

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Soluções de Controlo para Redes HVDC Multi-Terminal**

Sérgio Manuel de Araújo Luís

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

Orientador: Prof. Dr. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira  
Coorientador: Mestre Bernardo Marques Amaral Silva

Junho de 2012





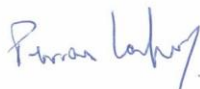


A Dissertação intitulada

**“Soluções de Controlo para Redes HVDC Multi-terminal”**

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 - Sérgio Manuel de Araújo Luís**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

O interesse pelo desenvolvimento de parques eólicos *offshore* tem vindo a acentuar-se, quer pela maior disponibilidade do recurso nessas zonas, quer pelo esgotamento de locais com potencial interesse para instalação deste tipo de aproveitamentos em terra. Para integrar grandes quantidades de energia eólica *offshore* nas redes continentais é necessário um sistema de transmissão robusto, flexível e capaz de garantir a interligação para grandes distâncias. Desta forma, surge o interesse pela implementação de soluções em tecnologia HVDC multi-terminal.

Desse modo, com este trabalho são definidas soluções de controlo para redes HVDC multi-terminal, estando incluído o controlo do fluxo de potência produzida nos parques eólicos *offshore* que, devido às características do recurso eólico, sofre bastantes variações. No sentido de verificar a robustez das soluções definidas, são modelizadas várias topologias de rede HVDC multi-terminal com o objetivo de analisar o seu comportamento, fundamentalmente, a sua capacidade de resposta às variações da potência produzida pelos aerogeradores e o comportamento da tensão DC na rede.





# Abstract

The motivation for development of offshore wind farms has been growing, given the greater availability of the resource in such areas and the lack of potential onshore locations for this type of technologies. To integrate large quantities of offshore wind energy it is required that the transmission system must be robust, flexible and capable of assuring long distance connections. Upon this context arises the interest in the implementation of solutions based on HVDC multi-terminal technology.

This work defines solutions for the control of HVDC multi-terminal system, including the control of the flux of power being produced in offshore wind farms, a flux that, given the nature of the resource, suffers considerable variations. As a way to assure the robustness of the given solutions, several topologies for HVDC multi-terminal networks are modelled, with the purpose of analysing their behaviour, most importantly, their ability take the fluctuations of power being produced by the offshore wind farms and the behaviour of the DC voltage in the grid.



# Agradecimentos

Gostaria de deixar o meu sincero agradecimento às pessoas que contribuíram e me auxiliaram na realização desta dissertação.

Ao meu orientador Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira pelos conhecimentos transmitidos, e por todo o apoio prestado durante a realização deste trabalho.

Ao meu Coorientador, Mestre Bernardo Marques Amaral Silva pela sua disponibilidade, sugestões dadas e ajuda nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais pela oportunidade que me deram seguir esta formação e pelo apoio, carinho e compreensão sempre demonstrados durante a realização deste trabalho.

À minha irmã Joana pelo carinho e amizade.

A toda a minha família pelo apoio sempre demonstrado.

A todos os meus amigos que contribuíram de alguma forma para que este percurso tenha sido marcante. Pedro Moreira, Emanuel Damaso, Marcelo Ferreira, Sara Tomás, Ana Carolina Silva, Paula Barreto, Elton Teixeira, Ana Ferreira e Tânia Oliveira.

À Marina Soares pelo carinho, apoio e motivação demonstrada nos momentos mais difíceis.

Ao companheiro de curso João Castro pelo espírito de entreaajuda sempre demonstrado ao longo deste trabalho.

A todos os colegas de curso pela partilha de informação e espírito académico vivido.

Por último, uma palavra de agradecimento e de pesar, ao meu tio António Luís que faleceu no presente mês.



# Índice

Resumo .....	vii
Abstract .....	ix
Agradecimentos .....	xi
Índice .....	xiii
Lista de Figuras .....	xv
Lista de Tabelas .....	xviii
Abreviaturas e Símbolos .....	xix
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 - Âmbito da Dissertação .....	1
1.2 - Motivação .....	2
1.3 - Objetivos do trabalho .....	2
1.4 - Estrutura da dissertação .....	3
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Soluções para a Transmissão de Energia em Ambiente <i>Offshore</i> .....	5
2.1 - Parques eólicos <i>offshore</i> .....	5
2.2 - Transmissão em alta tensão e corrente alternada (HVAC) .....	7
2.3 - Transmissão em alta tensão e corrente contínua (HVDC) .....	9
2.4 - Comparação entre as Transmissões HVAC e HVDC .....	11
2.5 - Tecnologia de Transmissão HVDC-LCC .....	14
2.6 - Tecnologia de Transmissão HVDC-VSC .....	18
2.7 - Redes Ponto a Ponto .....	23
2.8 - Redes Multi-Terminal .....	24
2.8.1 - Topologias de Redes Multi-terminal .....	25
2.9 - Conclusão .....	27
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>29</b>
Modelização de Componentes num Sistema HVDC Multi-Terminal .....	29
3.1 - Parques Eólicos .....	30
3.2 - Cabos DC .....	31
3.3 - Modelização da Topologia .....	31
3.4 - Conversor <i>Onshore</i> .....	34
3.5 - Conversor <i>Offshore</i> .....	35

