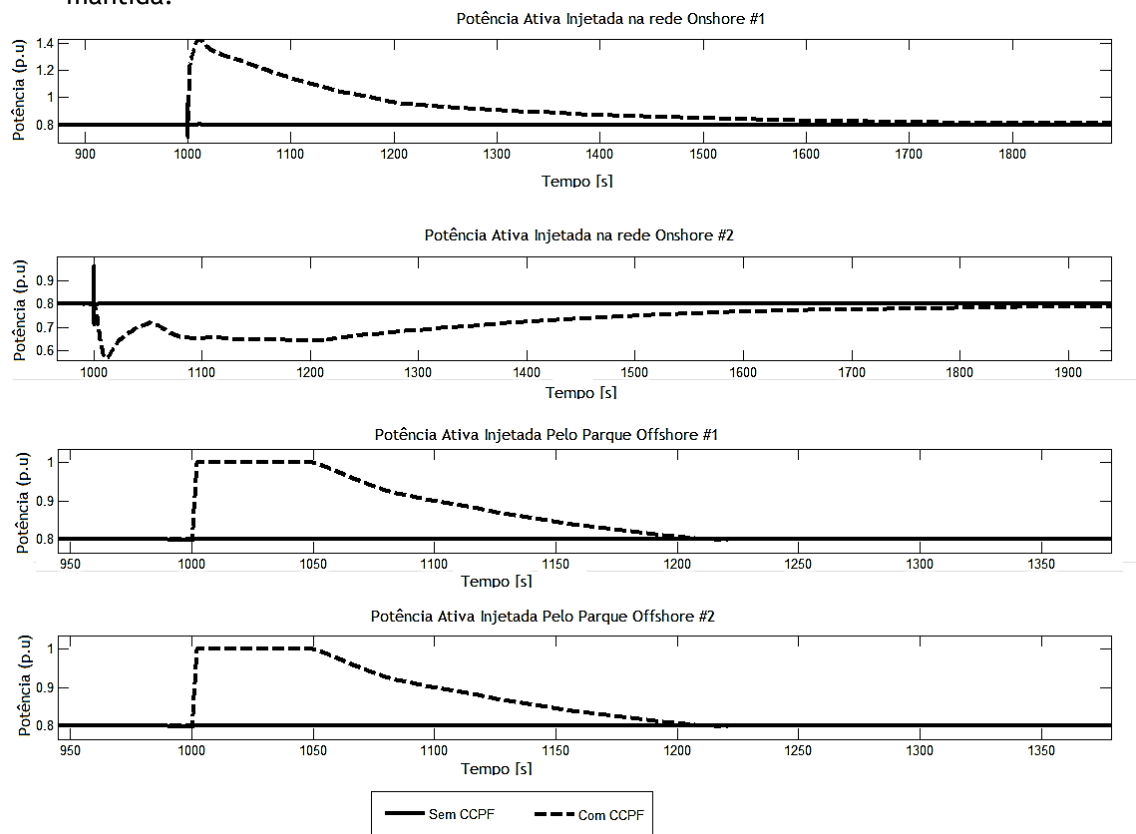


Figura 5.3 - Comportamento da potência nos terminais da rede.

Analisando-se as figuras 5.2 e 5.3, o desvio de frequência da rede AC *onshore* 1 com CCPF tem um valor inferior ao desvio de frequência sem CCPF. Esta redução é originada por um aumento da potência fornecida por ambos os parques eólicos, onde 1 p.u. é o máximo que o aerogerador pode fornecer, imposta pela saturação definida na modelização. Contudo, para um maior fornecimento de potência para esta zona, a rede *onshore* #2 não terá tanta potência

injetada na rede, uma vez que parte da potência que alimentava anteriormente esta rede foi usada para suportar a zona 1, fazendo com que se sinta uma diminuição quer de frequência, quer de tensão.

Este abaixamento de tensão é originado pelo controlo dos conversores *onshore*, uma vez que irá transmitir as variações da frequência *onshore* a todas as estações conversoras e, portanto, todas as tensões aos terminais destas estações sofrerão uma queda.

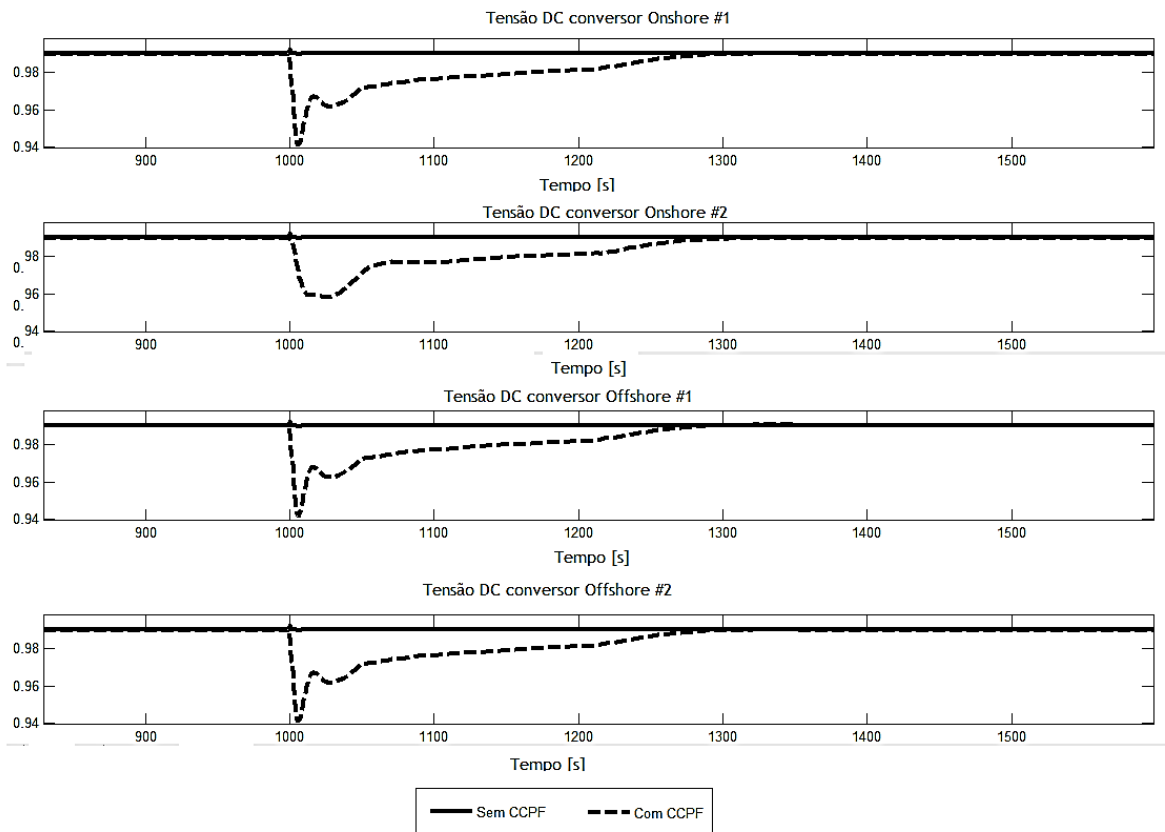


Figura 5.4- Comportamento da tensão na rede DC.

Como se pode verificar, sem *CCPF* o sistema não está ocorrente do que se passa na rede AC *onshore* visto que, não existe nenhuma modificação do valor das tensões. Todavia, quando este controlo é ativado é possível verificar que as tensões respondem ao comportamento da frequência *onshore* - a tensão DC no conversor *onshore* #1 tem no seu perfil de tensão a variação de frequência da rede *onshore*, impondo um abaixamento de tensão devido a este desvio de frequência. Esta variação de tensão é então propagada às outras tensões do sistema e todos os conversores VSC conectados à rede AC *onshore* operam segundo as características predefinidas de potência/ tensão DC, estabelecendo-se a troca de potência verificada na figura 5.3.

5.3 Avaliação da sensibilidade do sistema aos parâmetros de controlo

Depois de demonstrada a possibilidade de as redes *offshore* multi-terminal poderem participar ativamente nos mecanismos de regulação primária de frequência das redes continentais a que se encontram ligadas, faz-se agora uma análise de sensibilidade da solução de controlo proposta tendo em consideração a variação dos respetivos parâmetros de controlo em duas situações distintas:

1. Os parques eólicos *offshore* não detêm margem de reserva;
2. Os parques eólicos *offshore* têm margem de reserva.

5.3.1 Parques eólicos *offshore* sem margem de reserva

Neste caso de estudo, considerou-se que os parques eólicos *offshore* produziam a potência máxima disponível no vento. Isto quer dizer que estes geradores eólicos não contribuem para uma regulação primária de frequência porque não criam nenhuma margem de reserva, não se podendo fornecer nenhuma potência adicional quando necessário. Mesmo nesta situação, os conversores podem ser usados para repartir potências entre as diferentes zonas continentais AC existentes, impondo a quantidade de potência que é injetada numa rede AC e, “desviando” assim, determinada potência de uma zona para outra mais afetada. Contribuindo para uma redução do desvio de frequência onde ocorreu a perturbação.

Para o caso de estudo em questão, a rede *onshore* AC #1 estava a alimentar, através de um gerador síncrono, uma carga com um determinado valor. Aos 1000 segundos foi ligada uma carga adicional, fazendo com que exista na rede *onshore* #1 um valor de carga superior ao valor de produção por parte da máquina síncrona juntamente com a produção dos parques eólicos. Assim sendo, não existe equilíbrio de produção - carga, levando a um abaixamento de frequência.

Para se poder avaliar a sensibilidade de resposta do sistema, irão ser impostos aos controladores dos conversores *onshore*, diferentes valores de K_{pv} e K_{fv} .

Começar-se-á por definir um valor constante e igual a -0.1 para K_{fv} , variando o K_{pv} entre 0.01, 0.05 e 0.1. A evolução temporal das principais grandezas estão apresentadas nas figuras seguintes.

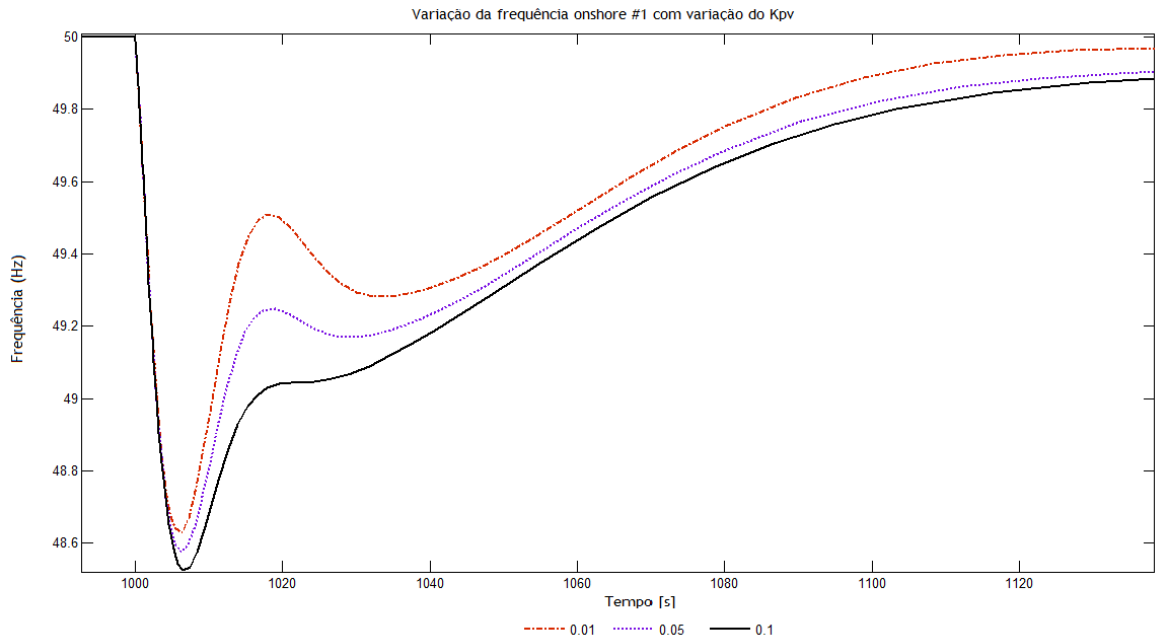


Figura 5.5 - Variação da frequência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

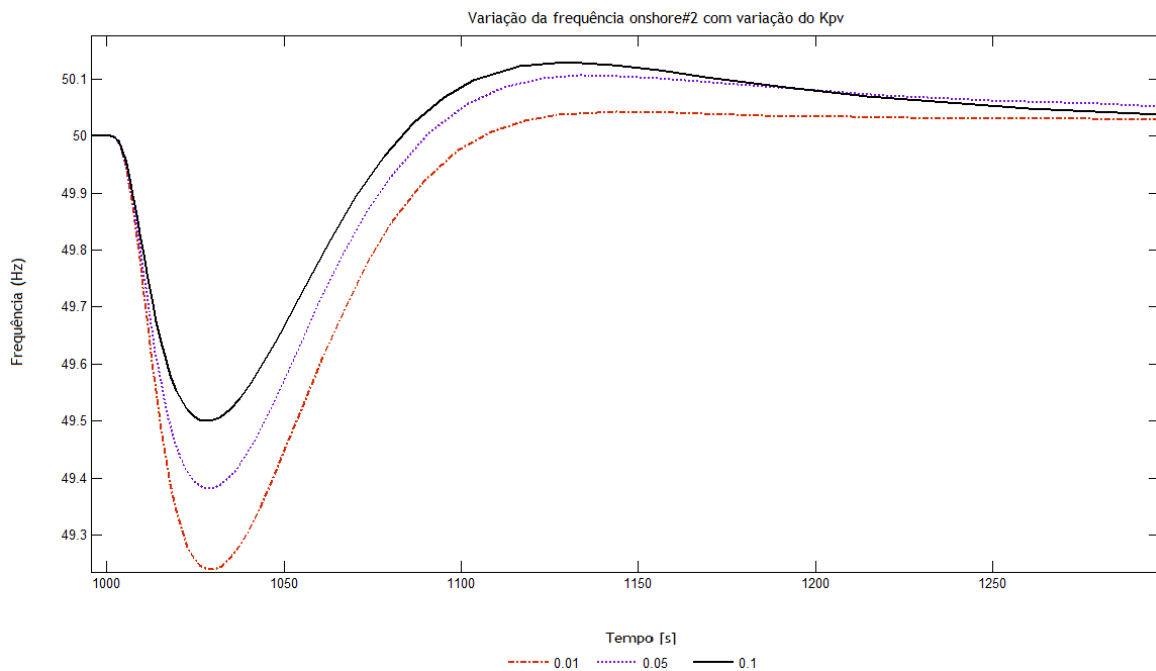


Figura 5.6 - Variação da frequência na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

Para uma análise mais detalhada dos valores de frequência terá de ser analisado igualmente os gráficos referentes às potências injetadas nas duas zonas *onshore* do sistema, isto porque a potência injetada irá influenciar fortemente os valores da frequência durante a perturbação. Para tal, estão presentes nas figuras 5.7 e 5.8 os gráficos referentes à potência, para diferentes valores de K_{pv} .

Observando-se os gráficos referentes às potências injetadas nas duas redes AC *onshore* existentes, pode-se agora avaliar o impacto que estas têm sobre os valores da frequência.

Dos 3 valores de K_{pv} avaliados, verifica-se que para o valor de 0.1 existe uma menor potência injetada na rede *onshore* 1, refletindo-se também nos valores de frequência, que como se pode verificar, é a que apresenta um valor maior de desvio.

Na análise do problema foi considerado que os parques eólicos produzem sempre o máximo da sua potência sem margem de reserva, ou seja 1 p.u. Como tal, para uma zona *onshore* em que se tenha alguma perturbação, este não poderá obter qualquer tipo de potência adicional por parte dos parques eólicos, a única maneira de se minimizar os desvios de frequência numa determinada zona será através de uma partilha de potências entre zonas distintas. Isso pode ser verificado pelos gráficos de potências seguintes, em que para todos os valores de K_{pv} considerados, a potência a mais que é entregue para a rede AC *onshore* 1 não é entregue para a rede AC 2.

Para um valor de K_{pv} igual a 0.05 a potência durante a perturbação entregue à rede *onshore* 1 é de 1,5 p.u, 0,5 p.u a mais do que antes da perturbação. Na rede *onshore* 2 verifica-se a situação contrária - durante a perturbação, a potência entregue à rede é de 0.5 pu, metade do que era entregue antes do aumento de carga e, portanto, como não existe mais produção por parte dos parques eólicos, verifica-se que a potência adicional injetada na rede *onshore* #1 deriva de uma injeção de potência por parte do parque eólico *offshore* #2. Esta potência que é injetada no conversor *onshore* #1 não é injetada na rede *onshore* #2.

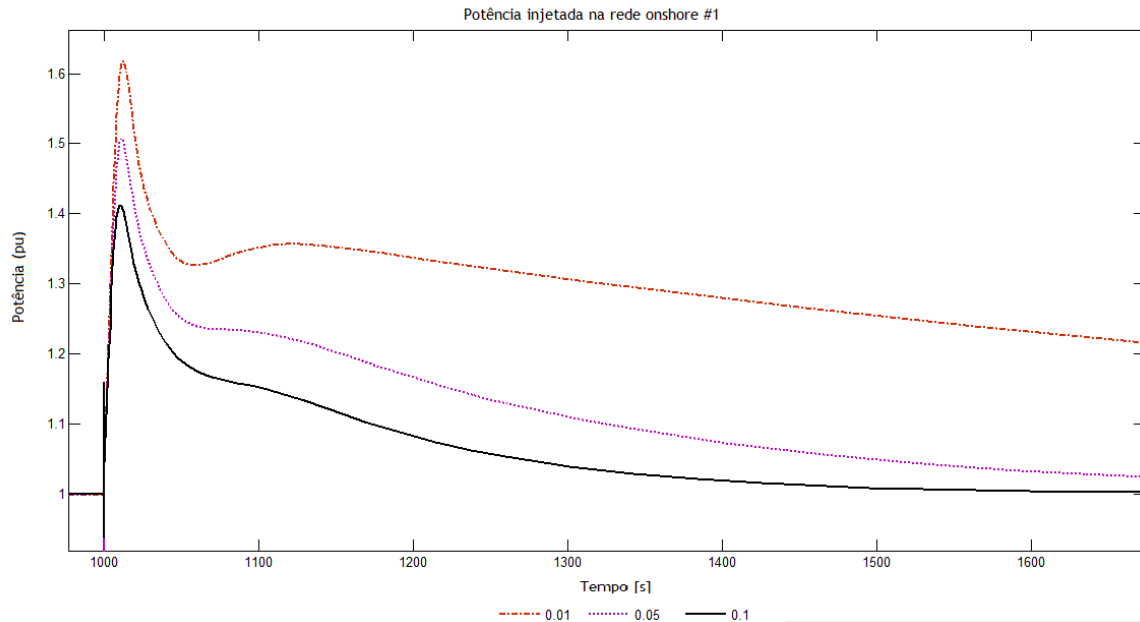


Figura 5.7- Variação da potência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

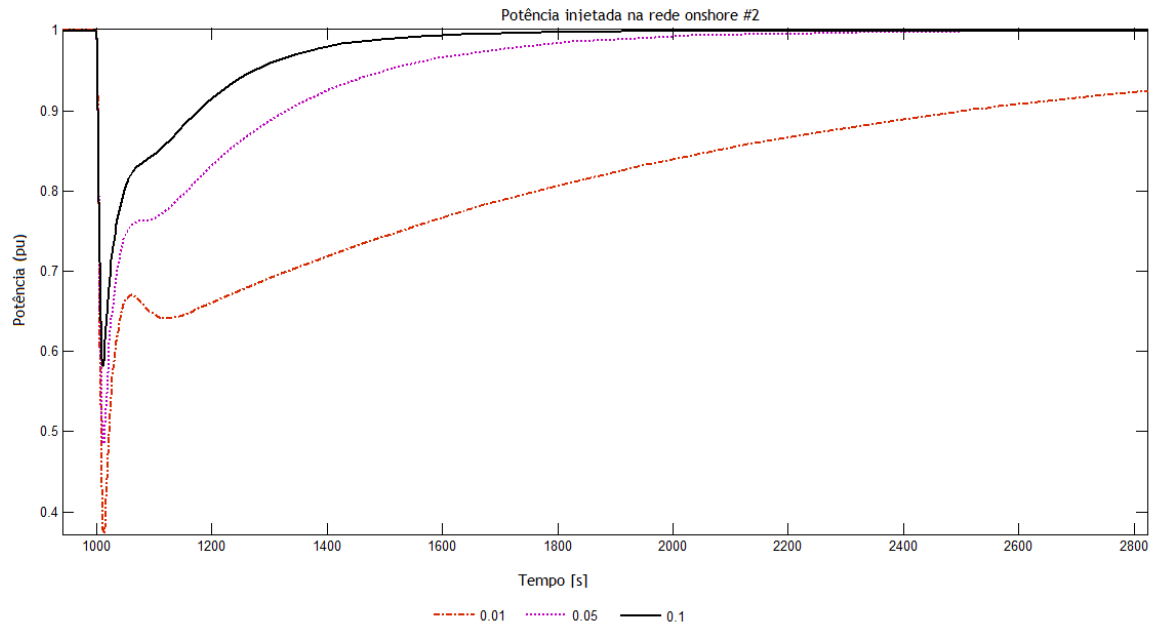


Figura 5.8 - Variação da potência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

Esta partilha de potência terá impacto na frequência da rede, verificando-se que quanto menor o valor de K_{pv} menor o desvio de frequência na rede *onshore* 1, devido a ser entregue mais potência às redes *onshore*. Existe também um maior desvio de frequência na rede *onshore* 2 visto que, quanto mais potência injetada na rede 1, menos irá ser injetada na rede 2.

Relativamente às tensões, estas estão representadas de seguida.