3.6 - Conclusão .....	36
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>37</b>
Operação e Controlo de Redes HVDC Multi-Terminal .....	37
4.1 - Filosofia de Controlo dos Conversores <i>Offshore</i> .....	37
4.2 - Filosofia de Controlo dos Conversores <i>Onshore</i> .....	38
4.3 - Controlo da Tensão DC.....	38
4.4 - Conclusão .....	40
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>41</b>
Apresentação e Análise de Resultados .....	41
5.1 - Redes de Teste .....	41
5.1.1 - Topologia 'H' .....	42
5.1.2 - Topologia 'H' com mais um terminal .....	45
5.1.3 - Topologia em duplo 'H' .....	47
5.1.4 - Topologia em Estrela .....	53
5.1.5 - Topologia simples .....	58
5.2 - Conclusão .....	62
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>63</b>
Conclusões e Trabalhos Futuros.....	63
6.1 - Conclusões .....	63
6.2 - Desenvolvimento Futuro.....	64
<b>Referências .....</b>	<b>65</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>67</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1-Cenário da potência instalada em <i>offshore</i> para 2020 e 2030, na europa[6] .....	7
Figura 2.2- Sistema de transmissão HVAC [8].....	8
Figura 2.3-Capacidade e distância máxima de transmissão de cabos AC para 3 níveis de tensão diferentes.....	9
Figura 2.4-Configuração Monopolar .....	10
Figura 2.5-Configuração Bipolar.....	11
Figura 2.6-Comparação do custo de investimento da transmissão em corrente alternada e corrente contínua .....	12
Figura 2.7-Comparação das perdas energéticas na transmissão HVAC e HVDC .....	13
Figura 2.8-Sistema de Transmissão HVDC-LCC.....	15
Figura 2.9- Símbolo de uma Válvula (tiristor) .....	16
Figura 2.10-Convertor de 12 pulsos.....	18
Figura 2.11-Sistema de transmissão HVDC-VSC.....	19
Figura 2.12- PWM de dois níveis, onda sinusoidal e sinal triangular .....	22
Figura 2.13-Diagrama do circuito simplificado .....	22
Figura 2.14- Ligações ponto a ponto .....	24
Figura 2.15-Topologia em 'H' .....	26
Figura 2.16-Topologia em Anel [10] .....	26
Figura 2.17- Topologia em Estrela[10] .....	27
Figura 3.1-Sistema HVDC multi-terminal [23] .....	29
Figura 3.2-Exemplo de sinal da modelização dos parques eólicos <i>offshore</i> .....	30
Figura 3.3- Modelo do cabo da rede DC.....	31
Figura 3.4-Circuito equivalente da topologia 'H' .....	32
Figura 3.5- Blocos de controlo do conversor <i>onshore</i> .....	35

Figura 3.6-Blocos de controlo do conversor <i>offshore</i> .....	36
Figura 4.1- <i>Droop Control P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> .....	39
Figura 5.1- Esquema da rede com topologia em 'H'.....	42
Figura 5.2-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia em 'H' .....	43
Figura 5.3-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em 'H' .....	44
Figura 5.4- Esquema da topologia em 'H' com mais um terminal .....	45
Figura 5.5-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia em 'H' com mais um terminal.....	46
Figura 5.6-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em 'H' com mais um terminal.....	47
Figura 5.7-Esquema da rede com topologia em duplo 'H'.....	48
Figura 5.8-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia duplo 'H' (simulação 1).....	49
Figura 5.9-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia duplo 'H' (simulação 1) .	50
Figura 5.10-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia duplo 'H' (simulação 2).....	51
Figura 5.11-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia duplo 'H' (simulação 2).....	51
Figura 5.12-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia duplo 'H' (simulação 3).....	52
Figura 5.13-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia duplo 'H' (simulação 3).....	53
Figura 5.14- Esquema da rede com topologia em estrela .....	54
Figura 5.15-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia em estrela (simulação 1) .....	55
Figura 5.16-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em estrela (simulação 1).....	56
Figura 5.17-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia em estrela (simulação 2) .....	57
Figura 5.18-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em estrela (simulação 2).....	57
Figura 5.19-Esquema da rede com topologia simples .....	58
Figura 5.20-Potência Ativa na entrada dos conversores <i>offshore</i> e na saída dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia simples (simulação 1) .....	59
Figura 5.21-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia simples (simulação 1) ..	60



Figura 5.22-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia simples (simulação 2) .....	61
Figura 5.23-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia simples (simulação 2) ..	61
Figura B.1-Circuito equivalente da topologia 'H' com mais um terminal .....	69
Figura B.2-Circuito equivalente da topologia duplo 'H' .....	70
Figura B.3-Circuito equivalente da topologia em estrela .....	70
Figura B.4-Circuito equivalente da topologia simples .....	71

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1-Potência instalada em <i>offshore</i> .....	6
Tabela 5.1- Comprimentos das linhas da topologia 'H' .....	42
Tabela 5.2-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia 'H' .....	43
Tabela 5.3-Comprimentos das linhas da rede com topologia em 'H' com mais um terminal ...	45
Tabela 5.4-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia 'H' com mais um terminal.....	46
Tabela 5.5-Comprimentos das linhas da rede com topologia duplo 'H'.....	48
Tabela 5.6-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia duplo 'H' (simulação 1) .....	49
Tabela 5.7-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia duplo 'H' (simulação 2) .....	50
Tabela 5.8-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia duplo'H' (simulação 3) .....	52
Tabela 5.9-Comprimentos das linhas da rede com topologia em estrela .....	54
Tabela 5.10-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia em estrela (simulação 1) .....	55
Tabela 5.11-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia em estrela (simulação 2) .....	56
Tabela 5.12-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia radial (simulação 1).....	59
Tabela 5.13-Coefficientes $K_{pv}$ do <i>droop P-V</i> dos conversores <i>onshore</i> da rede com topologia radial (simulação 2).....	60
Tabela A.1-Parâmetros dos cabos DC das redes MTDC .....	67

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IGBT	<i>Isolated Gate Bipolar Transistor</i>
LCC	<i>Line Commutated Converter</i>
P	Potência Ativa
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
Q	Potência Reativa
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensation</i>
VSC	<i>Voltage Source Converters</i>



# Capítulo 1

## Introdução

O trabalho desenvolvido tem como temas principais o estudo de soluções de controlo para a ligação entre parques eólicos *offshore* e as redes AC *onshore*, utilizando a tecnologia de transmissão de energia em alta tensão e corrente contínua (HVDC). Nos últimos anos, o interesse pela implementação de soluções em tecnologia HVDC multi-terminal tem aparecido com interesse suplementar tendo em conta: (1) a necessidade de criar condições complementares para a interligação das redes continentais já existentes, (2) criar condições para a flexibilização dos mercados de energia removendo barreiras resultantes de eventuais limitações em termos de capacidades de interligação e (3) criação de condições para o transporte de energia produzida em ambiente *offshore*, principalmente via parques eólicos. Tendo em consideração este contexto, procede-se à análise de várias topologias de rede e são identificadas soluções para o controlo de tensão e do fluxo de potência ativa sobre a infraestrutura de rede em corrente contínua.

Este primeiro capítulo contextualiza o tema da dissertação, expõe os objetivos propostos e refere também as necessidades, vantagens e as razões que motivaram a sua realização. No final do capítulo é apresentada a estrutura adotada neste trabalho.

### 1.1 - Âmbito da Dissertação

Com o empenho da União europeia em aumentar produção de energia a partir de fontes renováveis [1] e tendo a energia eólica um papel fundamental nesse objetivo, o interesse pelo desenvolvimento de parques eólicos *offshore* tem vindo a acentuar-se. Este tipo de produção de energia eólica constitui uma ótima alternativa à produção *onshore* devido à maior disponibilidade de recursos, qualidade do vento, falta de locais promissores em terra e também devido à crescente oposição pública contra os futuros parques eólicos *onshore*. Contudo, a integração de parques eólicos *offshore* nas redes AC, em terra, apresenta algumas dificuldades técnicas no transporte da energia produzida tendo vindo a identificar-se que as soluções baseadas em HVDC têm um elevado potencial de sucesso, quer pela sua flexibilidade de operação, quer pelas suas características de controlo.

Do mesmo modo, a fiabilidade das ligações bem como o interesse de se estabelecerem grandes corredores para o transporte de determinados fluxos de energia, tem levado ao interesse de se desenvolverem as redes HVDC multi-terminal, em detrimento das redes HVDC ponto a ponto.

## 1.2 - Motivação

No seguimento da descrição feita na secção anterior e pelo facto da energia eólica, nomeadamente a energia eólica *offshore* ser uma aposta da união europeia para o futuro, esta temática representa um elevado potencial de desenvolvimento e utilização.

Sendo assim, a motivação para a realização desta dissertação, está ligada à identificação e avaliação da robustez de soluções de controlo do fluxo de potência nas redes HVDC multi-terminal, de forma a eliminar barreiras existentes pela limitação da transmissão de potência em ambiente *offshore* e criar soluções, ao nível de redes multi-terminal com diferentes topologias, que garantam as trocas de potência entre os parques eólicos *offshore* e a rede terrestre AC, com uma maior flexibilidade de transmissão e maior fiabilidade da rede. Para isso, são consideradas as diferentes particularidades dos sistemas a que estas redes se interligam, bem como as características topológicas das mesmas. As características dos parques eólicos a que as redes se ligam também são tidas em conta.

## 1.3 - Objetivos do trabalho

O objetivo principal deste trabalho consiste na identificação de soluções de controlo do fluxo de potência ativa gerada e transmitida em redes HVDC multi-terminal. Com o interesse pelo desenvolvimento de sistemas multi-terminal HVDC, torna-se necessário avaliar o seu comportamento e, definir estratégias para o controlo da potência ativa na rede DC, nomeadamente a forma de lidar com as variações da potência produzida nos parques eólicos *offshore*, que como se sabe, sofre muitas variações devido as características inconstantes do recurso eólico. Para isso é necessário proceder à modelização dinâmica de todo o sistema, desde o parque eólico *offshore* até a rede AC *onshore*, bem como das respetivas soluções de controlo a identificar. Para complementar este objetivo surge também a necessidade de avaliar estas mesmas soluções em diferentes condições de operação e a identificar as adaptações necessárias ao bom funcionamento das mesmas.

Por ultimo, outro dos objetivos importantes reside na aplicação destas soluções e estratégias de controlo a várias topologias de rede, analisando o seu comportamento perante variações da potência produzida. Para isso torna-se necessário realizar a modelização de cada rede estudada.

## 1.4 - Estrutura da dissertação

Este documento está organizado em 6 capítulos, o primeiro dos quais é a presente introdução, onde é realizado um enquadramento geral do tema a desenvolver e onde se apresentam ainda os objetivos pretendidos para esta dissertação, assim como a motivação para a sua realização.

Seguidamente, no capítulo dois, é feita uma pequena abordagem aos parques eólicos *offshore*, são comparados os sistemas de transmissão de energia para ambiente *offshore*, analisando as suas vantagens e desvantagens bem como a tecnologia utilizada. No final do capítulo são mencionadas as redes ponto a ponto e as redes multi-terminal, apresentando alguns exemplos destas últimas.

No capítulo 3 são referidos os principais componentes de um sistema HVDC multi-terminal, sendo abordada a sua modelização e as considerações e simplificações feitas para simular um sistema desta natureza.

No capítulo 4 são referidas estratégias de controlo para os conversores *offshore* e *onshore*, como é o caso do controlo da tensão DC e controlo do fluxo de potência ativa.

De seguida, no capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados obtidos, sendo eles a potência ativa na saída dos conversores *onshore* e a tensão na rede HVDC, para as várias topologias de rede implementadas.

Por último, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho e os possíveis desenvolvimentos futuros.





## Capítulo 2

# Soluções para a Transmissão de Energia em Ambiente *Offshore*

A transmissão de energia em ambiente *offshore* tem sido alvo de vários estudos no sentido encontrar soluções mais eficientes para a inclusão de grandes quantidades de energia *offshore* nas redes terrestres, num futuro próximo. Para isso é necessário conjugar a tecnologia existente com as necessidades técnicas e económicas, e as características peculiares dos parques eólicos *offshore*.