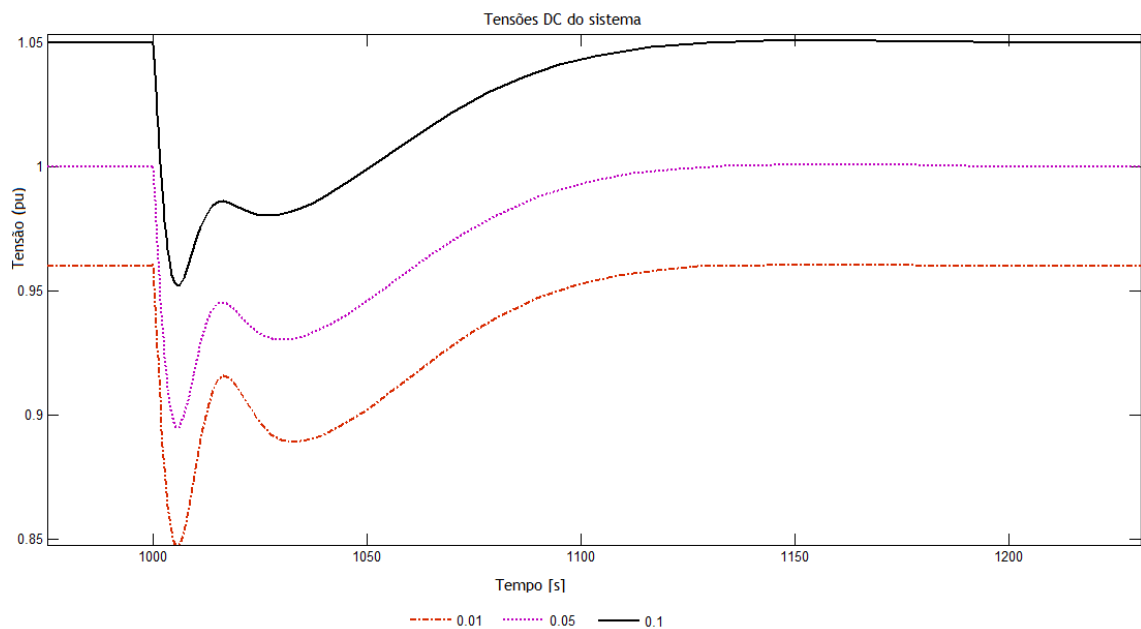


Figura 5.9 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor *onshore* 1.

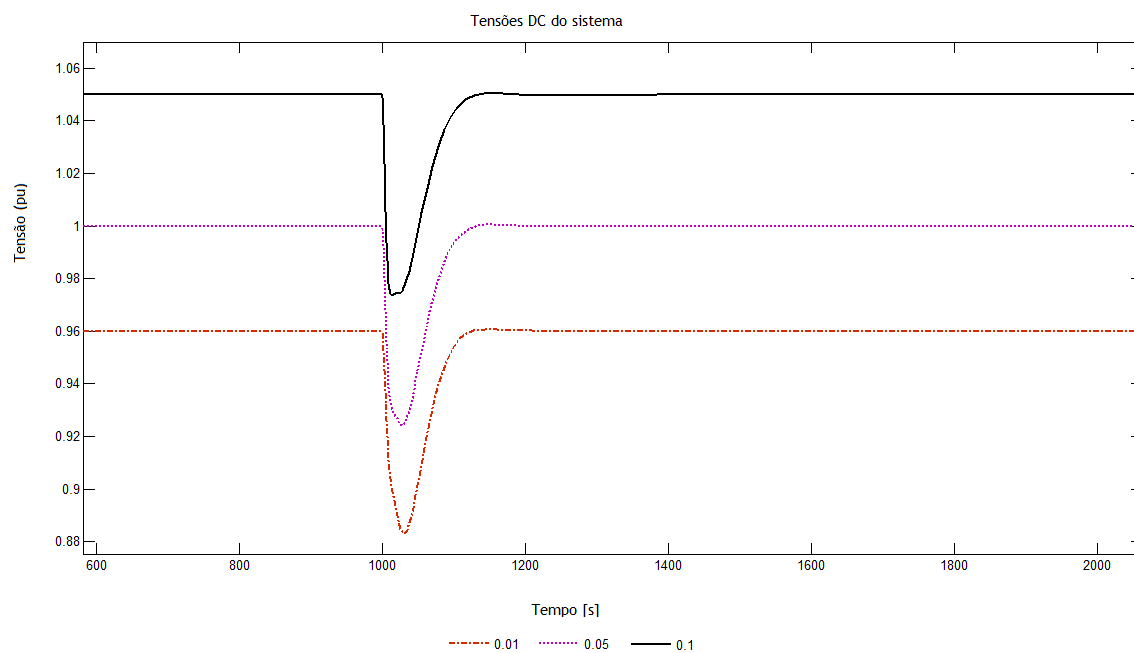


Figura 5.10 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor onshore 2.

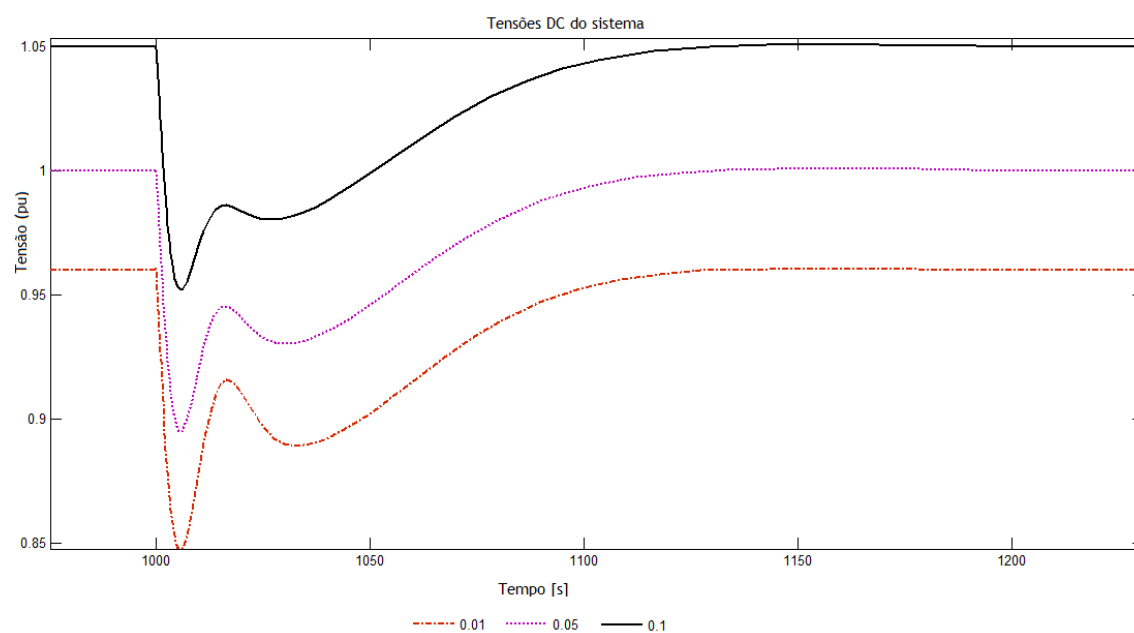


Figura 5.11 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor offshore 1.

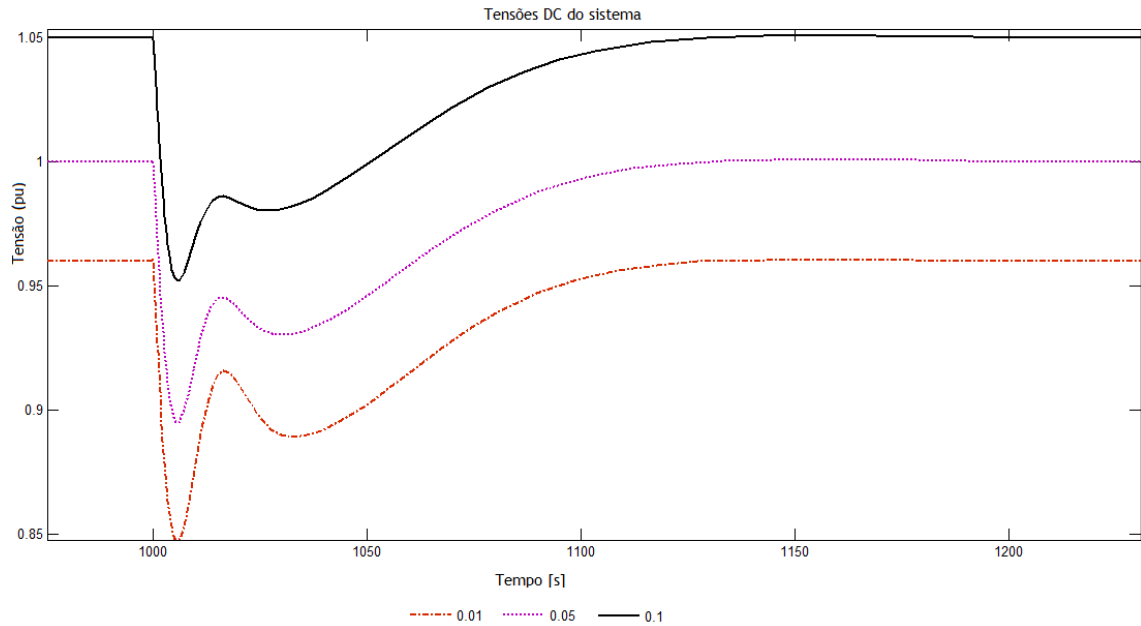


Figura 5.12 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor *offshore* 2.

Para estes 3 valores de K_{pv} as formas de onda das tensões do sistema são as apresentadas nas figuras 5.9 a 5.12. Para um valor de 0.05 as tensões são muito próximas de 1 p.u e com o aumento deste valor aumenta também o valor de tensão pós perturbação.

Devido às características de *droop control*, um maior valor de K_{pv} levará a uma injeção menos significativa de potência na rede AC #1, quando comparada com outros valores de K_{pv} . Sendo o valor 0.05 um valor intermédio entre a injeção de potência e de desvios de frequência, aliado ao facto de ser ter tensões pré perturbação próximas de 1 pu, foi escolhido este valor para a simulação da rede. Contudo, é necessário afirmar que este valor pode ser modificado pelo operador de sistema, identificando qual a melhor solução para a rede em questão e para as condições de operação dessa mesma rede.

De forma semelhante, à análise anteriormente realizada, procede-se agora à análise de sensibilidade do sistema à variação do parâmetro K_{fv} . Escolhendo o valor de K_{pv} , terá de seguida de se averiguar qual o valor da característica K_{fv} , a usar. Fixando-se o valor de K_{pv} em 0.05, terá de se variar o valor da característica frequência/tensão DC para uma análise gráfica. Escolhendo-se os valores de -0.05, -0.1, -0.15 e -0.2 irão ser analisados os gráficos das diferentes variáveis.

As frequências *onshore* das duas redes continentais existentes são:

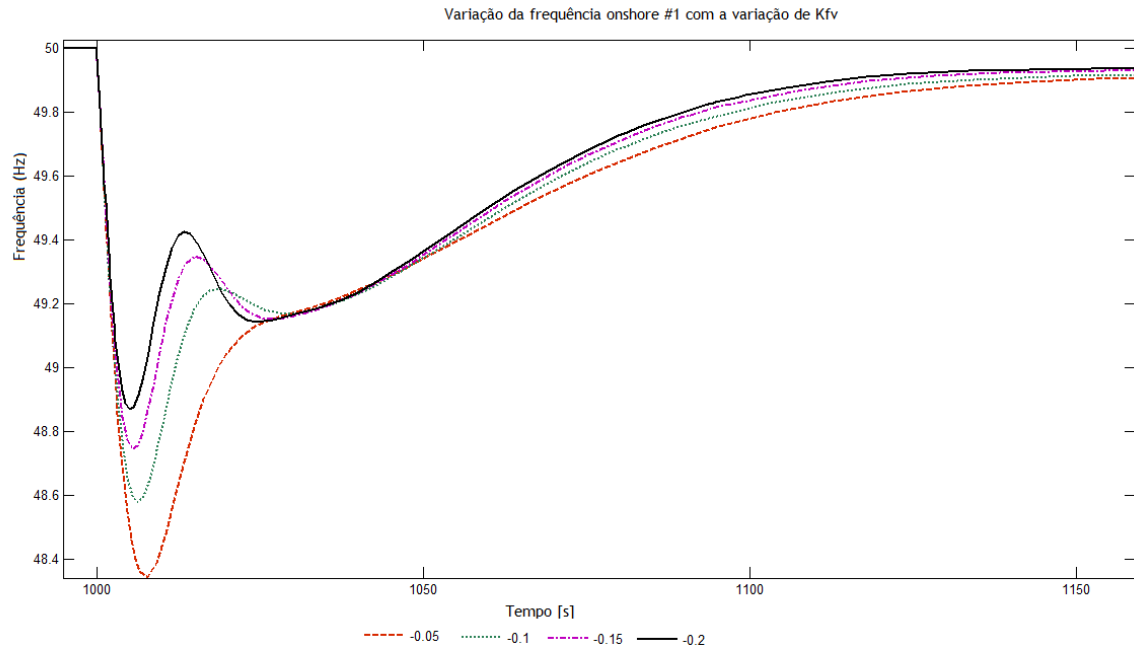


Figura 5.13 - Variação da frequência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

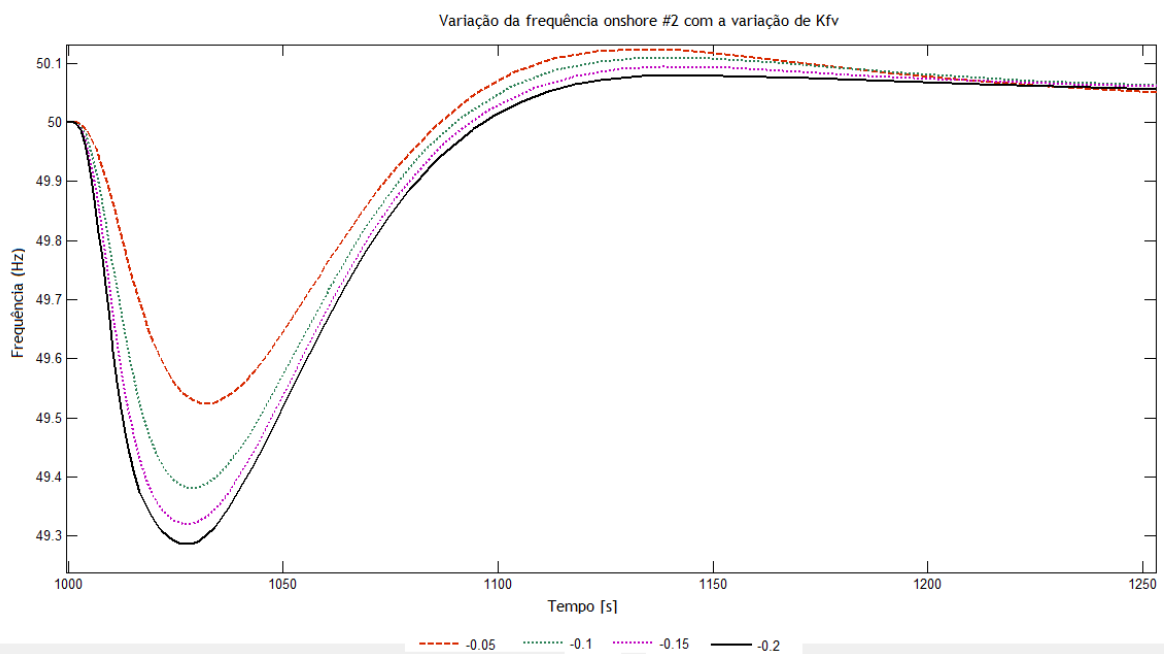


Figura 5.14- Variação da frequência na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

Também aqui se recorrerá com os gráficos relativos à potência injetada por forma a que se possa ter uma melhor percepção do que se passa com a frequência. Portanto, os seguintes gráficos pretendem mostrar as formas de onda assumidas pelas potências injetadas por cada um das estações conversoras *onshore*.

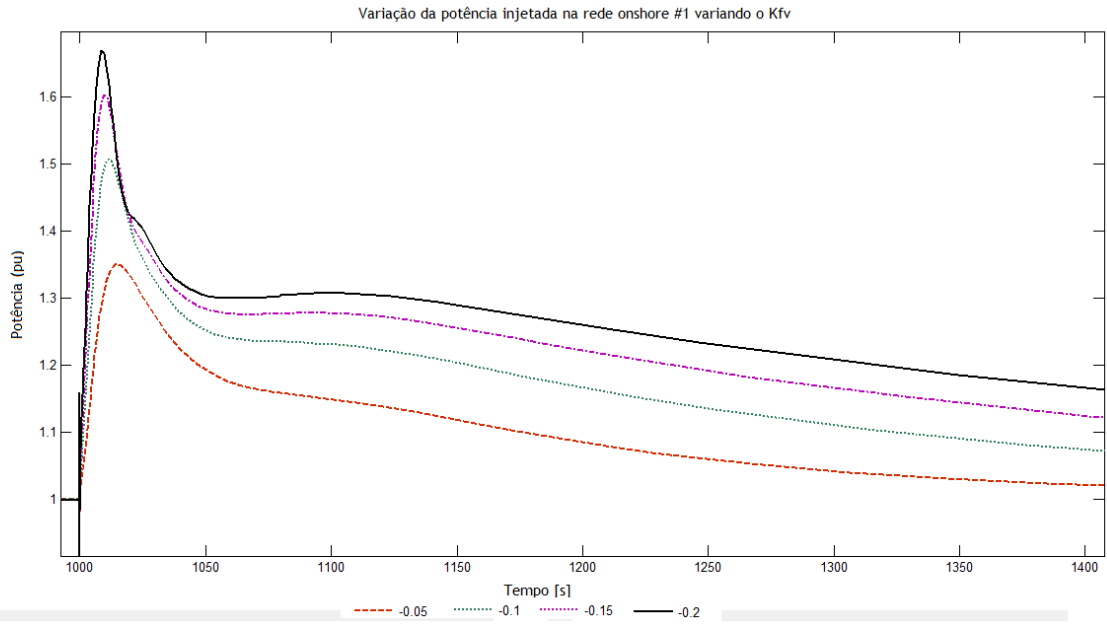


Figura 5.15 - Variação da potência injetada na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

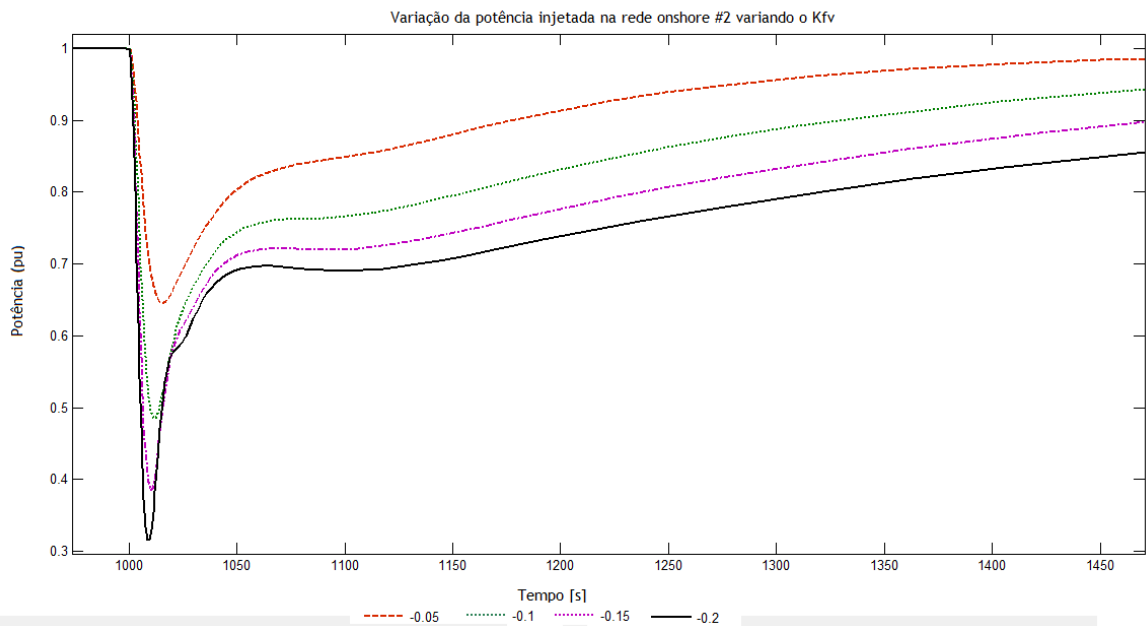


Figura 5.16 - Variação da potência injetada na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

Com o aumento do valor do módulo de K_{fv} aumenta a potência injetada na rede *onshore* #1. De facto, para um valor de K_{fv} igual a -0.2, a potência injetada será maior que os 3 restantes valores de K_{fv} . Isto faz com que a frequência na rede *onshore* #1 tenha o menor valor de desvio em relação à frequência nominal. Contudo, esta maior injeção de potência na rede irá diminuir a potência injetada pelo conversor *onshore* na rede 2. Como tal, o desvio de frequência da rede *onshore* #2 irá ser aumentará com o incremento do módulo de K_{fv} .

Relativamente às tensões, só será apresentado o perfil de uma das tensões, visto que, existindo uma forma de onda semelhante para as restantes, a análise será a mesma.