Este capítulo apresenta uma breve descrição dos parques eólicos *offshore* e o seu enquadramento nomeadamente na Europa. Em relação às soluções para a transmissão de energia em ambiente *offshore*, são apresentadas três tecnologias:

- ⇒ Transmissão em alta tensão e corrente alternada (*High Voltage Direct Current-HVAC*);
- ⇒ Transmissão em alta tensão e corrente contínua usando conversores com comutação natural de linha (*High Voltage Direct Current using Line Comutatted Converters-HVDC-LCC*);
- ⇒ Transmissão em alta tensão e corrente contínua usando conversores de comutação forçada - conversores de fontes de tensão (*High Voltage Direct Current using Voltage Source Converters-HVDC-VSC*).

Para estas três tecnologias são analisados os seus benefícios e limitações técnicas e são comparadas a transmissão em corrente alternada com a transmissão em corrente contínua.

Por último, são apresentadas algumas topologias de rede de transmissão ponto a ponto e multi-terminal, possíveis de implementar para a transmissão de energia em parques eólicos *offshore*.

### 2.1 - Parques eólicos *offshore*

Os parques eólicos em ambiente *offshore* representam uma alternativa viável à produção de energia eólica *onshore*. Este tipo de solução consiste na colocação de aerogeradores em meios marítimos com o objetivo de aproveitar o recurso eólico nestes locais e assim gerar eletricidade para as redes continentais.

A Europa, como líder mundial de produção de energia eólica [2], tem apostado bastante nos parques eólicos *offshore*, sendo eles uma parte integrante da sua estratégia para atingir os objetivos a nível de produção de energia a partir de fontes renováveis, estabelecidos para 2020 e 2030 [3]. A aposta que se tem verificado nos parques eólicos *offshore* deve-se naturalmente às suas vantagens. Segundo [4], destacam-se as seguintes:

- ⇒ Maior disponibilidade de recursos no mar, nomeadamente a qualidade do vento;
- ⇒ Escassez de áreas em terra favoráveis à produção de energia eólica;
- ⇒ Maior oposição à construção de parques eólicos *onshore*
- ⇒ Menor impacto ambiental

Na tabela 2.1, pode verificar-se a potência instalada em parques eólicos *offshore* nos principais países produtores de energia eólica *offshore* da Europa. Pode observar-se também grande diferença existente, a nível de potência instalada em *offshore*, entre a Europa e o resto do mundo.

Tabela 2.1-Potência instalada em *offshore*

	Potência Instalada em 2010 (MW)	Potência Total até ao ano 2010 (MW)
Reino Unido	458	1341
Dinamarca	207	854
Holanda	0	247
Bélgica	165	195
Suécia	0	164
Alemanha	50	92
Finlândia	2	26
Total na Europa	883	2944
Total no Mundo	985	3048

Para o futuro prevê-se um grande aumento da potência instalada em *offshore*, essencialmente nos países banhados pelo mar do norte, com destaque para a construção de novos parques eólicos *offshore* no Reino Unido, Alemanha, Dinamarca e Bélgica[5]. Na figura 2.1 é mostrada o cenário da potência instalada em *offshore* para 2020 e 2030, nos principais países europeus com maiores alterações nesse âmbito.

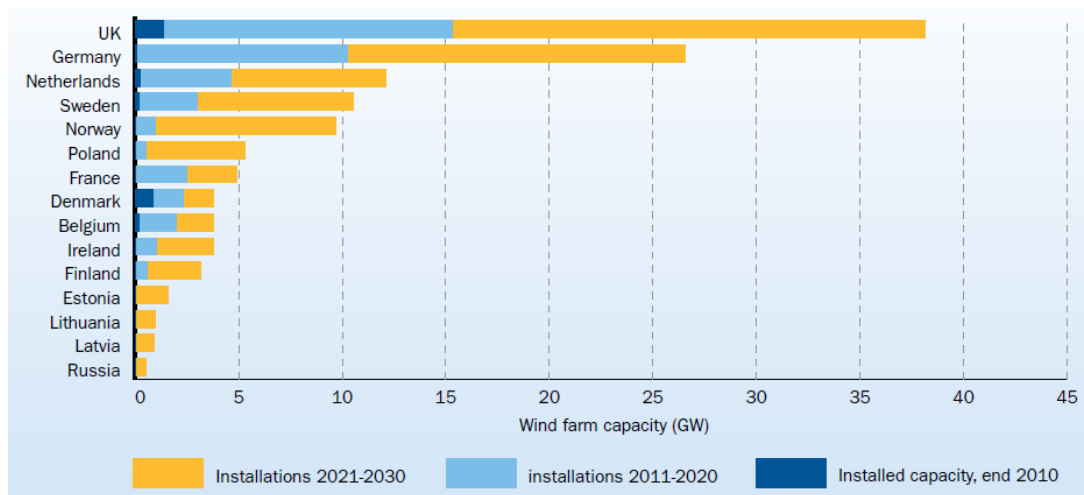


Figura 2.1-Cenário da potência instalada em *offshore* para 2020 e 2030, na Europa[6]

Comparando as potências instaladas em 2010, na tabela 2.1 com as perspectivas para 2020 e 2030, na figura 2.1, pode observar-se que o Reino Unido continuará a apostar na produção de energia em ambiente *offshore* prevendo-se um total de potência instalada superior a 35 GW. É de salientar também o caso da Alemanha que em 2010 tinha instalado apenas cerca de 92 MW e que para 2020 se prevê um aumento enorme de cerca de 10 GW. Na Europa estima-se que a capacidade instalada em *offshore* para 2020 será aproximadamente de 42 GW e de 126 GW para 2030. Estes números comprovam a aposta forte na produção de energia eólica *offshore* e os desafios técnicos que daí surgem no sentido de encontrar soluções que melhorem a exploração deste tipo de produção de energia.

Contudo, a opção pelos parques eólicos *offshore* também apresenta alguns obstáculos, nomeadamente os custos elevados das instalações, os ambientes corrosivos e as condições atmosféricas bastante severas. Para além disso, uma das grandes dificuldades está relacionada as soluções técnicas para a ligação elétrica a terra fundamentalmente quando se trata de grandes quantidades de potência e de longas distâncias de transmissão.

## 2.2 - Transmissão em alta tensão e corrente alternada (HVAC)

A transmissão de energia em alta tensão e corrente alternada (HVAC) foi tecnologia adotada nos primeiros parques eólicos *offshore* e é a mais utilizada até à data. Este facto deve-se essencialmente às pequenas capacidades dos parques em termos de potência instalada e às curtas distâncias dos mesmos em relação à costa.

O sistema de transmissão HVAC, representado na figura 2.2, segundo [7], é constituído por:

- ⇒ Cabo submarino de transmissão HVAC
- ⇒ Transformador *offshore*
- ⇒ Unidade de compensação de potência reativa em *onshore* e *offshore*

⇒ Transformador *onshore*, dependendo da tensão da rede AC

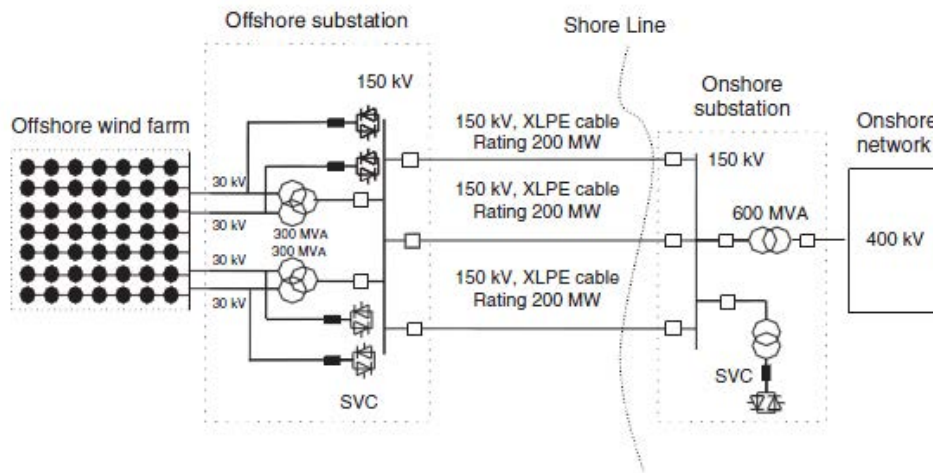


Figura 2.2- Sistema de transmissão HVAC [8]

Com o aumento da capacidade dos parques eólicos *offshore* e das distâncias da costa a que são construídos, a utilização da transmissão HVAC deixa de ser viável, uma vez que as perdas nos cabos AC aumentam significativamente [9]. É precisamente essa a principal limitação da transmissão HVAC. Com o aumento da distância de transmissão, a potência reativa produzida no cabo AC aumenta provocando desequilíbrios de tensão em ambos os terminais. É, portanto necessário consumir esse excesso de potência reativa e para isso são necessários compensadores de potência reativa nos dois lados do cabo, de forma a manter a tensão constante em ambos os lados. Segundo [8], considerando um parque eólico *offshore* de 400 MW, utilizando dois cabos de 150 kV, a uma distância de 120 Km, é necessário uma compensação de 150 Mvar nos dois lados do cabo, *onshore* e *offshore*.

A partir da figura 2.3, é possível observar a limitação dos cabos AC, em termos de capacidade de transmissão e de distância máxima, para níveis de tensão de 132 kV, 220 kV e 400 kV.

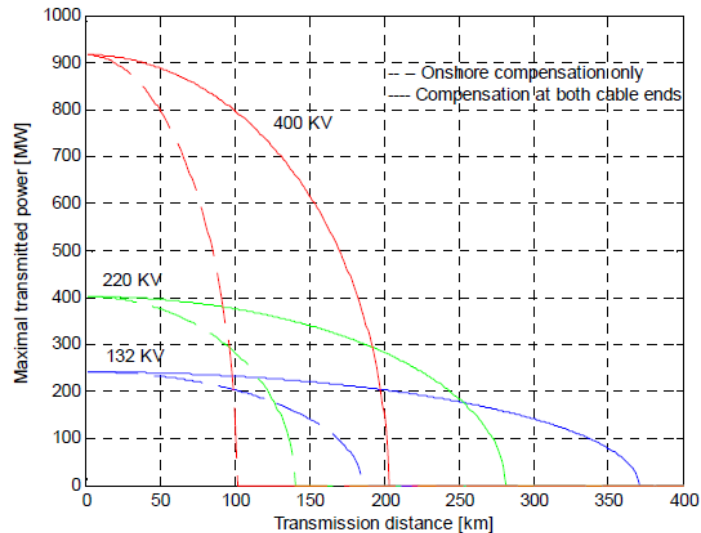


Figura 2.3-Capacidade e distância máxima de transmissão de cabos AC para 3 níveis de tensão diferentes

Como se pode verificar, para um maior nível de tensão utilizado no cabo de transmissão, maior é a potência máxima possível de ser transmitida e menor é a distância máxima possível. Este gráfico permite concluir também que a compensação de potência reativa em ambos os lados do cabo, permite uma maior distância de transmissão. Os pontos de interseção das curvas com o eixo do x representam a distância crítica. Esta distância corresponde ao comprimento para o qual, metade da corrente reativa produzida pelo cabo iguala a corrente nominal do mesmo, num dos lados [10].