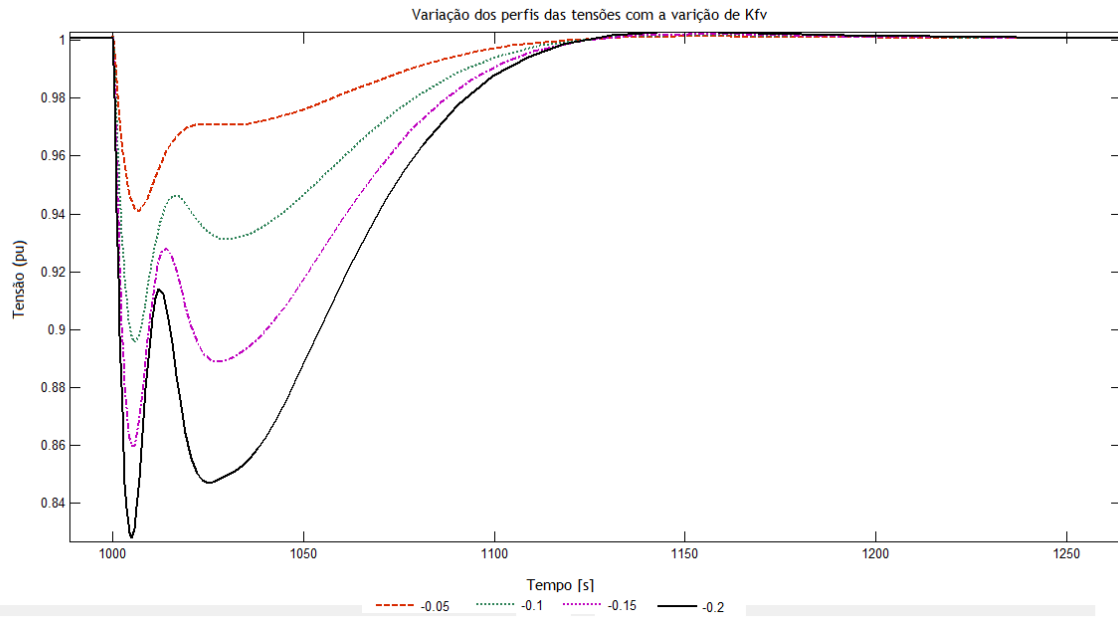


Figura 5.17- Variação das tensões no sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

Como se pode verificar, a tensão só é influenciada aquando da perturbação. Antes desta ocorrer, as tensões situam-se próximas de 1 p.u devido ao valor escolhido de K_{pv} e, portanto, o sistema encontra-se na operação normal seguindo a característica Potência/Tensão DC. Quando o sistema entra no modo de emergência este vai seguir a característica correspondente ao valor de K_{fv} . Como se pode verificar pela figura 5.17, neste modo de operação quanto maior o módulo de K_{fv} mais intenso é o abaixamento de tensão e, assim, maior será a potência injetada na rede onde ocorreu a perturbação.

O operador do sistema deve escolher os valores das variáveis segundo as características da rede. Por exemplo, se a rede *onshore* #1 for uma rede tipicamente fraca, talvez seja melhor escolher valores maiores de K_{fv} , visto que durante a operação de emergência este valor permite injetar mais potência na rede. Mas, se por outro lado, a rede *onshore* #2 for fraca é necessário ter em consideração a frequência com que esta rede irá ficar durante a perturbação, escolhendo-se menores valores de K_{fv} .

Portanto, os valores das constantes dependem em muito das características de operação das redes *onshore*, para o caso de estudo a seguir realizado foi escolhido o valor intermédio de -0.1 para K_{fv} .

5.3.2 Parques eólicos *offshore* com margem de reserva

Uma análise semelhante à que foi feita anteriormente será igualmente feita nesta secção, a diferença irá residir no facto de que neste caso de estudo os parques eólicos offshore irão deter uma margem de reserva que irá possibilitar a habilitação destes para realizar controlo primário de frequência. Assim sendo, para uma análise da sensibilidade do sistema serão analisados os

parâmetros de controlo do conversor *onshore* aquando de uma perturbação. Começar-se-á por definir um valor constante de K_{fv} igual a -0.1, variando-se o parâmetro de K_{pv} em torno de 3 valores distintos: 0.01, 0.05 e 0.1.

Inicialmente irá ser analisada a frequência consoante a variação de K_{pv} , a evolução temporal da grandeza pode ser verificada através das duas figuras seguintes.

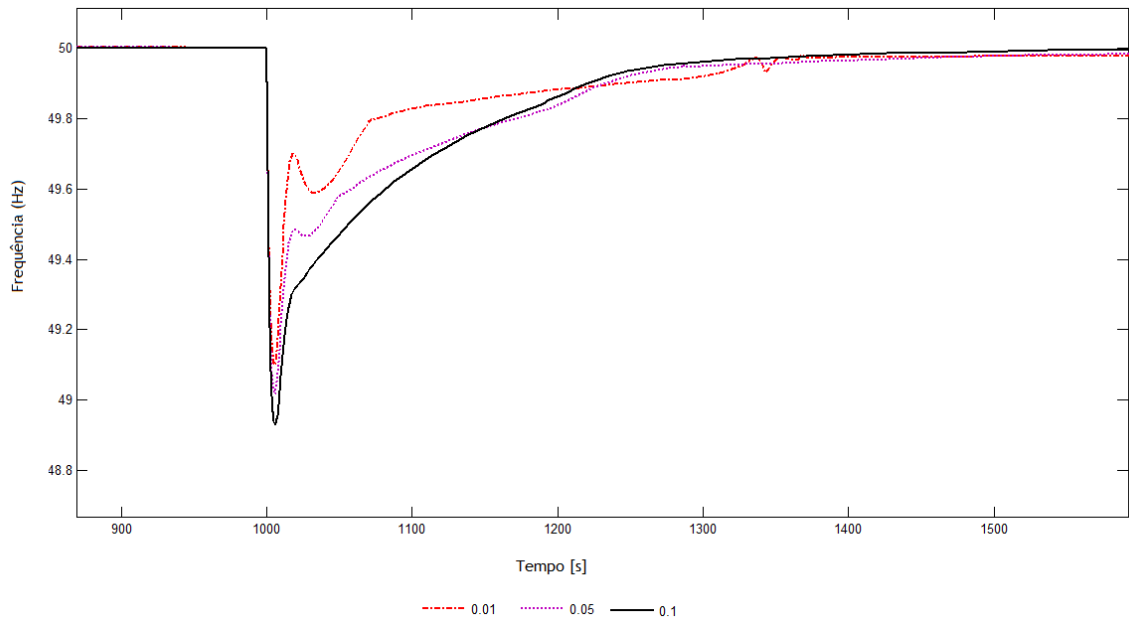


Figura 5.18- Variação da frequência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

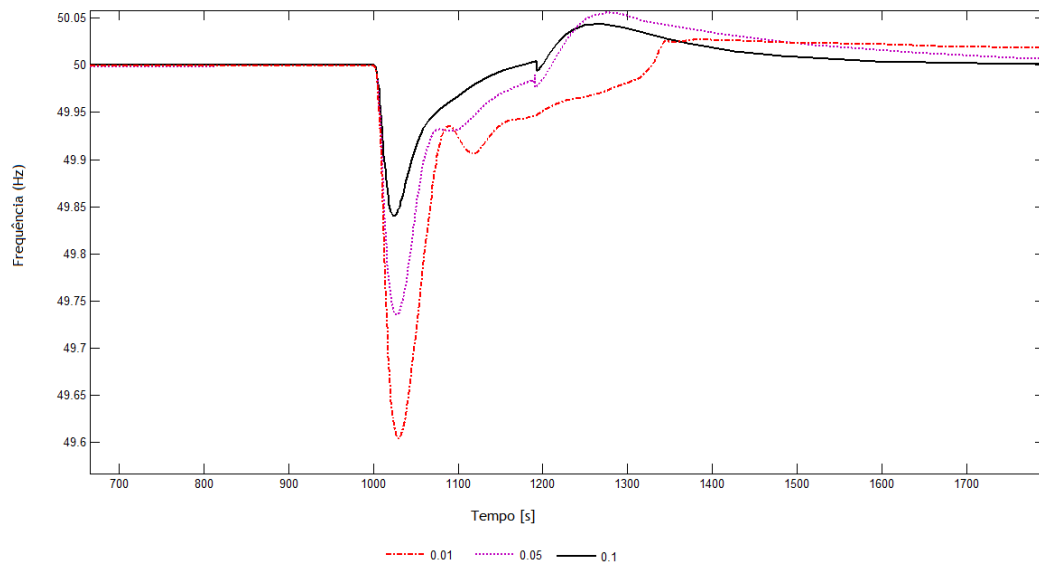


Figura 5.19 - Variação da frequência na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

Pode ser então verificado que quanto maior o módulo de K_{pv} maior será o desvio de frequência da rede *onshore* #1 e menor será esse desvio na rede *onshore* #2. Isso significa que quanto maior o módulo de K_{pv} menos potência será entregue à rede *onshore* #1 pela respetiva

estação conversora e maior será a potência injetada na rede *onshore* #2. As potências injetadas nas duas redes *onshore* existentes podem ser verificadas pelos gráficos seguintes.

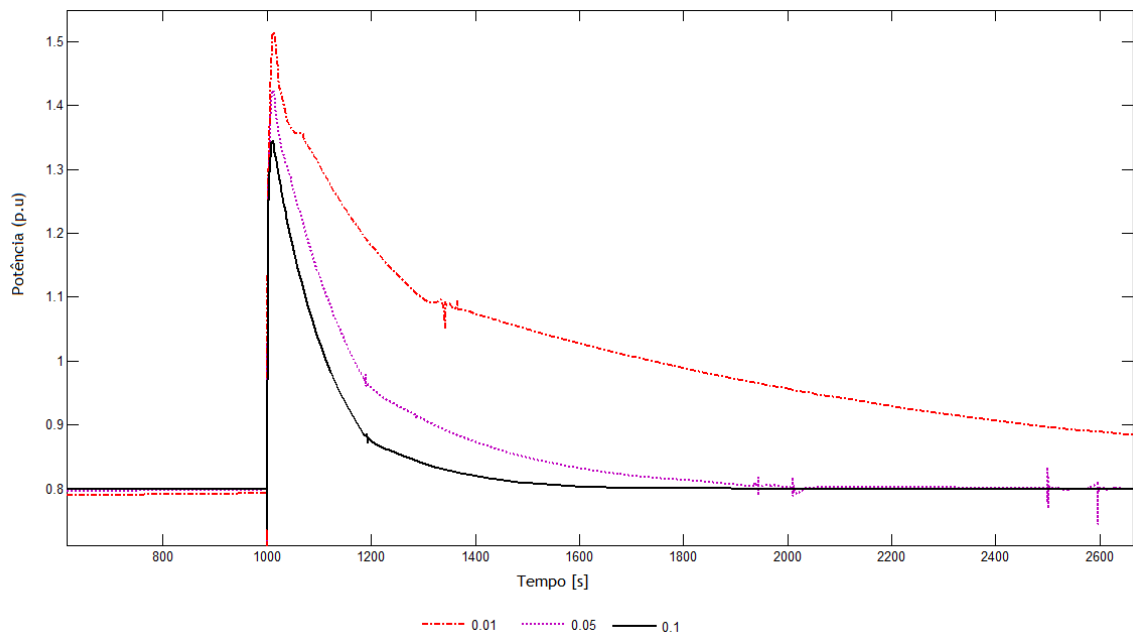


Figura 5.20 - Variação da potência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

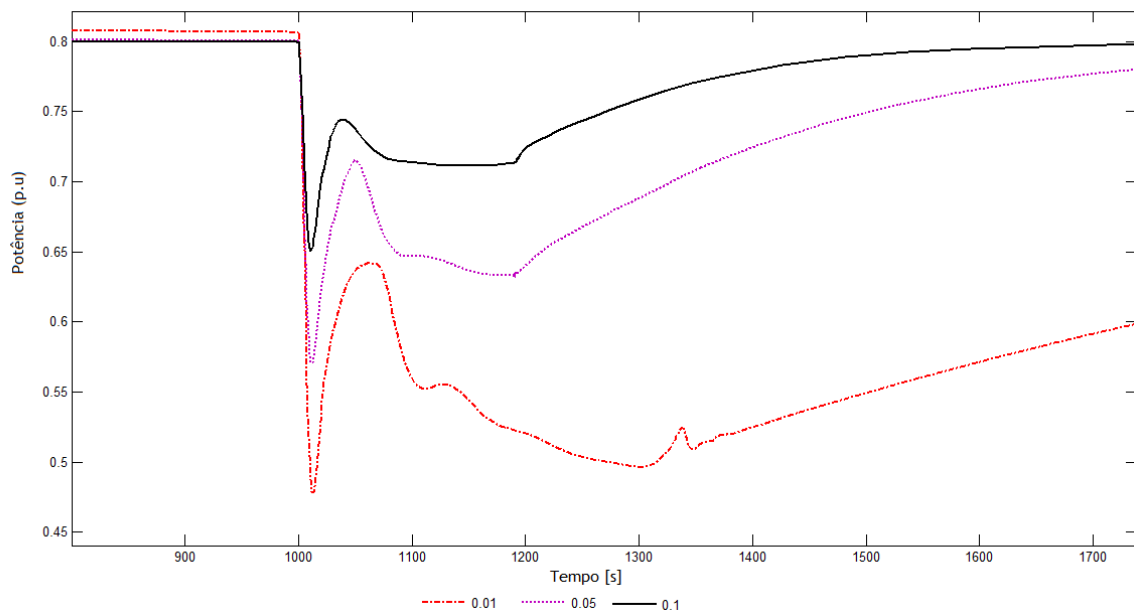


Figura 5.21- Variação da potência na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} .

Através da análise das figuras anteriores é verificado o que se disse anteriormente. De facto, quanto menor o módulo de K_{pv} menor potência é entregue à rede *onshore* #1, mas contrariamente a isto, existe um decréscimo de potência injetada na rede *onshore* #2 com a diminuição de K_{pv} . Ainda no âmbito das potências injetadas nas redes continentais, é facilmente verificado que na pré perturbação do sistema, a potência total gerada pelos parques era de 1,6 p.u. (cada parque produz 0.8 p.u. devido à margem de reserva) e, portanto, a soma das potências entregues às redes, desprezando-se as perdas, terá de ter o valor de 1,6 p.u. Com o aumento do

módulo de K_{pv} aumenta-se igualmente a potência entregue à rede *onshore* #1 na pré perturbação. Relativamente à rede *onshore* #2, o contrário terá de ser válido, isto é, como não é possível entregar mais que a produção eólica total, terá de ser entregue à rede *onshore* #2 menos potência com o aumento do valor de K_{pv} .

Relativamente à análise das tensões estas encontram-se representadas nas figuras seguintes.

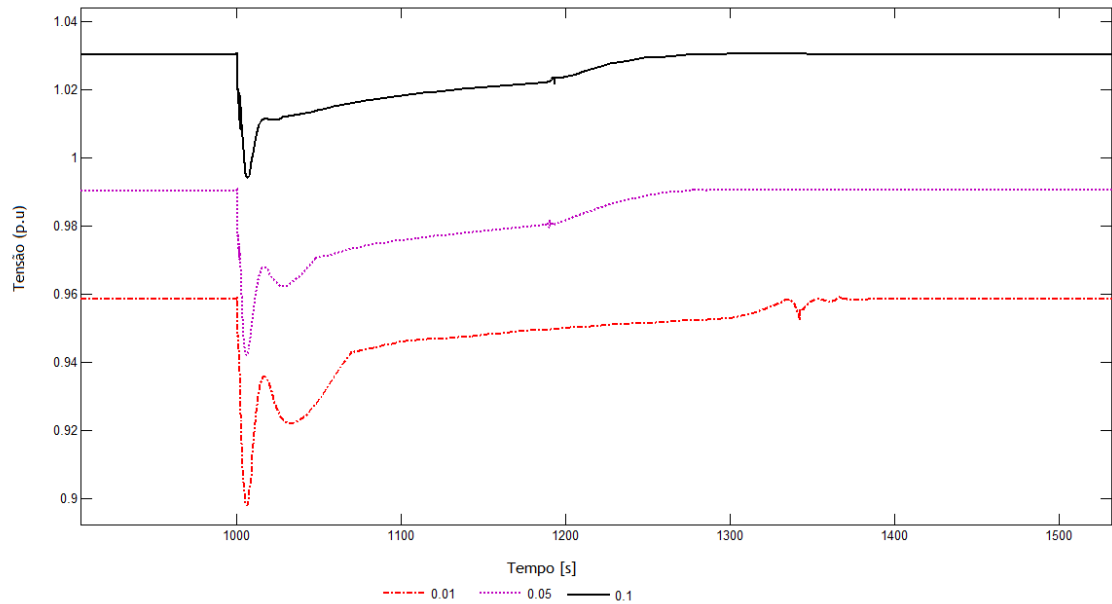


Figura 5.22 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor *onshore* 1.

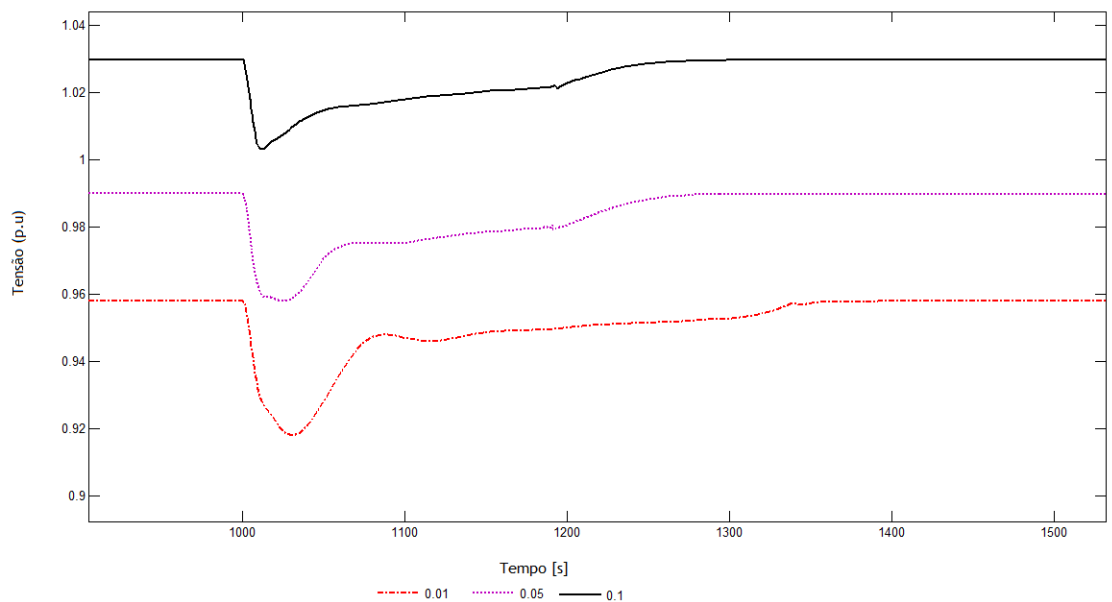


Figura 5.23 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor *onshore* 2.

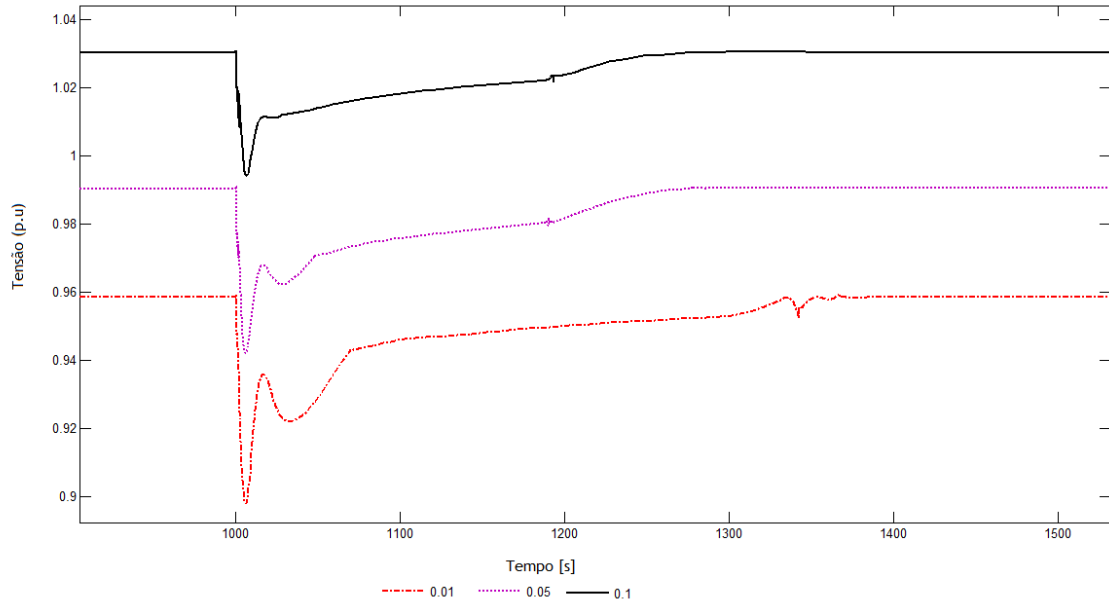


Figura 5.24 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor *offshore* 1.

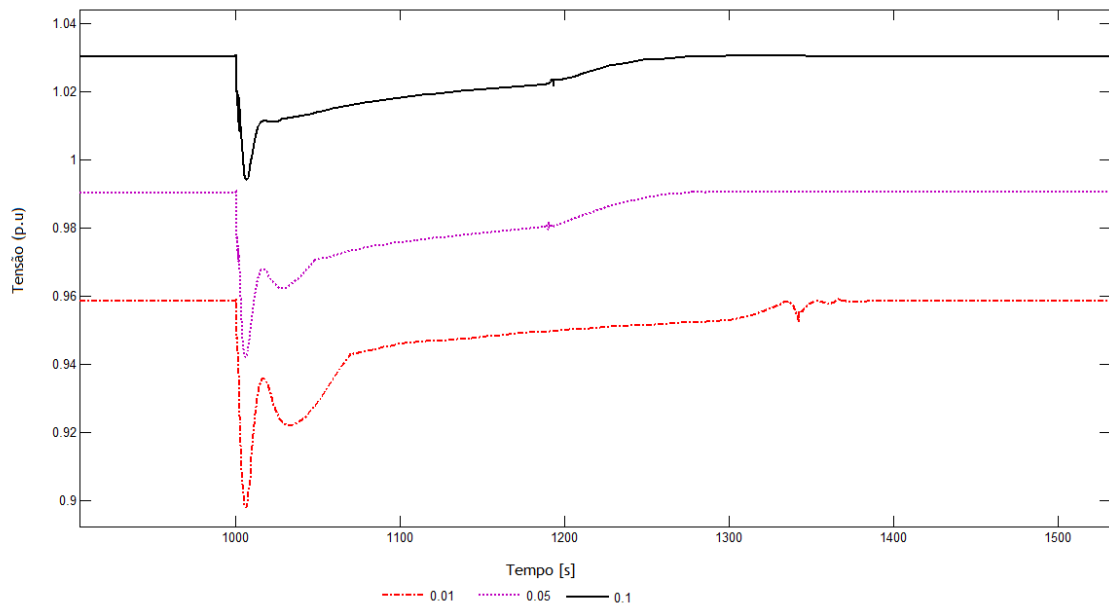


Figura 5.25 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{fv} e variando o K_{pv} para os terminais do conversor *offshore* 2.