O nível de tensão AC do parque eólico *offshore* tem, normalmente, valores entre 30 kV e 36 kV [8]. Para curtas distâncias, se este nível de tensão for suficiente para a transmissão de potência, não é necessário uma subestação transformadora em *offshore*. Pelo contrário, se a distância do parque for elevada, é necessário elevar o nível de tensão, sendo necessário para isso uma subestação *offshore*. Se o nível de tensão de transmissão corresponder ao nível de tensão da rede *onshore*, não é necessário um transformador em terra. Caso contrário, é necessário ajustar o nível de tensão de acordo com a rede terrestre, sendo nesse caso necessário uma subestação *onshore*.

No estudo feito em [7], são apresentadas as perdas num sistema de transmissão HVAC, com cabos de 132 kV, uma distância de 100 Km e um parque eólico *offshore* de 500 MW, chegando à conclusão que a perdas nos cabos AC, representam cerca de 87% das perdas totais do sistema de transmissão HVAC.

### 2.3 - Transmissão em alta tensão e corrente contínua (HVDC)

A transmissão em alta tensão e corrente contínua (HVDC) é uma alternativa à transmissão HVAC, para a transmissão de potência em parques eólicos *offshore*. Neste tipo de transmissão são usados cabos de corrente contínua possibilitando assim, maiores distâncias de transmissão

uma vez que, ao contrário dos cabos de corrente alternada, não existe geração de potência reativa nos cabos DC, e portanto as perdas são menores. Na secção 2.4 é feita uma comparação mais detalhada entre os dois tipos de transmissão.

Existem duas configurações possíveis para os cabos DC, segundo [11]:

- ⇒ Monopolar
- ⇒ Bipolar

### Configuração Monopolar

A configuração monopolar, representada na figura 2.4 utiliza um condutor, geralmente com polaridade negativa sendo o retorno realizado pela terra ou por água. Existe também a possibilidade do retorno ser feito a partir de um condutor metálico nos casos em que a resistividade da terra é elevada ou devido à existência de estruturas metálicas na vizinhança dos elétrodos de terra.

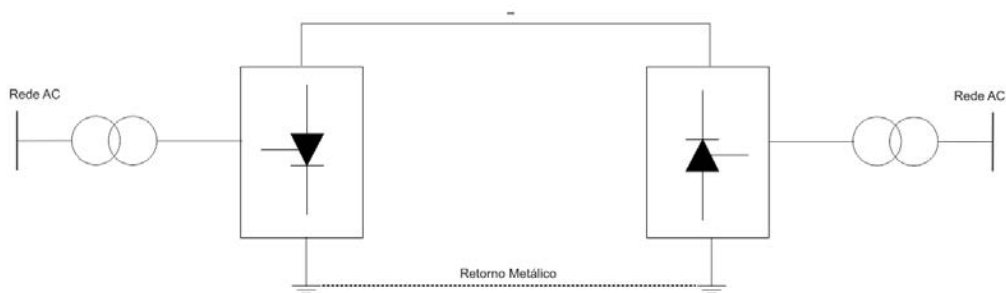


Figura 2.4-Configuração Monopolar

### Configuração Bipolar

A configuração bipolar, representada na figura 2.5, utiliza dois condutores, um com polaridade positiva e outro com polaridade negativa.

Cada terminal de conversão corrente alternada /corrente contínua é composto por dois conversores com tensão idêntica, ligados em série do lado da corrente contínua e em paralelo do lado da corrente alternada. Os pontos neutros definidos pela junção dos conversores encontram-se ligados à terra dos dois lados. Em operação normal, a intensidade de corrente em cada um dos pólos é igual, pelo que a corrente que flui pela terra é nula. No caso de indisponibilidade de um pólo, o outro pode operar com retorno pela terra, transportando metade da potência.

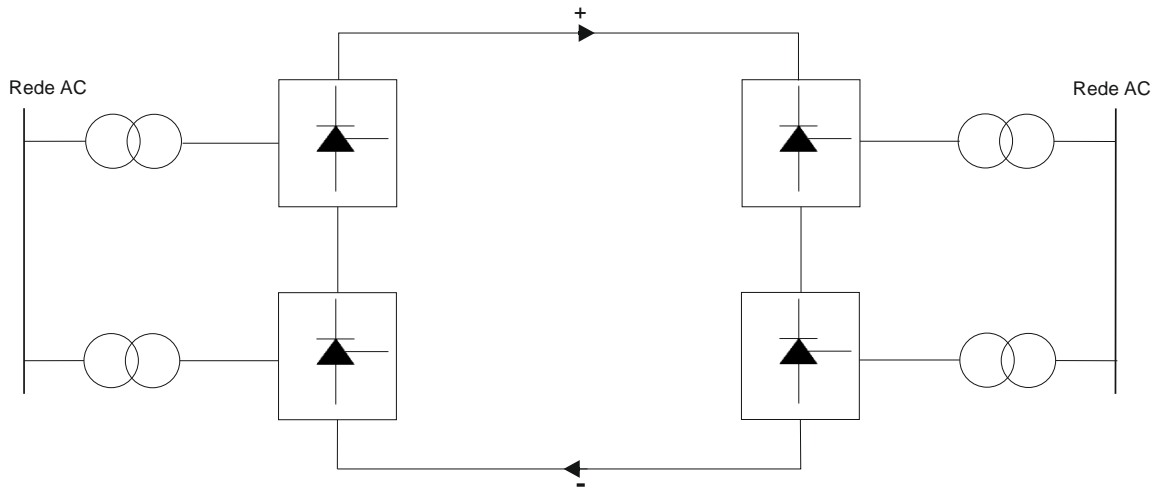


Figura 2.5-Configuração Bipolar

A configuração bipolar está presente na maioria dos sistemas de transmissão em corrente contínua, sendo a operação monopolar apenas permitida no caso de indisponibilidade de um dos pólos.

### Sistema de Proteção

Um dos principais obstáculos da transmissão em corrente contínua é a dificuldade em lidar com defeitos DC. Numa transmissão em corrente alternada, um defeito pode ser eliminado pela abertura de um disjuntor no momento em que a corrente tem o valor zero. Em corrente contínua isso não é possível pelo que a solução passa por colocar disjuntores AC no lado AC dos conversores.