Como se sabe, no modo de operação normal a potência injetada na rede *onshore* irá definir a tensão aos terminais do conversor respectivo. A tensão equivalente para determinada potência irá depender da característica do controle.

Através da análise das evoluções temporais acima representadas, verifica-se que para uma mesma potência entregue em ambas as estações *onshore*, o aumento do módulo de K_{pv} permite obter uma maior tensão nos terminais das estações conversoras.

Relativamente à região referente à perturbação, verifica-se que as tensões DC assumem uma forma de onda semelhante ao desvio de frequência *onshore*, originando o mesmo desvio nas

tensões das estações conversoras *offshore*. Este desvio irá permitir aos parques eólicos *offshore* contribuir com controlo primário de frequência.

De seguida irá ser feita uma análise de sensibilidade do sistema fixando-se o valor de K_{pv} em 0.05 e variando-se o parâmetro K_{fv} nos valores de -0.05, -0.1, -0.15 e -0.2, analisando-se as respetivas evoluções temporais.

As evoluções temporais da frequência da rede *onshore* #1 e #2 estão representadas nas duas figuras seguintes. Pela simples análise pode-se concluir que quanto maior o módulo do parâmetro K_{fv} menor será o desvio de frequência na rede *onshore* #1 e maior será na rede *onshore* #2.

Este menor desvio de frequência da rede *onshore* #1 acontece devido à maior potência injetada nesta rede. Isto é, com o aumento do módulo do parâmetro K_{fv} , maior será a potência injetada na rede #1, fazendo com que se sintam menores valores desvios de frequência nesta rede.

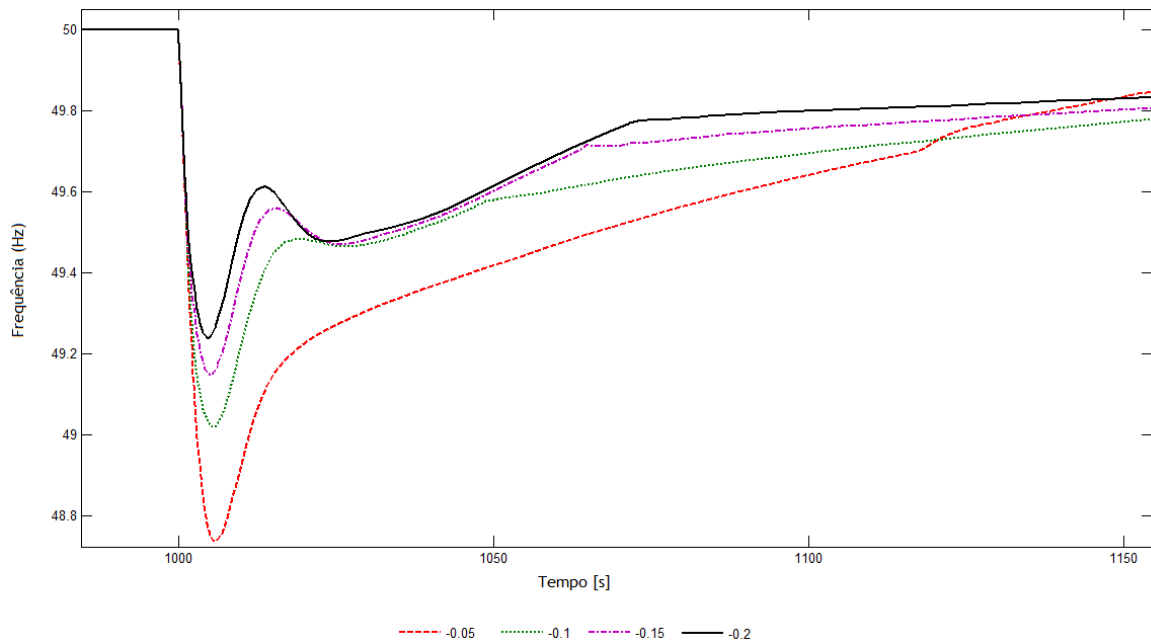


Figura 5.26 - Variação da frequência na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

Como já foi referido anteriormente, maiores valores de injeções de potência na rede *onshore* #1 originam menores valores de injeção de potência na rede #2. Esta partilha de potência influenciará, por conseguinte, os valores finais de frequência. Com a maior injeção de potência por parte da estação conversora *onshore* #1 na respetiva rede, originará menores valores de potência injetada na rede *onshore* #2, fazendo com que a frequência nesta rede sofra um abaixamento. Quanto maior a potência injetada na rede #1 maior será o desvio de frequência na rede #2 e, portanto, quanto maior o módulo de K_{fv} , maior será o desvio de frequência na rede *onshore* #2.

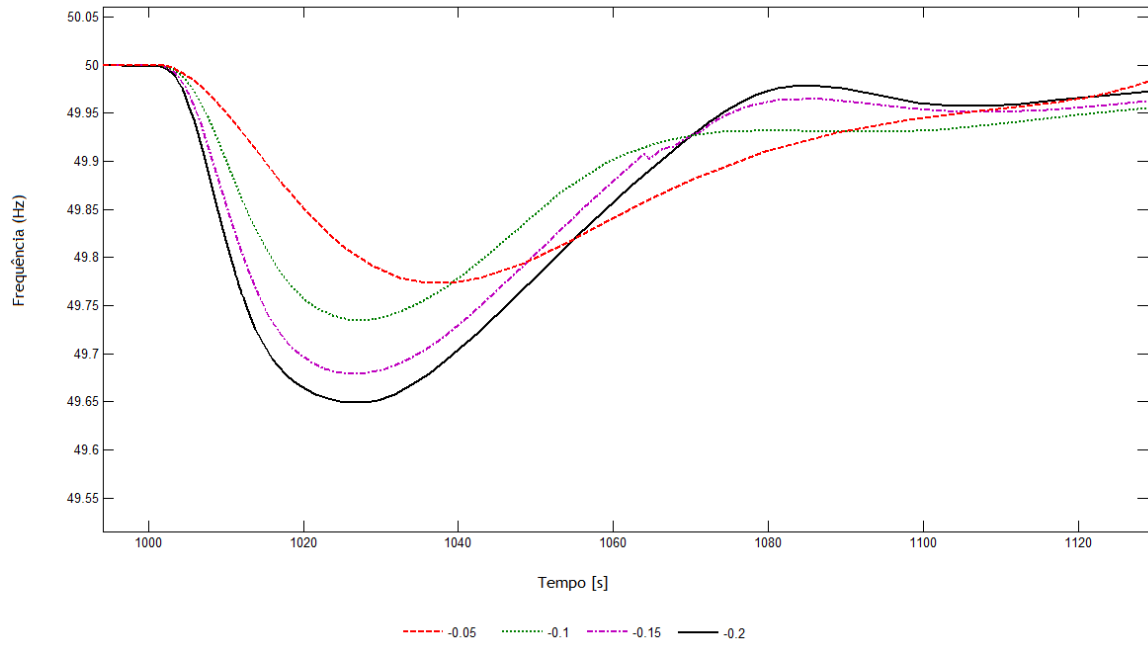


Figura 5.27 - Variação da frequência na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

As duas figuras seguintes demonstram a evolução temporal das potências injetadas nas redes *onshore* #1 e #2, respetivamente. A sua análise permite verificar o que foi as conclusões referidas anteriormente.

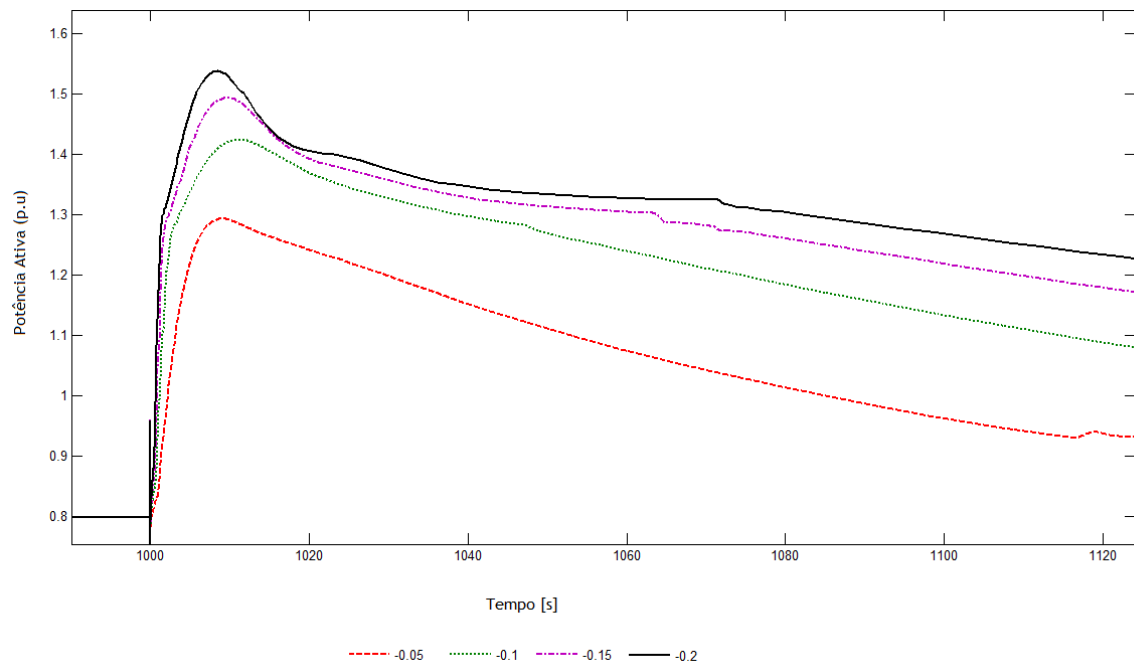


Figura 5.28 - Variação da potência injetada na zona AC *onshore* #1, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

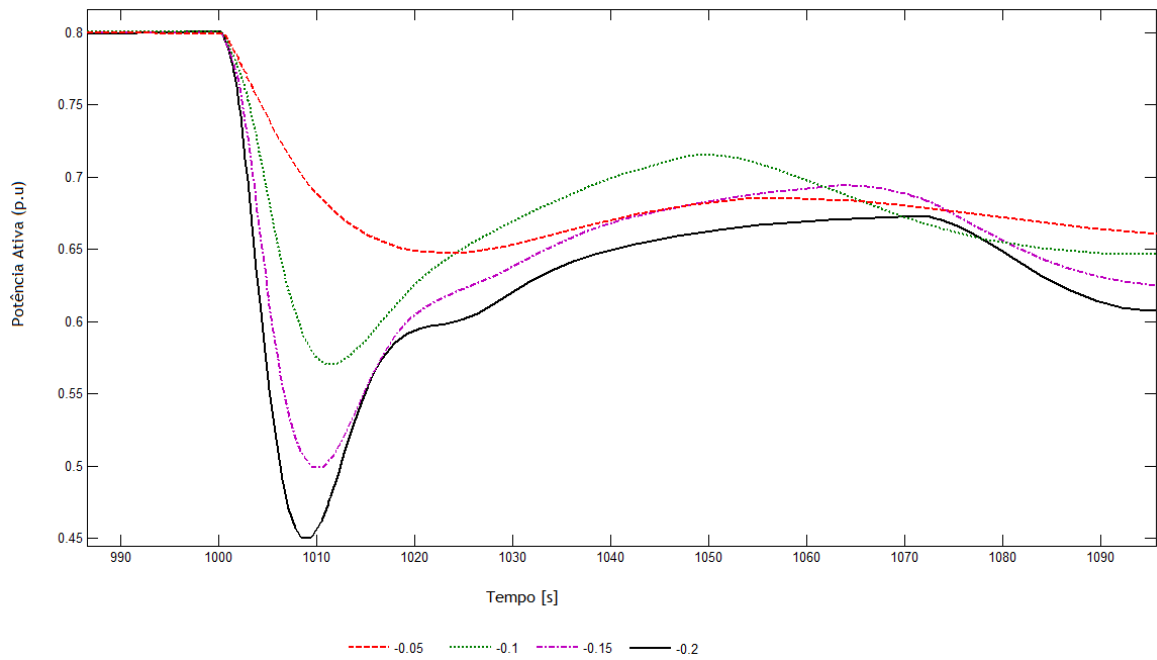


Figura 5.29 - Variação da potência injetada na zona AC *onshore* #2, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} .

As tensões do sistema estão apresentadas de seguida. Pode ser verificado que quando não existe qualquer tipo de perturbação o sistema funciona no seu modo de operação normal, que é definido pelo parâmetro $K_{pv} = 0.05$ e, como se verificou anteriormente, o valor das tensões segundo esta característica apresentam o valor de 0.99 p.u.. Quando ocorre a perturbação à operação normal do sistema junta-se o parâmetro K_{fv} que irá modificar a tensão dos terminais das estações conversoras. Sabendo que a tensão durante a perturbação segue a seguinte equação:

$$V_{DC} = V_{DC_ref} + k_{pv} \times P_{inj} + k_{fv} \times (f_{ref} - f)$$

O desvio de frequência irá depender, neste caso de estudo, de ocorrências na rede continental, sendo independente dos valores dos parâmetros adotados. Sendo assim e sabendo que o valor de K_{pv} é constante, estes valores de tensão durante a perturbação serão fortemente influenciados pelo valor escolhido de K_{fv} . Sabendo-se que $f > f_{ref}$ e que $K_{fv} < 0$ é facilmente concluído que quanto maior o módulo de K_{fv} menor será a tensão durante a perturbação. Esta conclusão pode ser verificada através da análise dos gráficos seguintes:

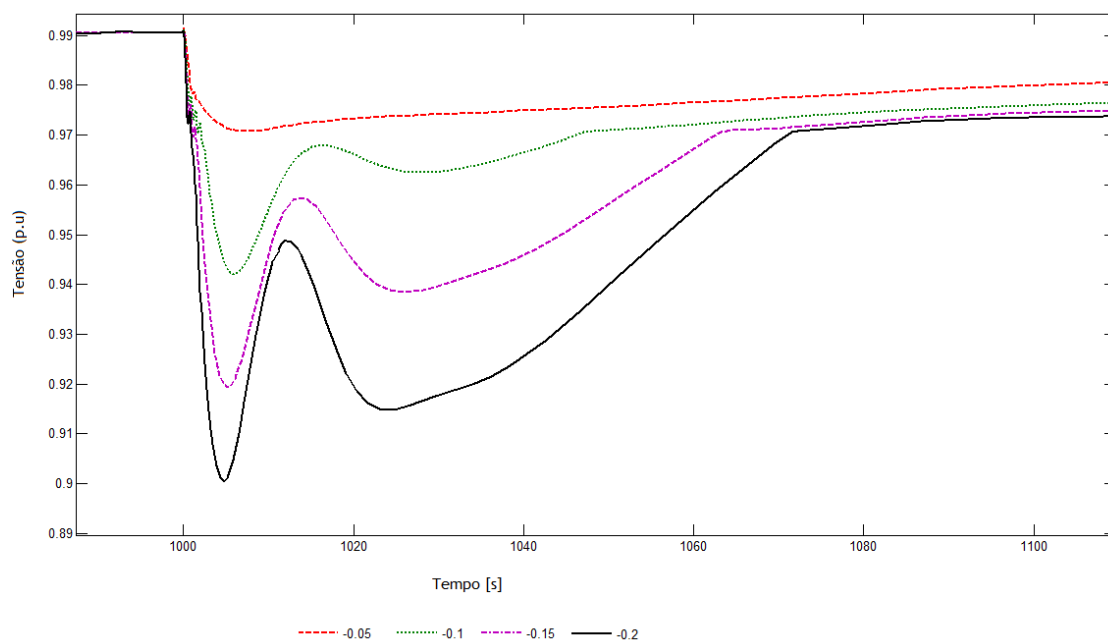


Figura 5.30 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor *onshore* 1.

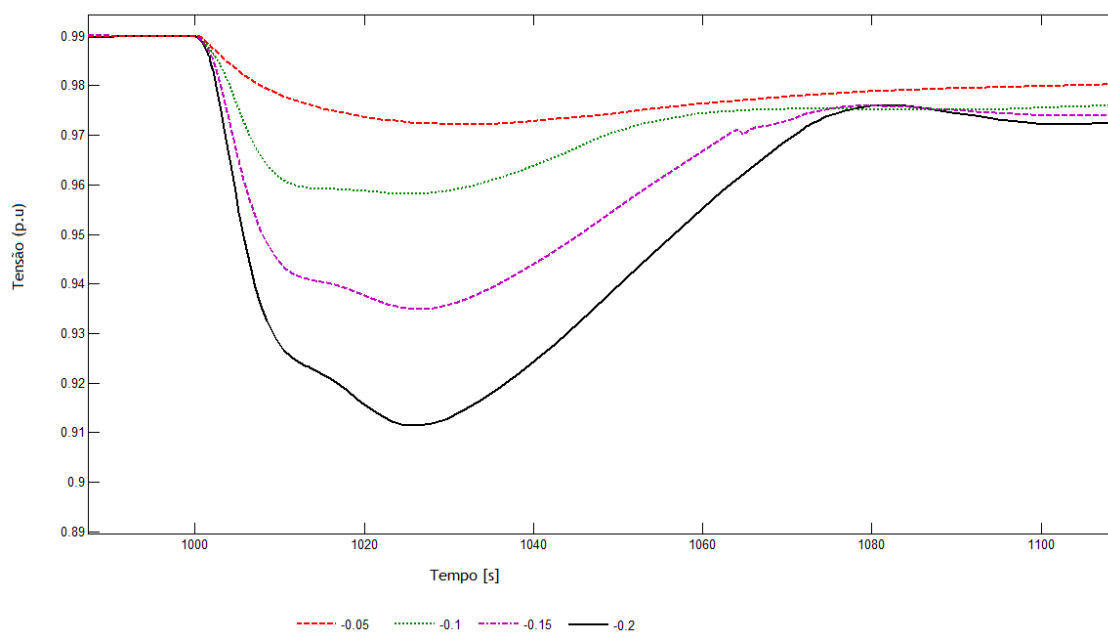


Figura 5.31- Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor *onshore* 2.

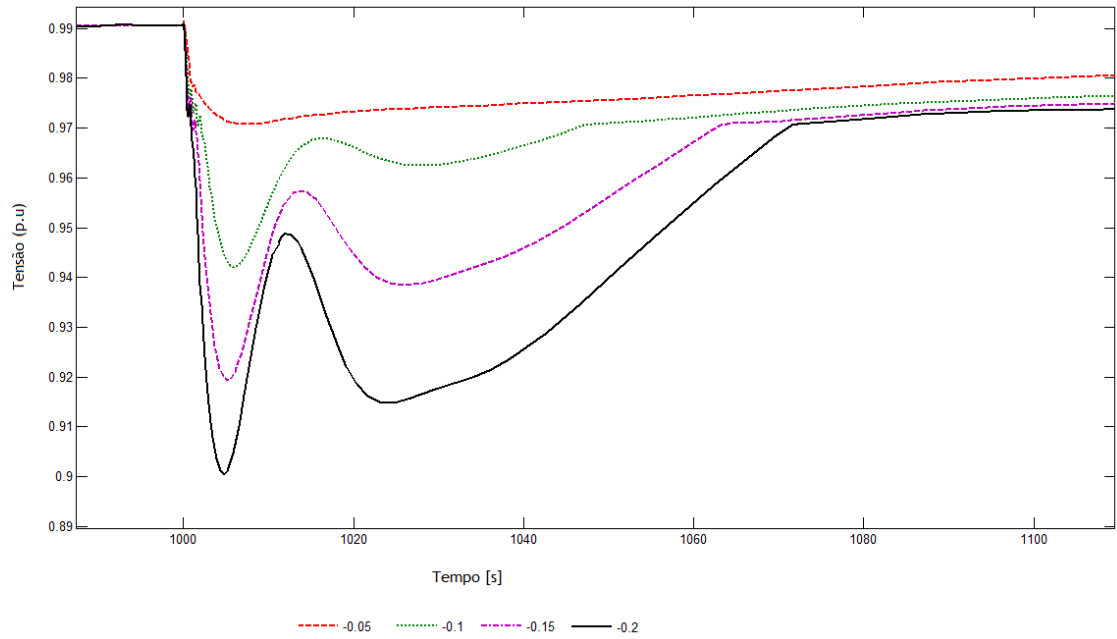


Figura 5.32 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor *offshore* 1.

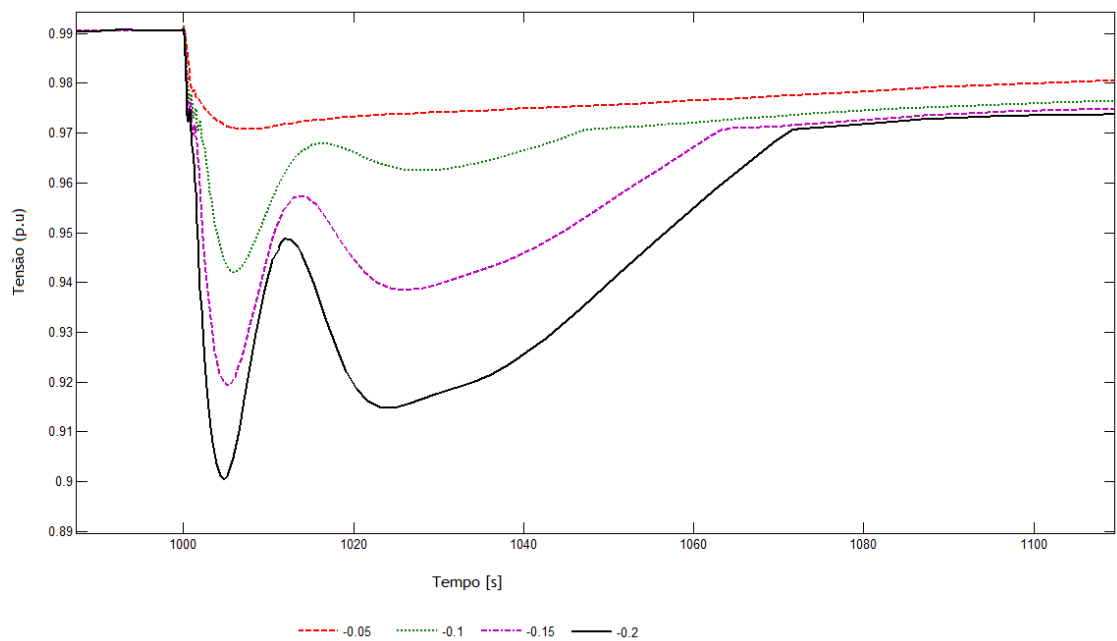


Figura 5.33 - Variação da tensões do sistema, mantendo constante o K_{pv} e variando o K_{fv} para os terminais do conversor *offshore* 2.

As evoluções temporais das tensões *onshore* das estações conversoras refletem o que se passa com a frequência da rede *onshore*, transmitindo essa informação através das próprias tensões do sistema até às estações conversoras *offshore*. Razão pela qual, todas as tensões do sistema têm evoluções semelhantes.

5.4 Avaliação da contribuição dos parques eólicos *offshore* na frequência de redes continentais

Depois de avaliada a sensibilidade do sistema a diferentes parâmetros de controlo, irá ser feita nesta secção uma análise da contribuição dos parques eólicos *offshore* para a frequência das redes continentais.

Para tal, considerou-se que a carga que o gerador síncrono alimentava tinha o valor de:

$$Z_L = \frac{1.05^2}{10 - 2 \cdot i} \quad (5.1)$$

Sabendo qual a carga que era inicialmente alimentada pela máquina síncrona foram criadas 3 perturbações distintas, dividindo-se essas perturbações em 3 casos distintos conforme a carga adicionada:

- Caso 1: Aos 1000 segundos foi adicionada a Z_L uma carga adicional com o valor:

$$Z_{L1} = \frac{1.05^2}{0.5 - 0.25 \cdot i} \quad (5.2)$$

- Caso 2: Aos 1000 segundos foi adicionada a Z_L uma carga adicional com o valor:

$$Z_{L1} = \frac{1.05^2}{1 - 0.5 \cdot i} \quad (5.3)$$

- Caso 3: Aos 1000 segundos foi adicionada a a Z_L uma carga adicional com o valor:

$$Z_{L1} = \frac{1.05^2}{2 - 1 \cdot i} \quad (5.4)$$

Para avaliar a contribuição dos parques eólicos *offshore* na regulação primária de frequência, considerados dois cenários distintos relativamente aos parques eólicos *offshore*:

1. Análise das 3 perturbações considerando que os parques eólicos *offshore* não mantinham qualquer tipo de margem de reserva, isto é, produzindo sempre a potência máxima disponível;
2. Análise das 3 perturbações considerando que os parques eólicos mantinham uma margem de reserva para a regulação primária de frequência.

A análise de sensibilidade do sistema serviu para se definir os parâmetros K_{fv} e K_{pv} da equação:

$$V_{DC} = V_{DC_ref} + k_{pv} \times P_{inj} + k_{fv} \times (f_{ref} - f)$$

Através das análises das evoluções temporais das diferentes variáveis do sistema, chegou-se à conclusão que seriam usados os valores de 0.05 para K_{pv} e -0.1 para K_{fv} , na prática obtém-se a seguinte equação:

$$V_{DC} = V_{DC_ref} + 0.05 \times P_{inj} + (-0.1) \times (f_{ref} - f)$$

Este será o controlo adotado nos conversores *onshore* para os casos de estudo a seguir avaliados.

5.4.1 Parques eólicos *offshore* sem margem de reserva

Quando se liga uma carga adicional ocorre um desequilíbrio entre a carga e a produção fazendo com que ocorra um desvio de frequência na rede *onshore* 1. Facilmente se conclui que quanto maior o desequilíbrio entre a produção e a carga maior será o desvio de frequência. Deste modo, o caso mais severo será aquele em que a carga adicionada é maior, sendo por isso que o desvio de frequência no caso 3 é o mais elevado.

Como se pode verificar pela figura 5.34, a frequência volta a estabilizar nos 50 Hz após o incremento de carga, isto acontece porque as máquinas síncronas estão dotadas de controlo secundário de frequência.

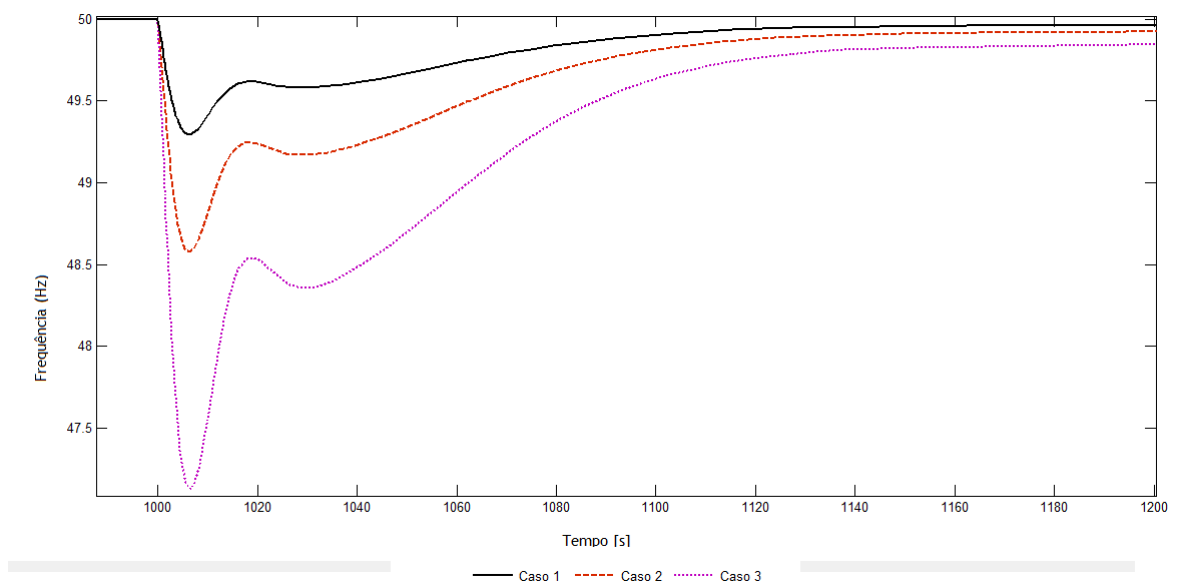


Figura 5.34 - Variação da frequência *onshore* da rede #1, para 3 regimes de carga

Relativamente à frequência na zona *onshore* 2, esta apresenta-se com a seguinte forma de onda:

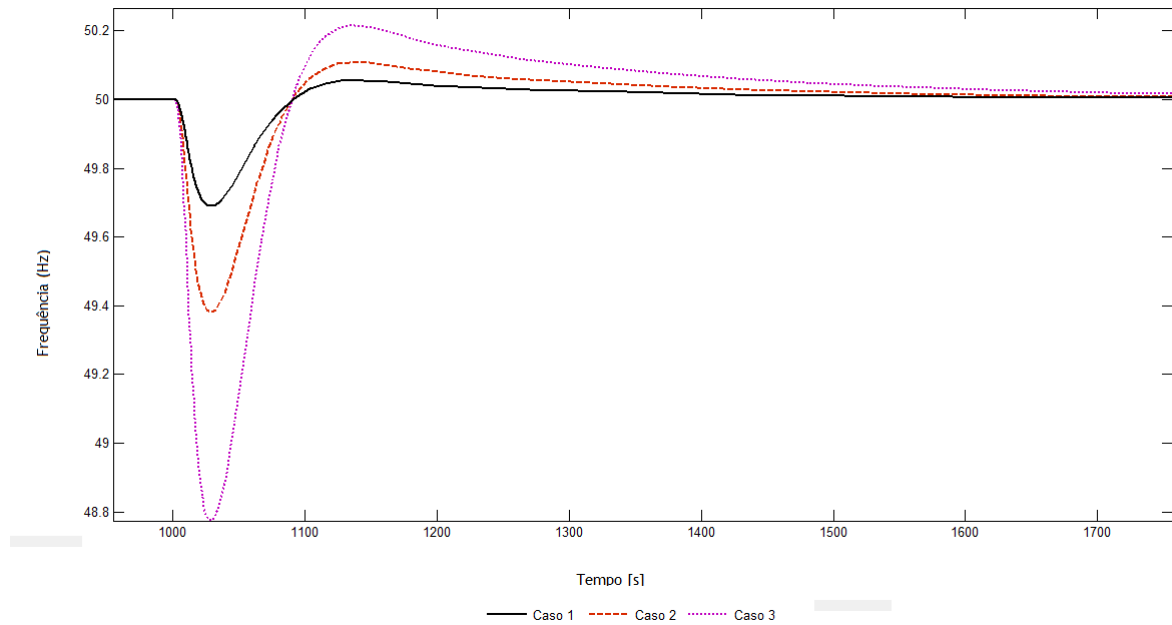


Figura 5.35- Variação da frequência *onshore* da rede #2, para 3 regimes de carga

Sendo o aumento de carga feito na rede #1 *onshore* não iria existir qualquer tipo de variação de frequência na rede *onshore* #2, mas, como se viu anteriormente, devido aos controles implementados nos conversores, parte da potência que anteriormente era injetada pelos conversores *onshore* 2 na rede AC 2, irá ser injetada na rede 1, diminuindo-se assim a potência transmitida para a rede AC 2, diminuindo a frequência desta. Esta redução de potência na rede 2 e o consequente aumento na rede 1, pode ser verificado através das figuras 5.36 e 5.37.

Na figura seguinte está presente a potência injetada na rede *onshore* 1. É facilmente verificável que quanto maior a carga adicionada à rede maior terá de ser a potência injetada na rede para efetuar a respetiva compensação, levando assim a que no caso 3 esta potência injetada atinja o dobro da potência pré perturbação.

Visto que não existe modificação de potência gerada por parte dos parques eólicos *offshore*, atingindo-se o dobro de potência injetada, irá significar que nenhuma potência será entregue à rede *onshore* 2 por parte dos parques eólicos [ver figura 5.37].

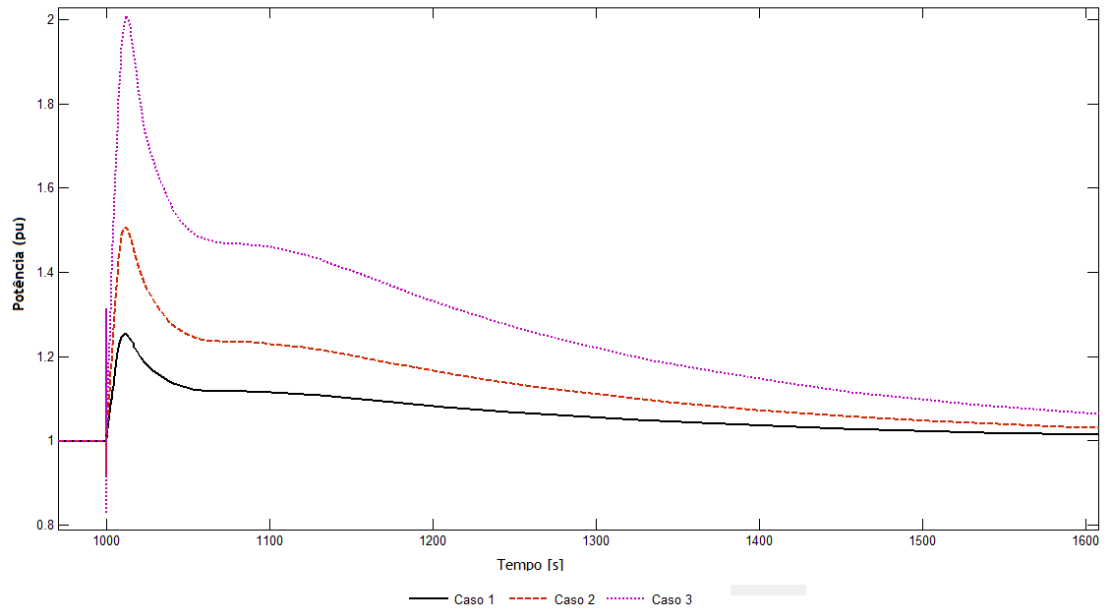


Figura 5.36 - Variação da potência injetada *onshore* na rede #1, para 3 regimes de carga

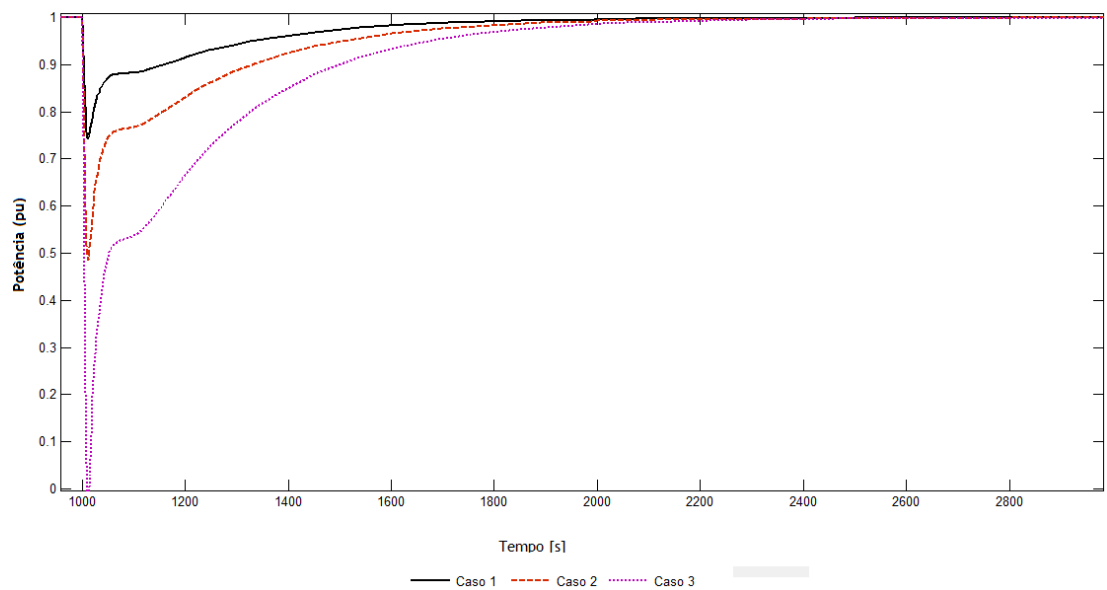


Figura 5.37 - Variação da potência injetada *onshore* na rede #2, para 3 regimes de carga

Relativamente às tensões, estas apresentam a forma de onda da figura 5.38, representando-se apenas uma para uma simplificação da análise.

O conversor *onshore* da zona 1, onde ocorre a perturbação, deteta o desvio de frequência, modificando a tensão de acordo com esse desvio. Neste caso houve um aumento de carga na rede o que conduziu a um abaixamento da frequência. Assim sendo, a tensão DC do conversor sofre também um abaixamento, levando a que as outras tensões do sistema propaguem a mesma forma de onda. Posto isto, a tensão do conversor *offshore*, irá interpretar essa queda de tensão como uma queda de frequência da rede, levando a uma alteração da frequência da rede

offshore. Esta alteração de frequência deveria servir de informação para que os parques eólicos *offshore* modificassem a sua potência fornecida. Contudo, como já foi explicado, nesta análise não se considera qualquer tipo de margem de reserva, pelo que nenhuma potência adicional poderá ser fornecida.

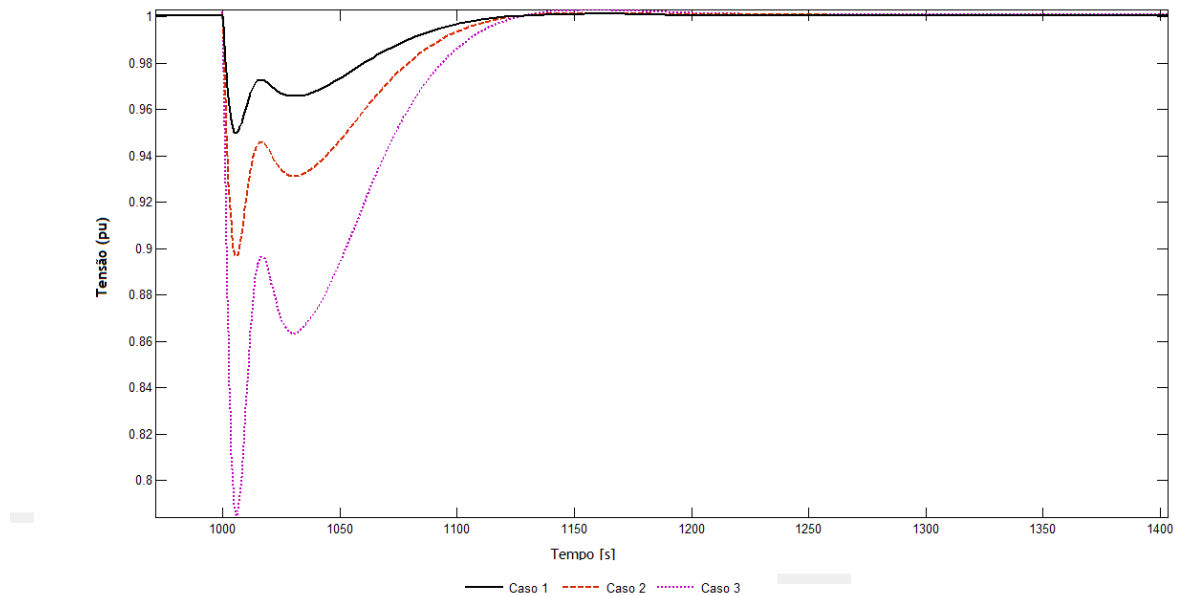


Figura 5.38 - Variação das tensões da rede, para 3 regimes de carga.

Como se pode verificar, verificando-se um abaixamento de tensão terá de ser injetada uma maior potência na rede onde ocorreu a perturbação, isto porque o controlo do conversor *onshore* passa da operação normal para a operação em estado de emergência em que a característica é dada pelo valor de K_{fv} .

Como se referiu anteriormente, nesta secção não se considera algum tipo de regulação por parte dos parques eólicos. Isso pode ser verificado através das potências produzidas por estes, em que em nenhum momento do tempo de simulação existe qualquer fornecimento adicional de potência.

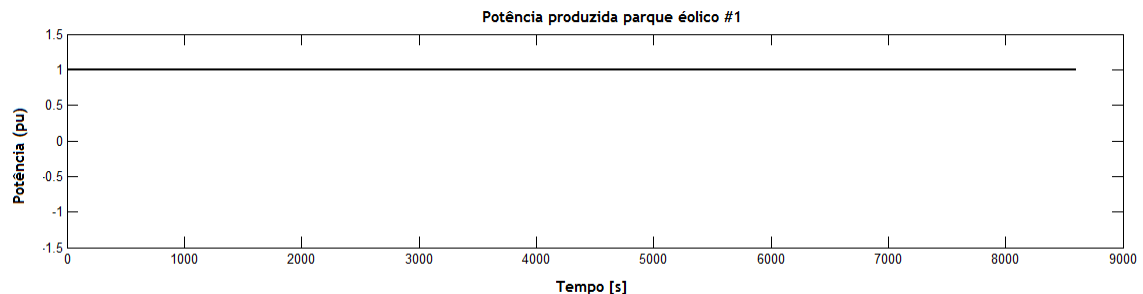


Figura 5.39- Potência produzida pelo parque eólico #1, nos 3 regimes de carga.

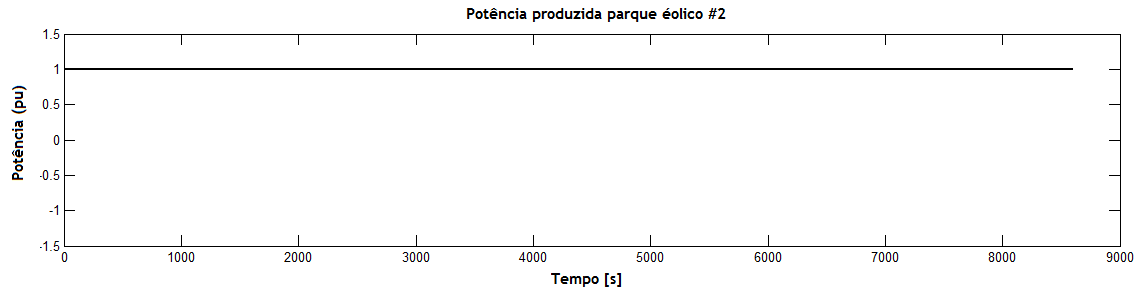


Figura 5.40- Potência produzida pelo parque eólico #2, nos 3 regimes de carga.

Como se pode verificar pelas figuras seguintes, os parques eólicos detetam a variação da frequência *onshore* mas como não existe algum tipo de margem de reserva este não consegue elevar a sua potência.