## 2.4 - Comparação entre as Transmissões HVAC e HVDC

Como foi referido na secção 2.2, a principal limitação da transmissão HVAC está relacionada com as perdas no cabo AC, devido ao aumento de potência reativa no mesmo, com o aumento da distância. Na transmissão em corrente alternada, o cabo apresenta uma resistência superior em relação ao cabo de corrente contínua devido ao efeito pelicular essencialmente, aumentando assim as perdas no cabo AC [12]. O efeito pelicular é típico dos sistemas de corrente alternada e é proporcional à intensidade de corrente e à frequência. No cabo DC este fenómeno não acontece uma vez que a corrente e a tensão na são alternadas.

### Potência transmitida em corrente alternada e em corrente contínua

Analisando as duas formas de transmissão segundo [11], utilizando os mesmos condutores e admitindo em ambos os casos que a corrente é limitada por efeito térmico, ou seja desprezando o efeito pelicular. Desta forma, a potência por condutor na linha de corrente contínua é:

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

Onde  $V_d$  é a tensão entre o condutor e a terra e  $I_d$  a corrente que o percorre.

A potência por condutor em corrente alternada é:

$$p_a = V_a I_a \cos \phi \quad (2.2)$$

Onde  $V_a$  é a tensão eficaz entre o condutor e a terra, e  $I_a$  o valor eficaz da corrente que o percorre e assumindo  $\cos \phi = 0,945$ .

Para o mesmo nível de isolamento e para a mesma secção do condutor,  $V_d = \sqrt{2}V_a$  e  $I_d = I_a$ :

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

Como este valor é calculado para o mesmo número de condutores, é necessário considerar dois condutores para a transmissão em corrente alternada e três condutores para a transmissão em corrente contínua. Assim, a relação entre a potência transmitida em corrente contínua e a potência transmitida em corrente alternada é a seguinte:

$$\frac{p_d}{p_a} = \frac{2p_d}{3p_a} = 1 \quad (2.4)$$

Assim, pode comprovar-se que as duas linhas transmitem a mesma potência. No entanto a linha de corrente contínua utiliza apenas dois condutores resultado assim num menor custo. Por outro lado, no que diz respeito às estações terminais, a transmissão em corrente contínua exige a instalação de estações conversoras nos seus terminais, sendo por isso mais dispendiosa nesse aspeto. O custo total de investimento dos dois tipos de transmissão, incluindo os terminais, aumenta de forma aproximadamente linear, como mostra a figura 2.6.

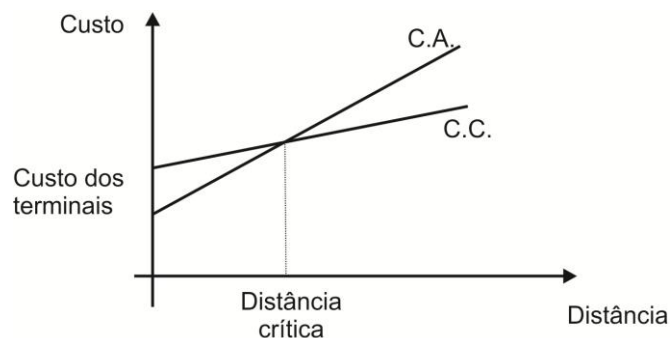


Figura 2.6-Comparação do custo de investimento da transmissão em corrente alternada e corrente contínua

Como se pode observar pela figura 2.6, para menores distâncias, a transmissão em corrente alternada é mais económica do que a transmissão em corrente contínua, devido ao custo elevado do equipamento nos terminais desta última. Com o aumento da distância, o



cabo AC gera grandes quantidades de potência reativa exigindo equipamentos de compensação de potência reativa como referido na secção 2.2, e tornando este tipo de transmissão inadequado para longas distâncias. A distância crítica, corresponde portanto à distância em que a transmissão em corrente contínua passa a ter vantagem sobre a transmissão em corrente alternada. Nos cabos submarinos esta distância é cerca de 60-80 Km [13].

Comparando as perdas nos dois tipos de transmissão, segundo [11], obtém-se o seguinte:

$$\frac{p_L^d}{p_L^a} = \frac{2R_L I_a^2}{3R_L I_a^2} = 0,667 \quad (2.5)$$

A equação 2.5 mostra que as perdas no cabo de corrente contínua são menores, mesmo ignorando o efeito pelicular. Considerando este efeito, a relação seria menor uma vez que o efeito pelicular aumenta com a resistência do cabo  $R_L$  [11].

Em relação às perdas energéticas na transmissão HVAC e HVDC, na figura 2.7 é mostrado a evolução das perdas nos dois tipos de transmissão, com o aumento da distância de transmissão. No estudo feito em [12], considerou-se um parque eólico *offshore* de 180 MW. Em análise estão dois cabos HVAC de 132 kV e 220 kV e um cabo HVDC de 200 kV.

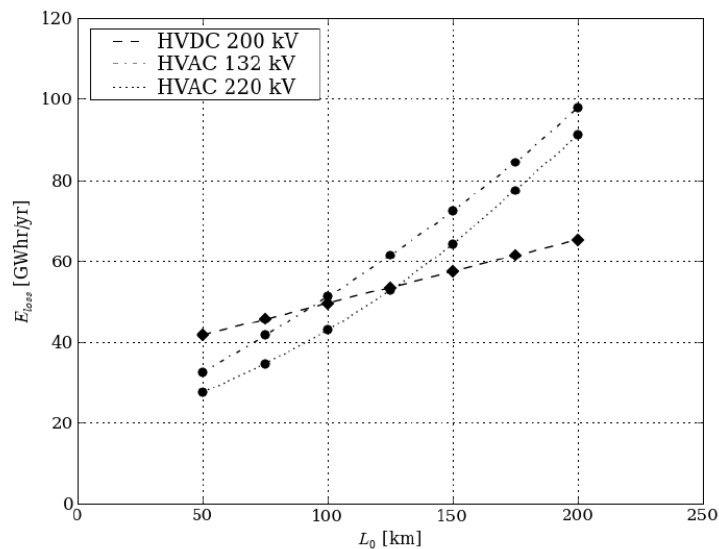


Figura 2.7-Comparação das perdas energéticas na transmissão HVAC e HVDC

Como se pode observar pela figura 2.7, com o aumento da distância de transmissão, as perdas energéticas aumentam nos dois tipos de transmissão. No entanto, na transmissão HVAC, as perdas energéticas são mais acentuadas com o aumento da distância de transmissão. As perdas na transmissão HVDC, por outro lado, variam pouco com o aumento da distância.