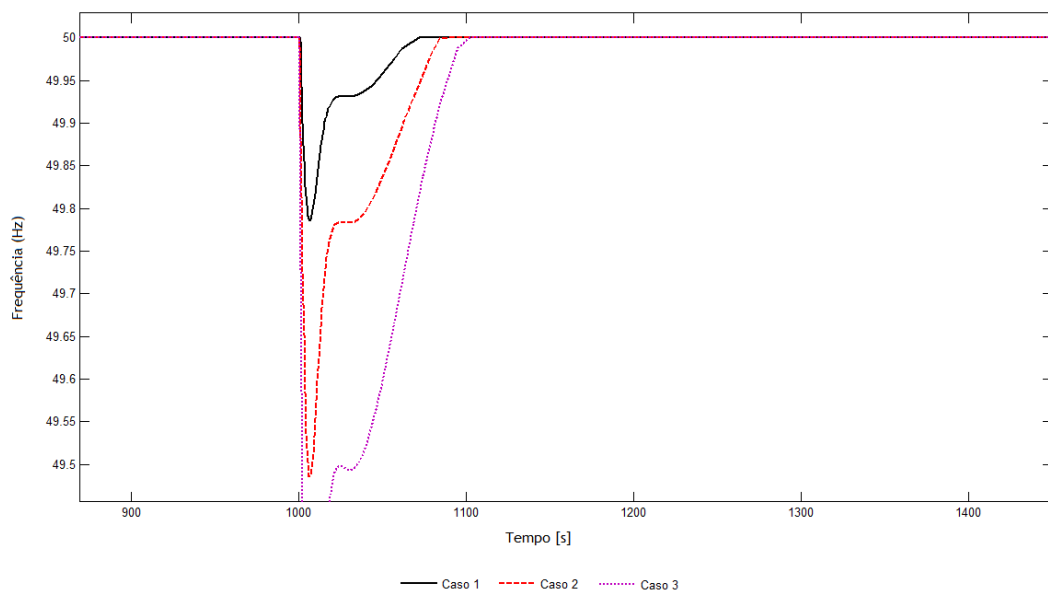


Figura 5.41 - Frequência do parque eólico *offshore* #1, para os 3 regimes de carga.

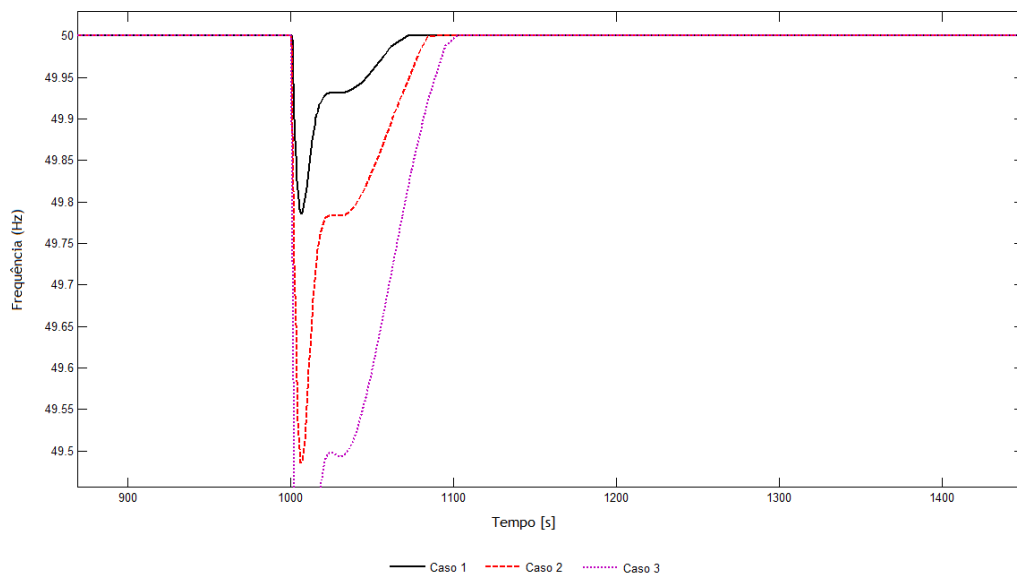


Figura 5.42 - Frequência do parque eólico *offshore* #2, para os 3 regimes de carga.

5.4.2 Parques eólicos com margem de reserva

Nesta secção da dissertação irá ser feita uma análise semelhante à que se fez na secção anterior. Desta vez, os parques eólicos *offshore* terão uma margem de reserva, querendo dizer que estes parques eólicos não irão produzir na sua máxima potência, existindo assim uma reserva que poderá ser usada se necessário.

Enquanto existe equilíbrio entre a carga e a produção, a frequência tem o seu valor nominal. Quando a carga é adicionada à já existente irá ocorrer um desequilíbrio, levando a que a frequência baixe do seu valor inicial. Quanto maior a carga adicionada maior será o desvio de frequência, como pode ser verificado através das figuras 5.43 e 5.44.

As cargas foram adicionadas somente à rede *onshore* 1, mas como se pode observar pela figura 5.44, existe também um desvio de frequência na rede AC #2, *onshore*. Isto é devido aos controladores dos conversores fazendo com que haja um desvio de potência que iria ser injetada na rede 2, fazendo com que seja injetada na rede 1. Com esse desvio de potência a frequência da rede *onshore* 2 irá sofrer um abaixamento

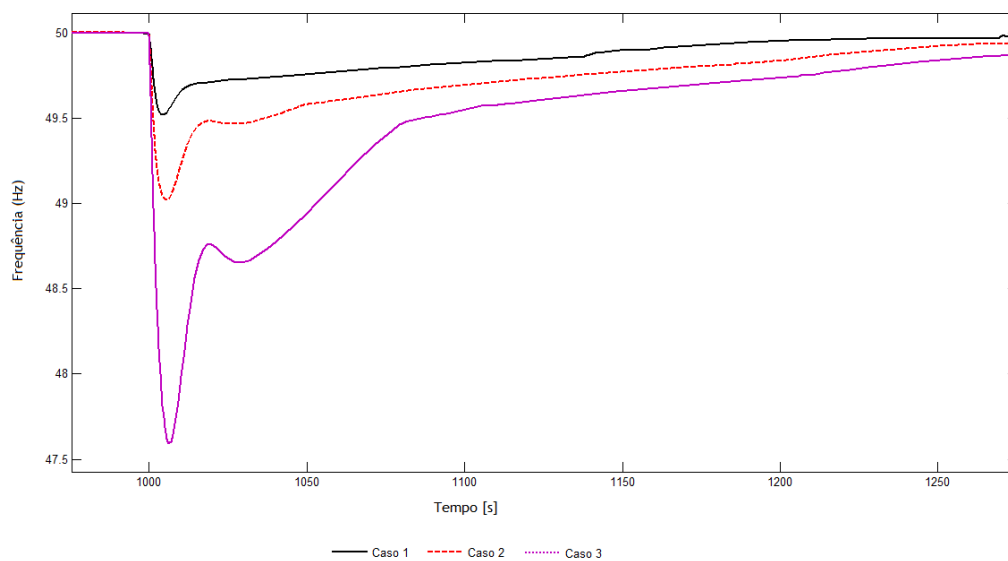


Figura 5.43 - Variações de frequência na rede *onshore* #1, para 3 regimes de carga.

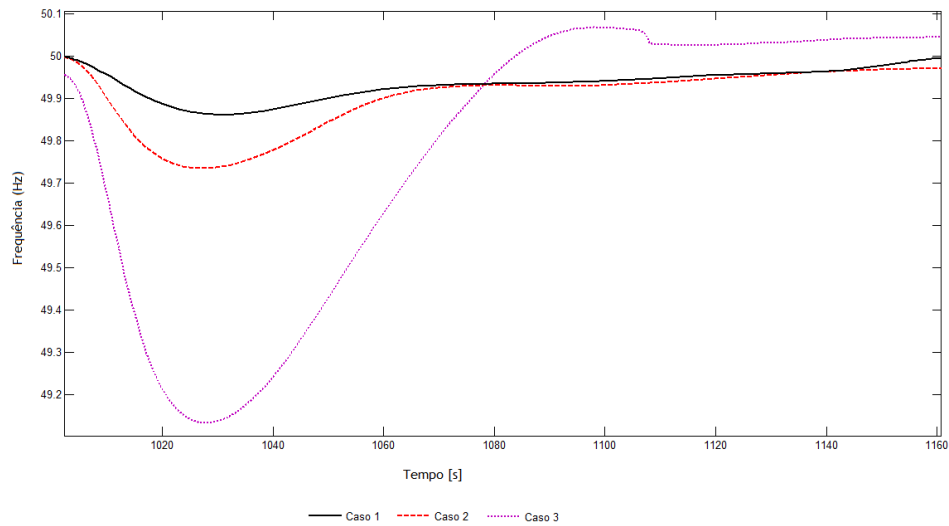


Figura 5.44- Variações de frequência na rede *onshore* #2, considerando 3 cargas distintas.

Verifica-se que quanto maior a demanda de carga mais potência terá de ser entregue para existir um maior equilíbrio entre a produção e a carga. Portanto, no caso 3, a potência injetada na rede AC 1 é maior que nas restantes, levando também a que a potência entregue à rede 2 seja menor.

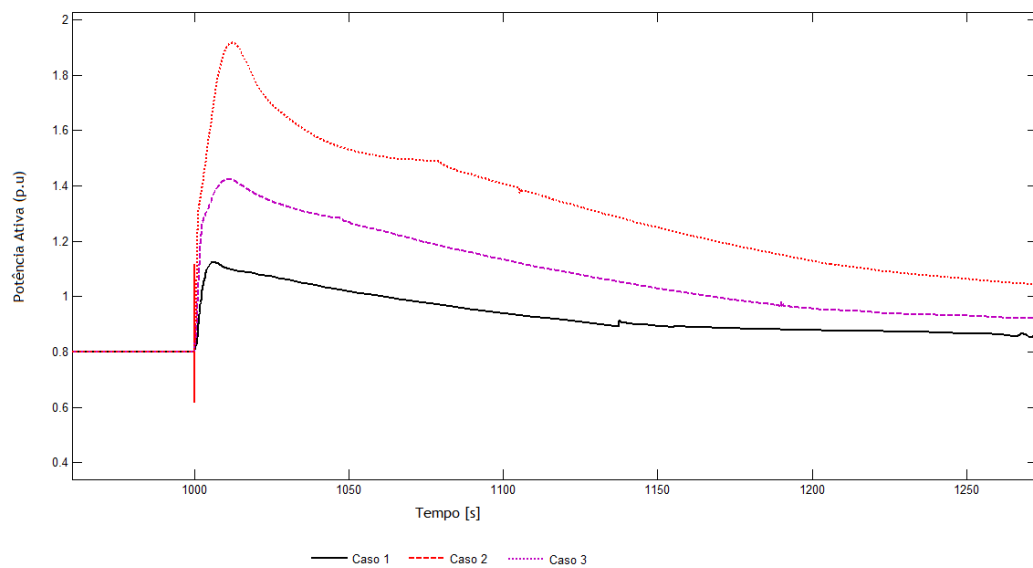


Figura 5.45 - Variações de potência na rede *onshore* #1, considerando 3 cargas distintas.

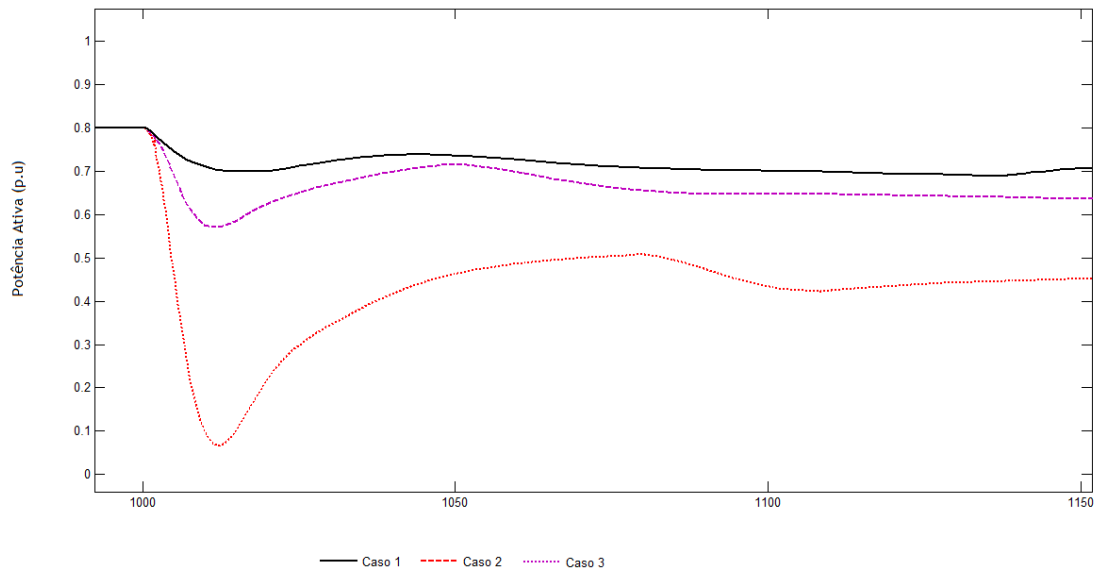


Figura 5.46 - Variações de potência na rede onshore #2, considerando 3 cargas distintas.

A rede, estando no modo de operação normal do sistema, terá tensões próximas de 1.pu, devido ao valor escolhido de K_{pv} .

Quando existe algum tipo de perturbação a frequência altera-se, levando o sistema a operar em modo de emergência. Com isto, os controladores deixam de operar na característica K_{pv} e passam a operar na característica K_{fv} . Devido ao *droop* desta característica, um abaixamento de frequência fará a tensão diminuir, levando a que seja injetada mais potência na rede onde ocorreu essa perturbação. Este fenômeno pode ser visto analisando-se as figuras 5.45 e 5.47. Onde a tensão diminui, levando a um aumento de potência injetada na rede *onshore* 1.

Só é mostrado o gráfico referente à tensão nos terminais do conversor *onshore* da rede 1, isto porque as formas de onda das outras tensões existentes no sistema irão ser semelhantes, devido ao que já foi referido anteriormente.

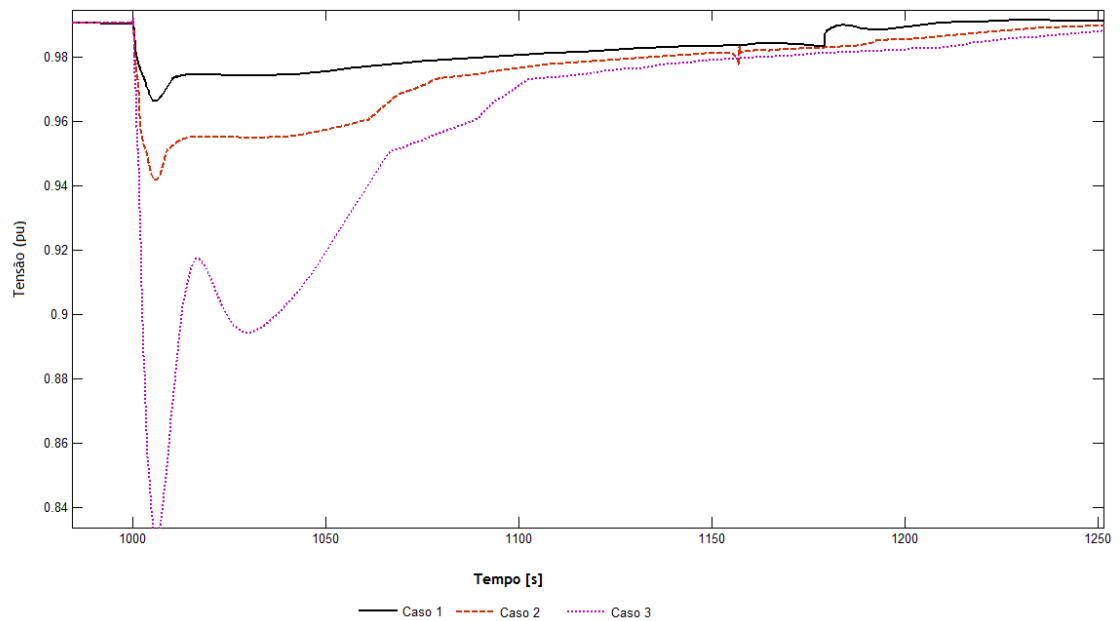


Figura 5.47 - Tensões no sistema para os 3 regimes de carga considerados.

A próxima análise irá ser feita à produção dos parques eólicos *offshore*.

Na figura 5.48 seguinte, encontra-se representada a produção do parque eólico *offshore* #1 para o caso 1 de carga. Como pode ser verificado pelas duas figuras seguintes, ambos os parques eólicos contribuem com a mesma potência gerada. Isto acontece não só para este, mas também para os restantes dois casos de estudo. Esta situação verifica-se devido às evoluções temporais das tensões que se fazem verificar. A regulação feita por parte dos parques eólicos *offshore* será feita de acordo com as formas de onda da tensão DC recebidas nas estações conversoras *offshore*. Se em ambos os conversores *offshore* se obtém as mesmas formas de onda (devido às características adotadas nos conversores *onshore*) ambos os parques contribuem de igual forma para a regulação primária de frequência.

Como o valor de carga adicionado não é muito grande, não existe necessidade de grande potência injetada por parte dos parques eólicos *offshore*, sendo que estes, para o caso de estudo 1, não atingem o máximo de potência permitida.

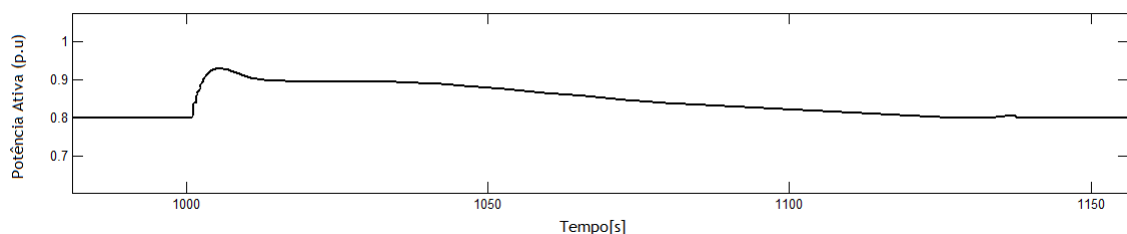


Figura 5.48- Potência produzida pelo parque eólico *offshore* #1, para o valor de carga do caso 1.

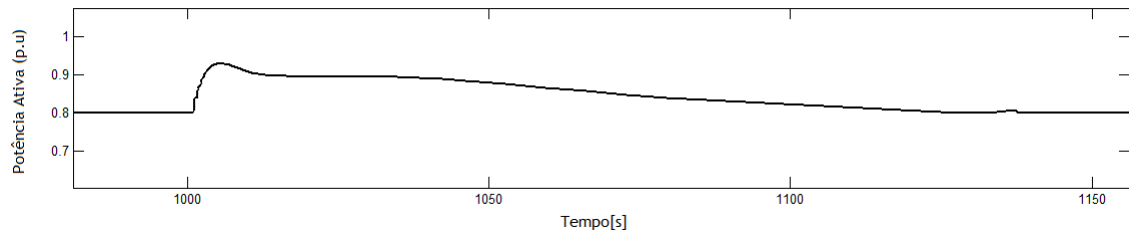


Figura 5.49- Potência produzida pelo parque eólico *offshore* #2, para o valor de carga do caso 1.

Neste caso, ambos os parques produzem com uma margem de 20% de reserva, ou seja, 0.8 p.u, quando se dá a perturbação ambos os parques sobem a sua produção, atingindo o seu máximo de potência produzida passados poucos segundos da detecção da perturbação.

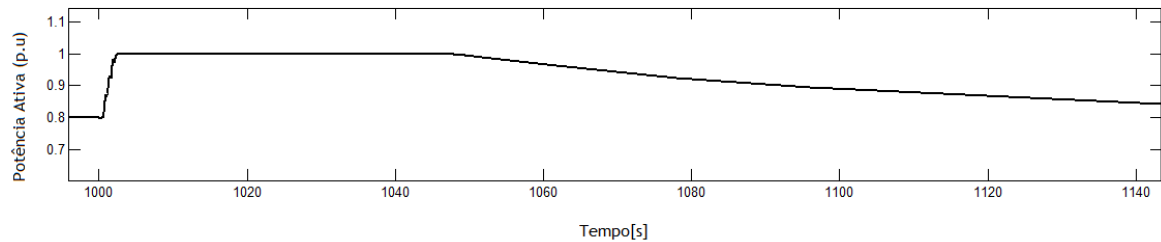


Figura 5.50 - Potência produzida pelo parque eólico *offshore* #1, para o valor de carga do caso 2.

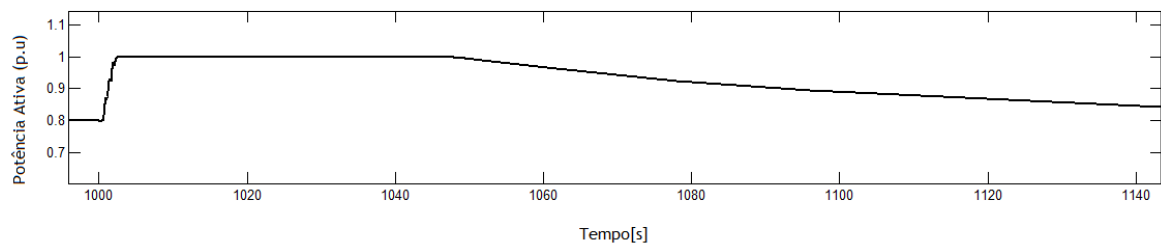


Figura 5.51- Potência produzida pelo parque eólico *offshore* #2, para o valor de carga do caso 2.

A análise feita para os dois casos anteriores é válida para o caso 3, como se pode verificar pelos gráficos seguintes:

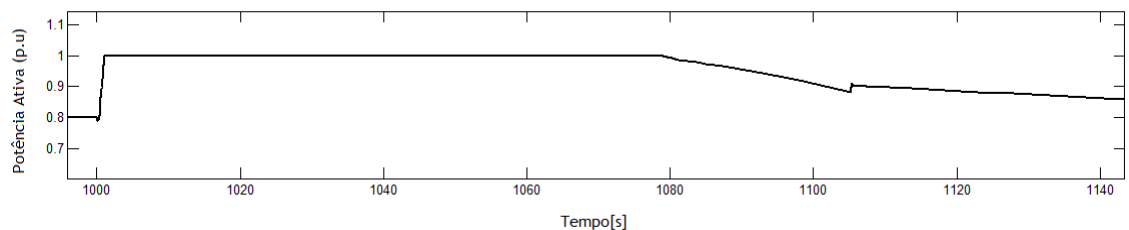


Figura 5.52 - Potência produzida pelo parque eólico *offshore* #1, para o valor de carga do caso 3.

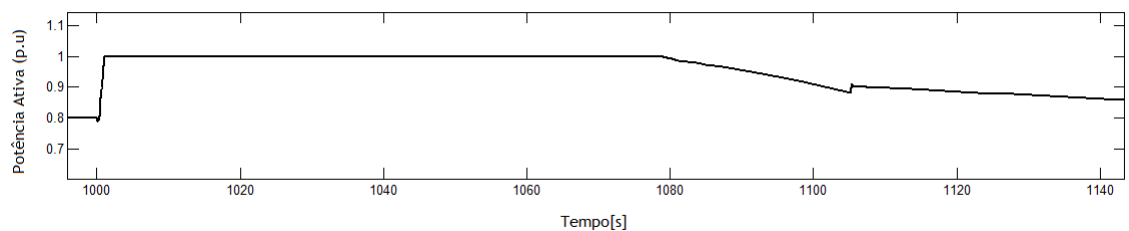


Figura 5.53 - Potência produzida pelo parque eólico *offshore* #2, para o valor de carga do caso 3.

5.4 Comparação dos modelos

Nesta secção irão ser comparados os resultados obtidos das simulações anteriormente feitas. Contudo, só será considerado como exemplo de comparação o caso 2 visto que as suposições para este caso e resultados da análise serão idênticas às que iriam ser feitas para os outros 2 casos.

Analisando-se os gráficos das frequências verifica-se que durante a perturbação, quando os parques eólicos contribuem com uma regulação primária de frequência os desvios de frequência das redes *onshore* não serão tão significativos.

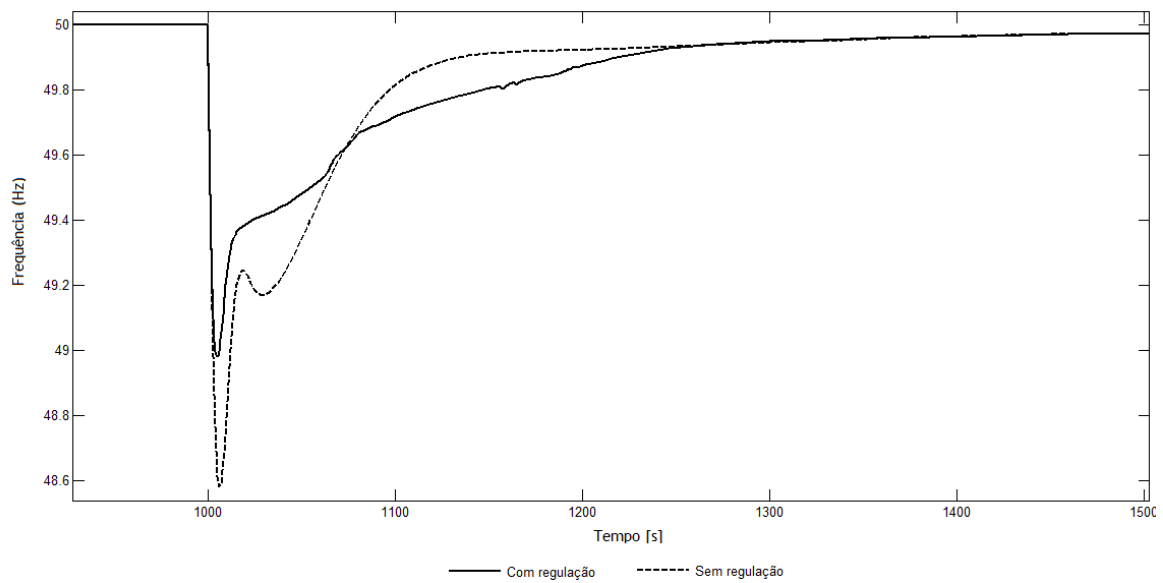


Figura 5.54 - Variações de frequência da rede *onshore* #1.

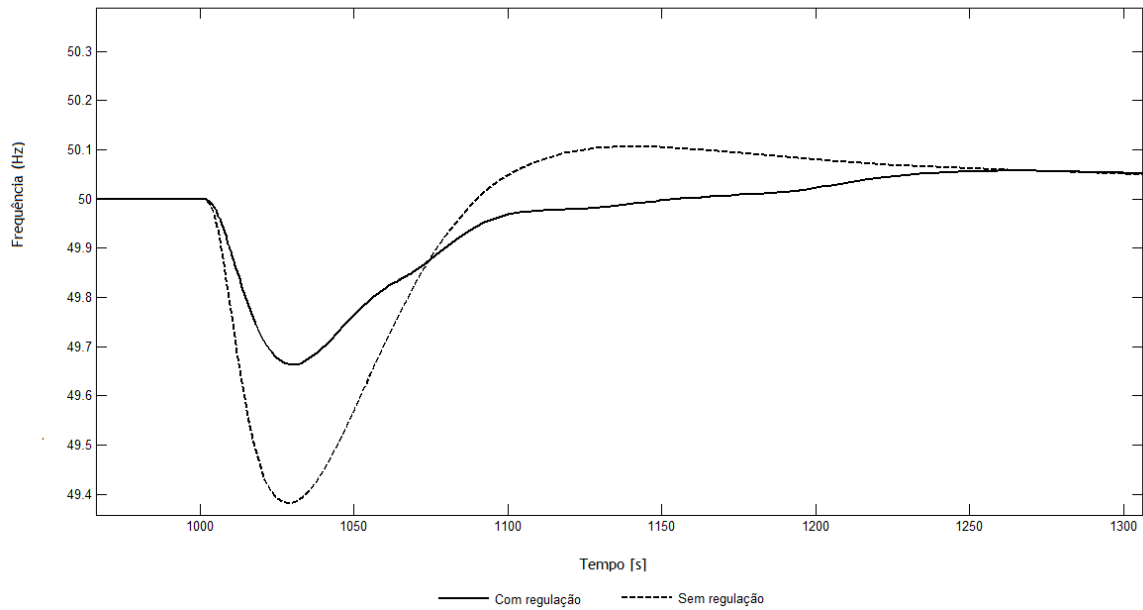


Figura 5.55 - Variações de frequência da rede *onshore* #2.

Apesar de a carga adicionada em ambas as situações ser a mesma, os desvios de frequência não o são. Para que a frequência se situe nos 50 Hz, terá de existir um equilíbrio entre a produção e a carga, querendo isto dizer que o total de produção terá de satisfazer a total demanda da carga.

Sendo que a carga a alimentar em ambas as situações é a mesma, para o caso em que os parques eólicos *offshore* produzem na sua potência máxima (sem margem de reserva) as máquinas síncronas não terão a necessidade de produzir tanta potência para a alimentação da carga (comparando com o caso em que existe uma margem de reserva nos parques eólicos *offshore*). Isto faz com que quando haja uma perturbação sejam as máquinas síncronas a contribuir com uma percentagem maior de controlo primário de frequência. Esta necessidade de produção adicional faz com que as máquinas síncronas fiquem sujeitas a esforços adicionais e, portanto, terão impacto no valor final de frequência.

Quando existe margem de reserva por parte dos parques eólicos *offshore* este problema já não tem um impacto tão significativo. Quando estes parques têm um funcionamento abaixo do ponto de funcionamento nominal, fazem com que as máquinas síncronas *onshore* produzam mais potência (do que se os parques eólicos produzissem a 1 p.u) e, em caso de perturbação sejam os parques eólicos a fazer um controlo primário de frequência.

Assim sendo, os parques eólicos *offshore* contribuindo com regulação primária de frequência fazem com que as máquinas síncronas não fiquem sujeitas a esses esforços adicionais levando a que o desvio de frequência se torne menor.

Como se pode ver pelos gráficos das potências injetadas, percebe-se que a grande problemática se situa nas máquinas síncronas. O desvio de frequência da rede *onshore* #1 com

regulação é menor que a sem regulação, sendo que as potências injetadas nesta rede também serão menores. Isto significa que o menor desvio de frequência não é originado por uma maior injeção de potência na rede mas sim, devido a esses esforços suplementares por parte das máquinas síncronas.

Além disso, é necessário ter em consideração as características de controle adotadas, que como se viu irão influenciar os valores de potências injetadas nas redes AC.

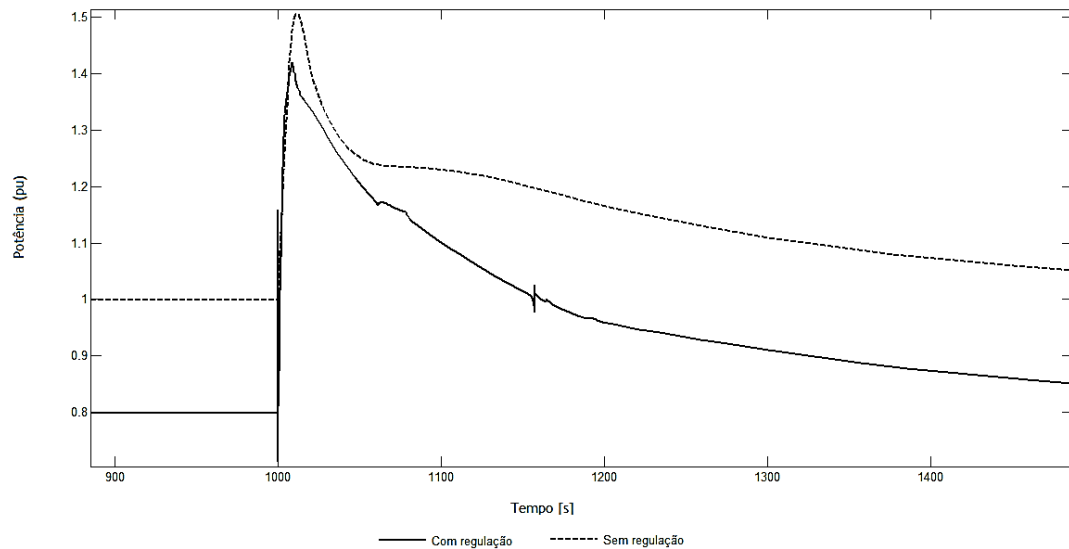


Figura 5.56 - Potências injetadas na rede AC *onshore* #1.

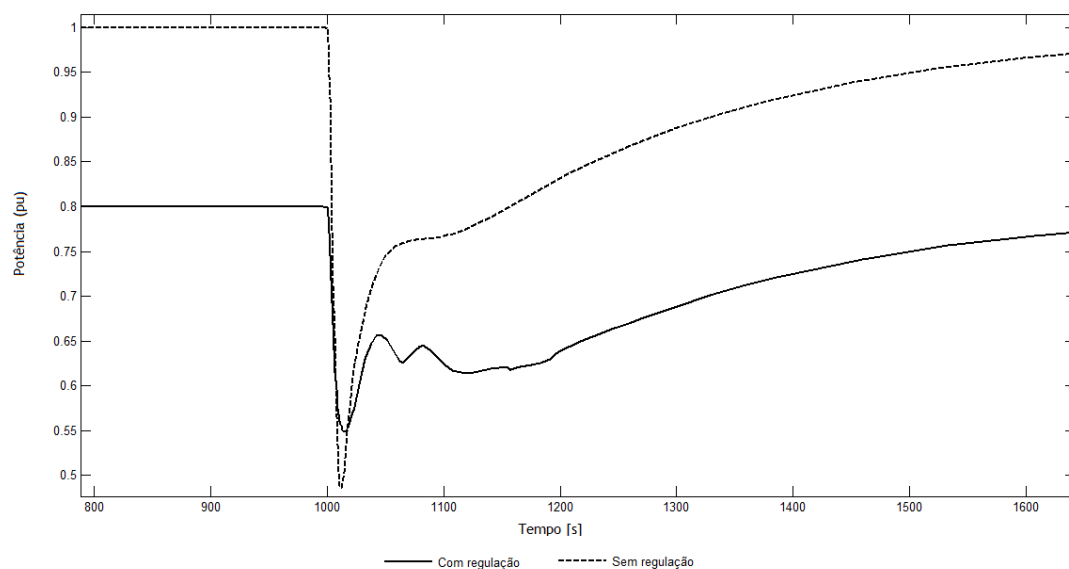


Figura 5.57 - Potências injetadas na rede AC *onshore* #2.

Quando os parques eólicos não contribuem com qualquer tipo de regulação primária de frequência a potência que não é alimentada na rede *onshore* 2 é injetada na rede 1. Como se pode ver pelas figuras 5.56 e 5.57, nas linhas a tracejado, é verificado que a potência injetada na rede 1 é de 1,5 p.u durante a perturbação e a potência injetada da rede 2 é de 0,5, significando que 0,5 p.u irão alimentar a rede *onshore* 1 invés da rede *onshore* 2. Quando existe margem de reserva essa situação não acontece.

Analisando as figuras, vê-se que a potência injetada na rede 1 sobe cerca de 0.6 p.u, enquanto que a potência injetada na rede 2 apenas sofre um abaixamento de cerca de 0.25 pu, o que significa que quando existe regulação, há uma menor partilha de potência entre as redes *onshore*, contribuindo assim para o menor valor de desvio de frequência da rede AC 2, quando existe regulação.

Como já foi visto, as tensões dos conversores *onshore* terão na sua forma de onda um aspeto do que se passa na frequência da rede AC continental e, irão ser propagadas até aos outros terminais dos conversores. Sendo assim, todas as tensões terão formas de onda semelhantes, sofrendo um abaixamento devido à queda de frequência ocorrida na rede *onshore* #1.

Com esse desvio de frequência, o conversor *onshore* 1 entra em modo de operação de emergência e, neste modo de operação qualquer abaixamento de tensão fará subir a potência injetada por este conversor, para compensar a queda de frequência.

Como o desvio de frequência do exemplo dos parques eólicos *offshore* com regulação é inferior ao que se considera sem regulação, este desvio de tensão será por consequente inferior também.

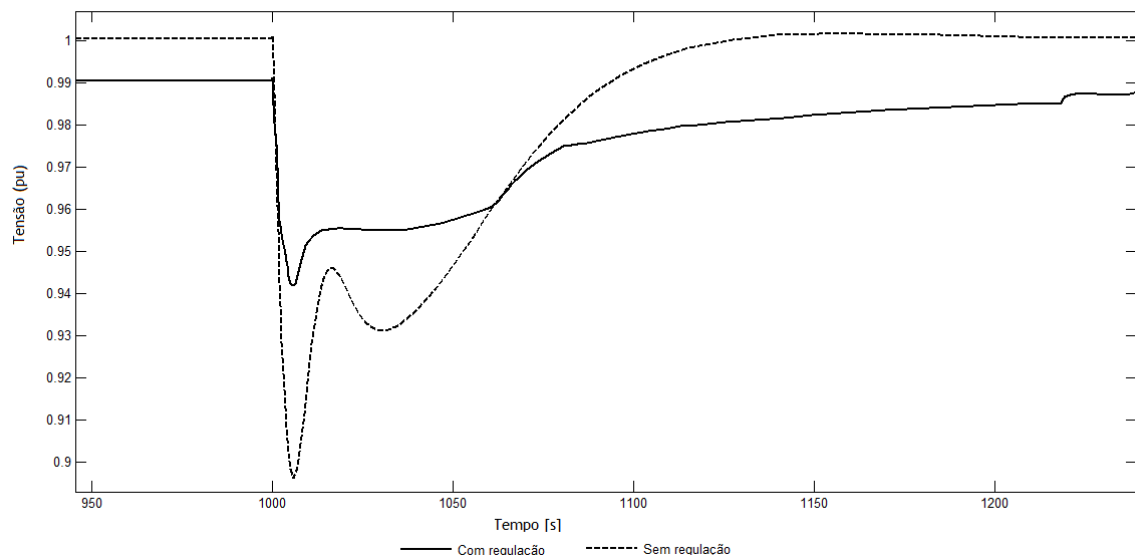


Figura 5.58 - Tensão aos terminais do conversor *onshore* #1

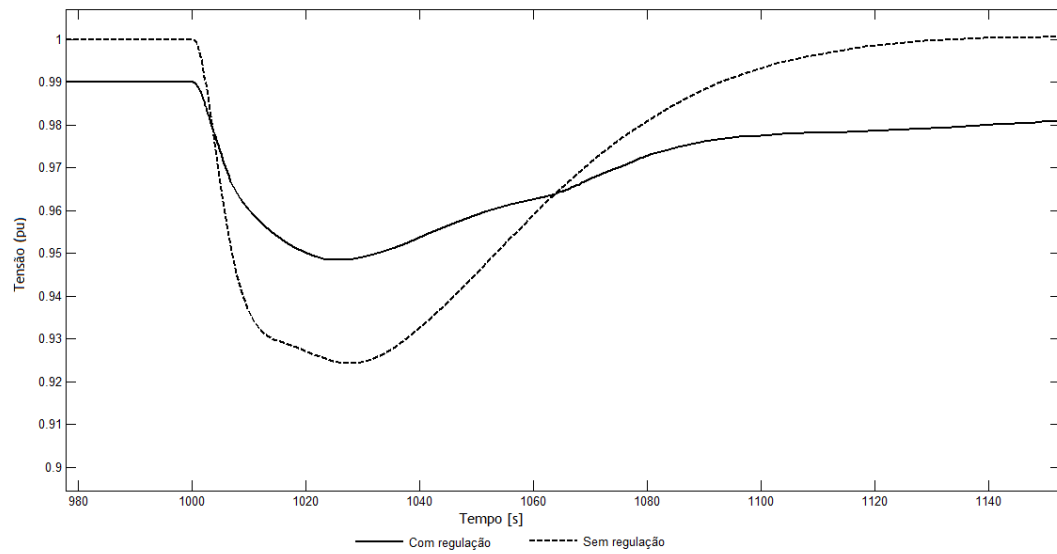


Figura 5.59- Tensão aos terminais do conversor *onshore* #2

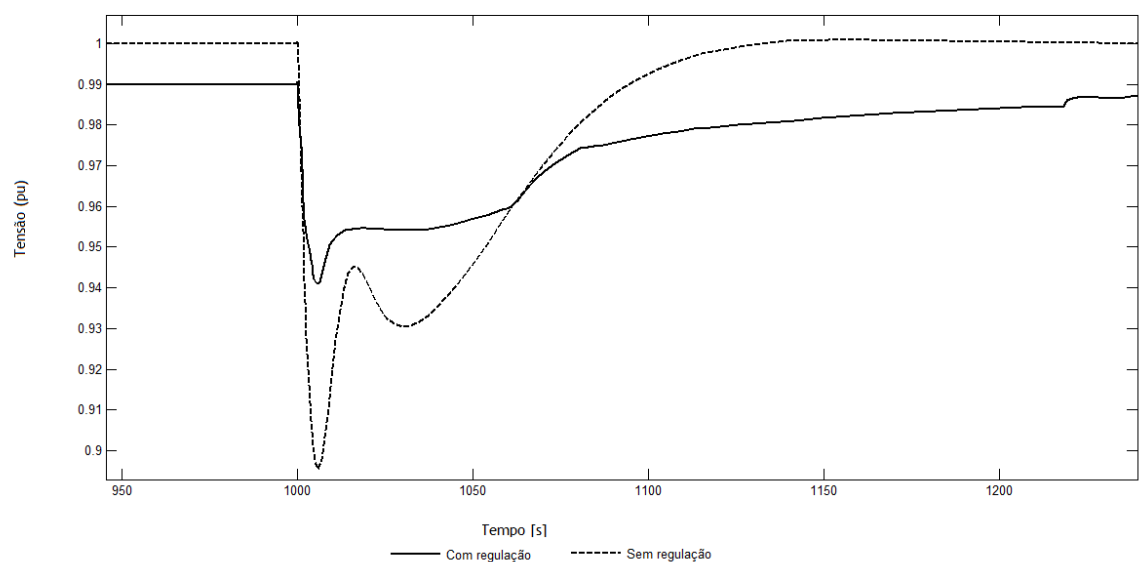


Figura 5.60 - Tensão aos terminais do conversor *offshore* #1.

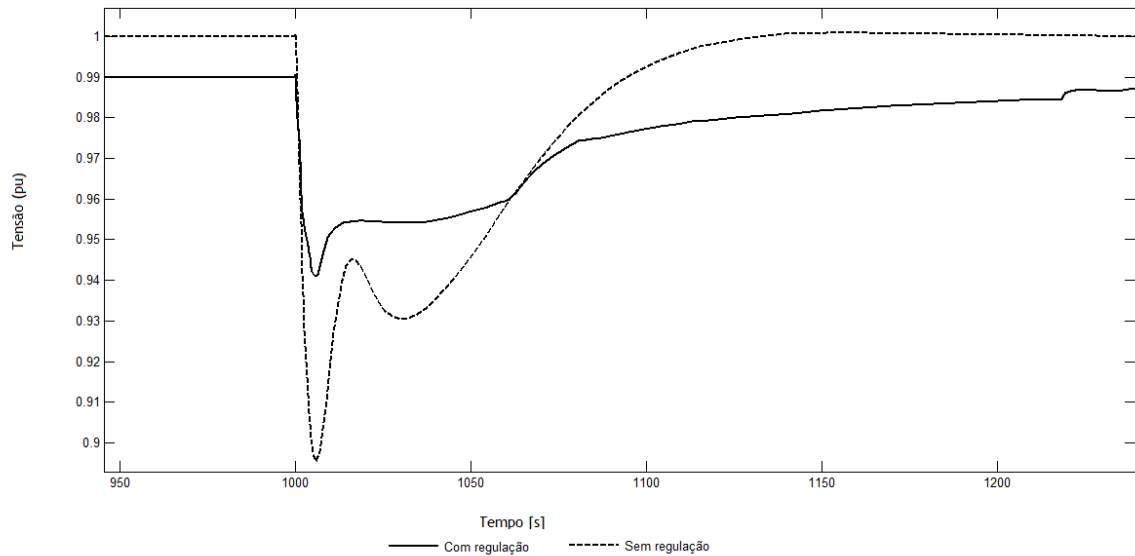


Figura 5.61 - Tensão aos terminais do conversor offshore #2

As potências fornecidas por ambos os parques eólicos encontram-se representadas nas figuras 5.62 e 5.63. Para o parque eólico que não fornece um controlo primário de frequência a sua produção é constante e tem o valor de 1 pu, para o outro exemplo, existe uma margem de reserva de 20%.

As evoluções temporais das tensões *offshore* são bastante semelhantes. Esta igualdade de formas de onda provoca uma variação de frequência *offshore* em ambos os parques igualmente semelhante. Como o parque eólico irá regular a sua potência conforme a variação de frequência sentida nos terminais da rede *offshore*, ambos os parques irão fornecer a mesma potência e contribuir de igual forma para a regulação primária de frequência.

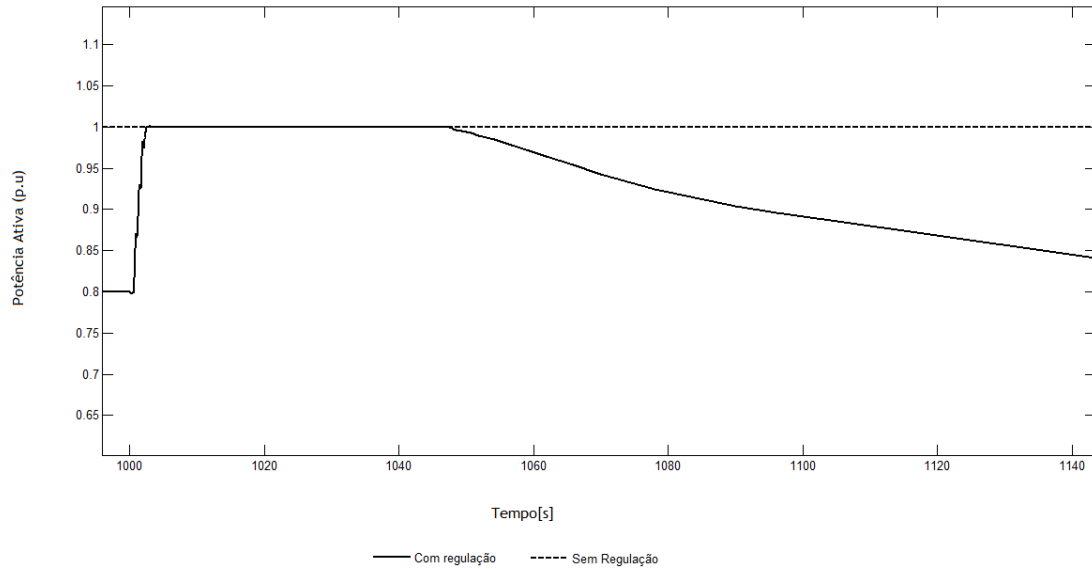


Figura 5.62 - Potência fornecida pelo parque eólico *offshore* #1

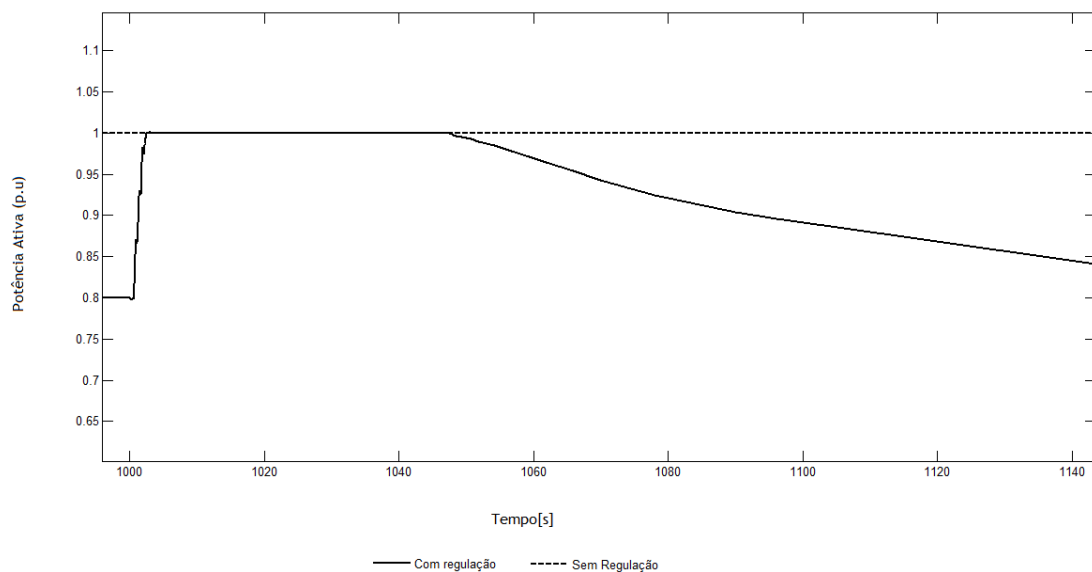


Figura 5.63- Potência fornecida pelo parque eólico *offshore* #2.

Analisando o que se passa na frequência da rede *offshore*, facilmente se verifica que as formas de onda são semelhantes às formas de onda apresentadas para a tensão. A tensão do conversor *onshore* onde ocorre a perturbação irá interpretar o que se passa na frequência da rede *onshore* transmitindo essa informação através da sua forma de onda. Esta transmissão irá ser feita até aos terminais dos conversores *offshore*, onde o desvio de tensão DC passa a ser um desvio de frequência. Esse desvio de frequência é o apresentado nas figuras 5.64 e 5.65.

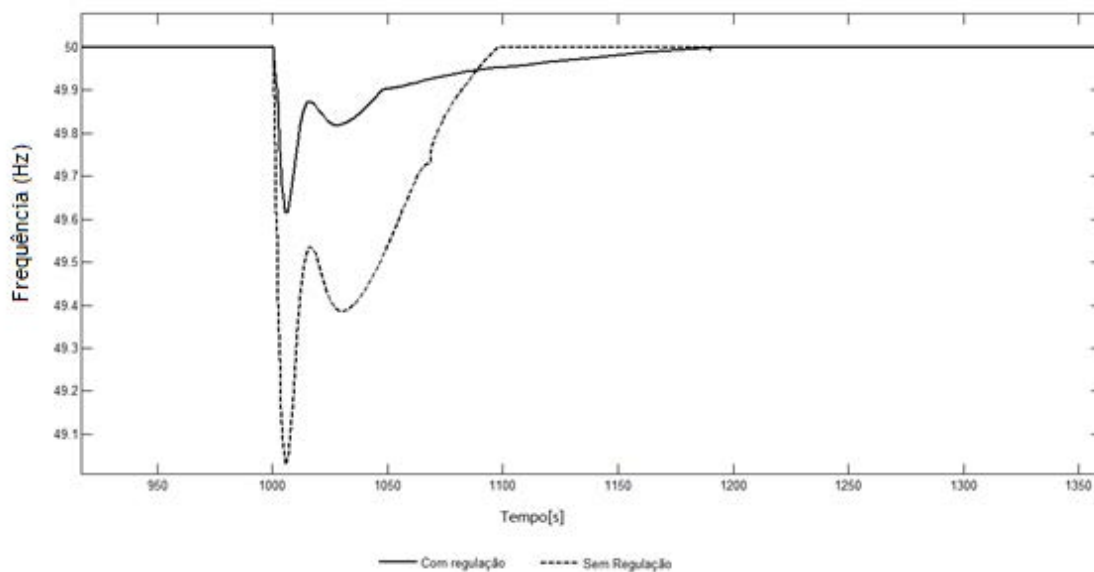


Figura 5.64 - Frequência da rede *offshore* do parque eólico #1

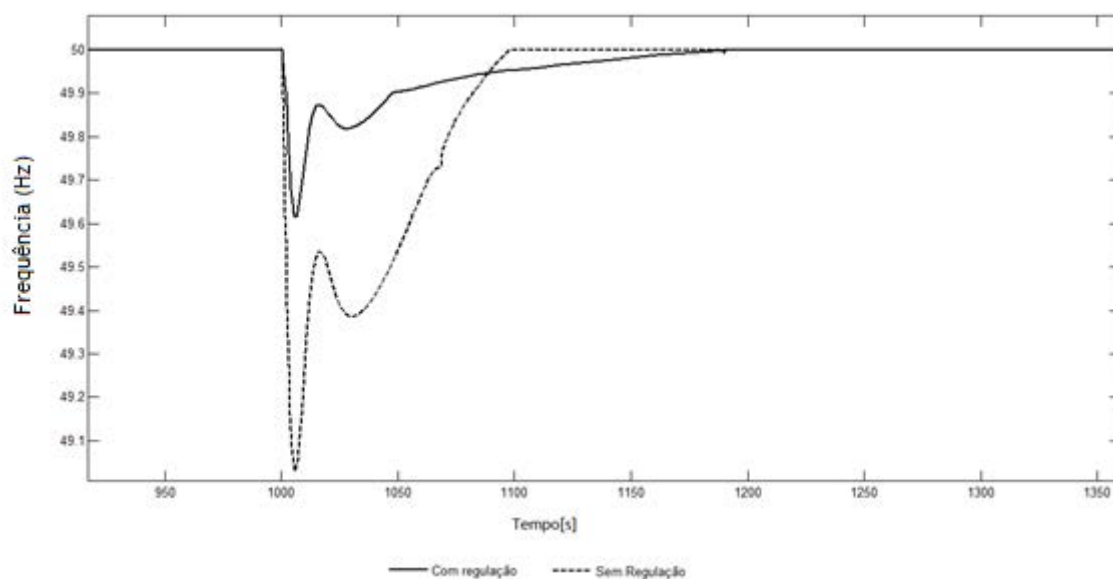


Figura 5.65 - Frequência da rede *offshore* do parque eólico #2.

5.5 Aspectos gerais sobre a *dead-band*

Para o parque eólico *offshore* as perturbações na rede *onshore* são interpretadas da mesma forma que as perturbações que ocorrem na rede *offshore*, isto é, se existir falta de vento, a frequência da rede AC *offshore* irá também ela sofrer um abaixamento e, para se fazer uma distinção entre as perturbações originadas pela falta de vento ou por alguma razão passada na rede AC *onshore* é necessário o uso de uma *dead-band*. Assim, para se ignorar as perturbações originadas pelo vento foi definido 8.02×10^{-3} p.u como valor final da *dead-band*.

Para se averiguar que valor de *dead-band* usar, foi simulada na rede de teste a hipótese de não existir vento, ou seja, não existia produção por parte dos parques eólicos *offshore*. Através da análise da frequência da rede AC *offshore* foram-se testando diferentes valores de *dead-band* até se verificar a estabilização da frequência *offshore* no seu valor nominal. Durante esta simulação, não foi feita qualquer tipo de perturbação *onshore*.

5.6 Conclusões

Neste capítulo foi feita uma primeira análise relativamente aos controlos feitos no conversor. Como se concluiu, apesar de os parques eólicos estarem dotados com margens de reserva, estes não eram ativados se não existisse capacidade de controlo primária de frequência. Devido a nenhuma informação ser passada através das variáveis do sistema e, portanto, os parques eólicos não conseguiam reagir ao desvio de frequência que ocorria na rede *onshore*. Conclui-se então que dotar os aerogeradores com margem de reserva não é, por si só, suficiente para o fornecimento de serviços auxiliares, sendo necessário o uso de malhas de controlo para o efeito.

Seguidamente foi feito um estudo relativamente às características das diferentes operações do sistema e, foram avaliadas como cada valor influenciaria cada variável do sistema. Apesar de terem sido escolhidas determinados valores constantes para a elaboração do documento, essas não serão as mesmas para todos os sistemas, dependendo do tipo de redes *onshore* e até da própria topologia escolhida. Estes valores podem variar e ser adaptados a cada caso por parte do operador de rede.

Foram realizadas simulações para parques eólicos dotados de capacidade de regulação de frequência e sem essa capacidade, onde foram comparados os dois casos. Através desta comparação foi concluído que a regulação por parte dos parques eólicos permite uma redução do desvio de frequência da rede, não exercendo sobre as máquinas síncronos esforços adicionais contribuindo assim, com um serviço auxiliar de sistema e, também, para uma melhoria da operação da rede *onshore*.

Capítulo 6

Conclusões e futuros desenvolvimentos

6.1 Conclusões

Uma integração massiva de parques eólicos *offshore* conduz a problemas importantes relativos ao controlo primário de frequência, uma vez que leva a uma diminuição do número de máquinas convencionais a colocar em serviço originando uma redução da capacidade de regulação de frequência. O desacoplamento criado pela rede HVDC multi-terminal leva à necessidade de se estudar novas soluções técnicas que permitam que os sistemas de conversão associados a fontes de energia renovável participem em serviços de regulação de frequência.

Como o objetivo principal passa pelo desenvolvimento de malhas de controlo que possam transmitir a informação relativa à frequência *onshore* até às estações conversoras *offshore* sem a necessidade do uso de canais dedicados de comunicação de forma a habilitar os parques eólicos *offshore* a uma regulação primária de frequência, foi desenvolvida uma rede de teste através da modelização de todo o sistema, desde a rede *onshore* até aos parques eólicos *offshore*. Para testar a aplicabilidade deste tipo de controlo foram testados dois modelos:

- Um modelo onde se considera que não existe uma CCPF nos conversores;
- Um modelo onde se ativa a CCPF nas estações conversoras da rede HVDC.

A análise destes modelos permitiu concluir que é então possível dotar os parques eólicos *offshore* com uma capacidade de regulação primária de frequência da rede AC *onshore*, transmitindo a informação necessária através das variáveis do próprio sistema, sem necessidade de qualquer tipo de canal adicional de comunicação e, portanto, sem os custos adicionais inerentes aos canais de comunicação.

De modo a verificar a contribuição por parte dos parques eólicos *offshore* para essa regulação primária de frequência, foram testados dois modelos:

- Um modelo onde se considera que o parque eólico não desperdiça nenhum recurso, isto é, o gerador produz sempre a potência máxima disponível no vento;
- Um modelo onde se considera que o parque eólico cria uma margem de reserva, usando-a se necessário durante períodos onde ocorra algum tipo de perturbação.

Os modelos foram testados em separado, sendo depois feita uma análise conjunta de modo a serem comparados. Os resultados obtidos permitiram concluir que a melhor solução é a do parque eólico que cria uma margem de reserva, uma vez que leva a uma maior estabilidade da rede AC *onshore* continental, levando a menores desvios de frequência nesta rede. Esta deverá ser a solução a ser implementada na prática, originando menores desvios de frequência em caso de perturbação.

Através da análise do modelo em que não existe margem de reserva, verificou-se que apesar de não existir regulação por parte dos parques eólicos, consegue-se uma maior estabilidade da rede *onshore* #1 devido à própria rede multi-terminal, uma vez que o *link* DC existente entre os parques eólicos permite uma partilha de potência entre redes.

Com o trabalho realizado no âmbito desta dissertação, entende-se que ficou demonstrada a capacidade de fornecimento de regulação primária de frequência por parte dos parques eólicos *offshore*. Visionando-se um futuro extremamente interessante para este tipo de exploração.

6.2 Futuros desenvolvimentos

Concluídos os objetivos desta dissertação, entende-se que algum trabalho mais pode ainda ser desenvolvido de forma a complementar o trabalho aqui realizado.

Uma vez que aqui foi analisado o caso de estudo para uma rede com a topologia em H, poderiam ser estudadas diferentes topologias para verificar se o controlo efetuado poderia ser utilizado.

Na realização deste trabalho foi apenas considerada que os parques eólicos estavam dotados de capacidade de controlo primário de frequência, poderia ser considerado, que estes continham também um controlo inercial.

Sendo simulada uma margem de reserva, significa que existe uma quantidade de energia primária que é desperdiçada. Tratando-se de uma fonte de energia renovável, significa que está disponível sem custos adicional, desperdiçando-se uma potência gratuita. Poderia então ser feita uma análise económica em relação a esta operação.

Referências

- [1] Kirby, N. M., M. J. Luckett, et al. (2001). *HVDC transmission for large offshore windfarms. AC-DC Power Transmission*, 2001. Seventh International Conference on (Conf. Publ. No. 485).
- [2] Bell, K., D. Cirio, et al. (2010). *Economic and technical criteria for designing future off-shore HVDC grids*. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES.
- [3] International Energy Agency, "*Clean Energy Progress Report*", 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/cem/index.asp>.
- [4] Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, "*Parques Eólicos em Portugal*", Dezembro de 2011. Disponível em: <http://www.apren.pt/gca/?id=182>.
- [5] Global Wind Energy Council, "*Global Wind Report*", 2011. Disponível em: <http://www.gwec.net/index.php?id=103>.
- [6] The European Wind Energy Association, "Wind in power - 2010 European statistics", February 2011. Disponível em: <http://www.ewea.org/index.php?id=1665>.
- [7] Meah, K. and S. Ula (2007). *Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems*. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE.
- [8] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [9] Ackermann, T., *Wind Power in Power Systems*, L. John Wiley & Sons, Editor. 2005: Stockholm, Sweden.
- [10] Negra, N. B., J. Todorovic, et al. (2006). "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms." *Electric Power Systems Research* 76(11): 916-927.
- [11] Paiva, J. P. S. *Redes de Energia Eléctrica- Uma análise sistémica*, IST PRESS.
- [12] Gomis-Bellmunt, O., J. Liang, et al. (2011). "Voltage-current characteristics of multiterminal HVDC-VSC for offshore wind farms." *Electric Power Systems Research* 81(2): 440-450.
- [13] Bozhko, S., G. Asher, et al. (2008). "Large Offshore DFIG-Based Wind Farm With Line-Commutated HVDC Connection to the Main Grid: Engineering Studies." *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 23(1): 119-127.
- [14] Electronics, P.: p. <http://encon.fke.utm.my/nikd/SEM4413/spwm.pdf>.
- [15] B. J. L. Tavares, "*Parques Eólicos Offshore: Estudo de Soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC*," Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010.

- [16] Gomis-Bellmunt, O., J. Liang, et al. (2011). "*Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms.*" Electric Power Systems Research **81**(2): 271-281.
- [17] Muyeen, S. M., R. Takahashi, et al. (2010). "*Operation and Control of HVDC-Connected Offshore Wind Farm.*" Sustainable Energy, IEEE Transactions on **1**(1): 30-37.7
- [18] R. G. d. Almeida, "*Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados,*"
- [19] S. Yuan-zhang, et al., "*Review on frequency control of power systems with wind power penetration,*" in Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on, 2010, pp. 1-8.
- [20] Silva, B., Moreira, C., Seca, L., Phulpin Y., Peças Lopes, J.A., "*Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services using Offshore Multi-terminal HVDC Networks,*" accepted in IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, pp. 1-9.
- [21] Cole, S., J. Beerten, et al. (2010). "*Generalized Dynamic VSC MTDC Model for Power System Stability Studies.*" Power Systems, IEEE Transactions on **25**(3): 1655-1662.
- [22] de Almeida, R. G. and J. A. P. Lopes (2007). "*Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation.*" Power Systems, IEEE Transactions on **22**(3): 944-950.
- [23] Phulpin Y., "*Communication-free Inertia and Frequency Control for Wind Generators Connected by an HVDC-Link,*" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 2, May 2012, pp. 1136-113.

Anexos

Neste anexo estão demonstrados os valores dos parâmetros da rede MTDC.

Tabela 1 - Valores dos parâmetros dos cabos DC da rede MTDC

Resistência(Ω)	1.39×10^{-2}
Indutância (H)	1.59×10^{-4}
Capacitância (F)	200×10^{-6}
Comprimento cada cabo DC(km)	50

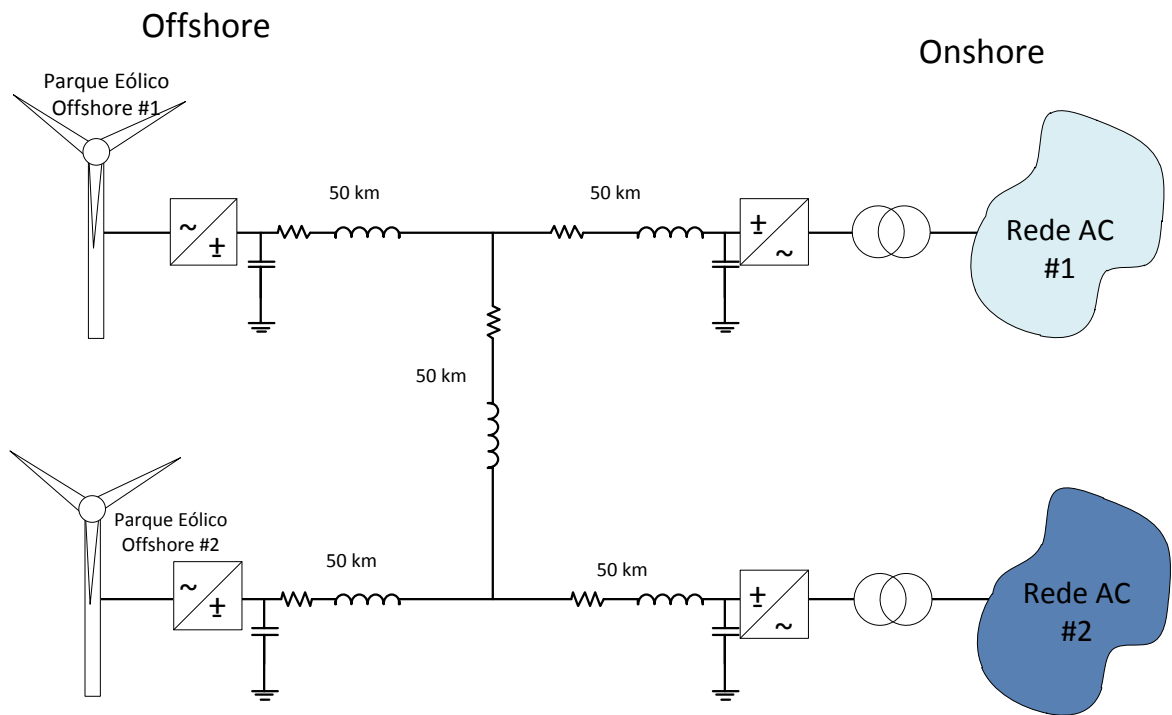


Figura A.1- Rede Multi-Terminal usada.