### Vantagens da transmissão HVDC em relação à transmissão HVAC

Depois da análise da transmissão em corrente contínua e transmissão em corrente alternada, são apresentadas as principais vantagens da transmissão HVDC face à transmissão HVAC [8, 11, 14, 15]:

- ⇒ Maior potência por condutor, para a mesma secção e nível de isolamento;
- ⇒ Menores perdas para a mesma secção e nível de isolamento, uma vez que não existe efeito pelicular no cabo DC;
- ⇒ Possibilidade de interligar duas redes com frequências diferentes;
- ⇒ Não existe corrente capacitiva no cabo DC (que é um fator condicionante dos cabos de corrente alternada) viabilizando a sua aplicação para grandes distâncias;
- ⇒ A reactância do cabo DC não é um fator limitativo, de onde resulta a possibilidade do transporte a longa distância sem compensação;
- ⇒ A queda de tensão apenas depende da resistência e da corrente;
- ⇒ A instalação *offshore* é isolada das perturbações ocorridas em terra, e vice-versa;
- ⇒ É possível controlar o trânsito de potência;

Contudo, a transmissão HVDC apresenta algumas desvantagens:

- ⇒ O custo dos conversores é elevado;
- ⇒ Os conversores possuem uma capacidade de sobrecarga extremamente limitada, exigindo assim sistemas de proteção muito rápidos;

## 2.5 - Tecnologia de Transmissão HVDC-LCC

A transmissão HVDC-LCC tem sido instalada em vários locais do mundo desde a sua primeira aplicação, em 1954. Esta primeira linha foi instalada para ligar a ilha da Gotlândia à Suécia (96 Km) tendo a capacidade de transmitir 20 MW de potência a um nível de tensão de 100 kV [8]. No conversor LCC são usados tirístores, e a frequência de comutação é da ordem dos 50-60 Hz, sendo as perdas de 1-2% [16].

Esta tecnologia de transmissão oferece as vantagens enunciadas na secção anterior, bem como as desvantagens. Para além disso, destacam-se ainda duas limitações [8]:

- ⇒ Impossibilidade de controlar individualmente a potência ativa e reativa;
- ⇒ Incapacidade de contribuir para a recuperação do sistema, em caso de colapso, sendo por isso necessário um sistema auxiliar para esse fim;

Os principais componentes do sistema baseado em unidades LCC são [7]:

- ⇒ Filtros AC e DC
- ⇒ Transformador
- ⇒ Válvulas (tirístores)
- ⇒ Bobinas de Alisamento
- ⇒ Banco de condensadores ou STATCOM
- ⇒ Cabo de corrente contínua com caminho de retorno integrado
- ⇒ Proteções e controlo

Na figura 2.8 está representado o sistema de transmissão HVDC-LCC.

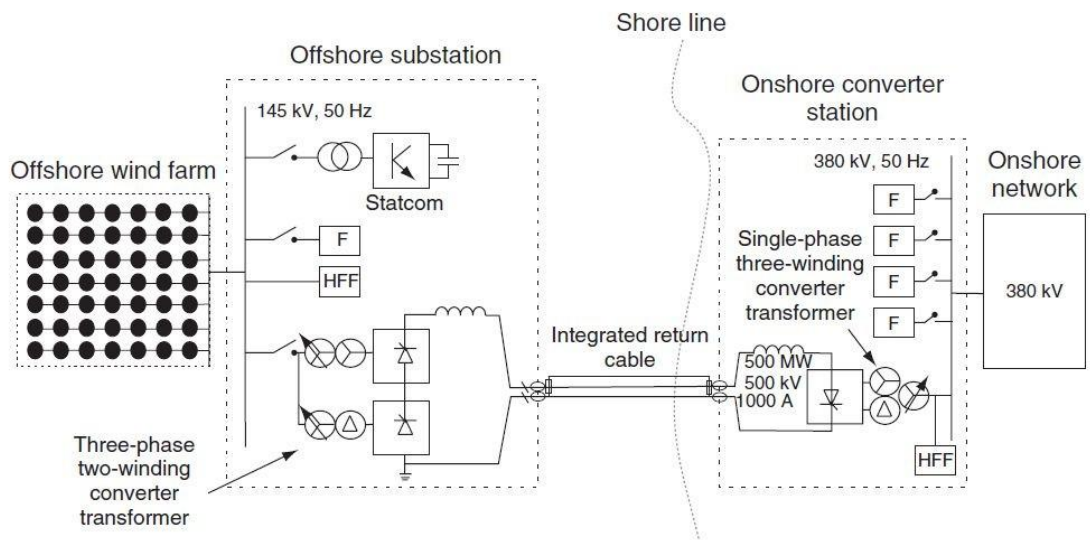


Figura 2.8-Sistema de Transmissão HVDC-LCC

### Transformador [16]

Este componente é utilizado para:

- ⇒ Converter a tensão para um nível adequado de transmissão;
- ⇒ Eliminar algumas componentes contínuas da corrente que entra nas válvulas;
- ⇒ Eliminar alguns harmônicos permitindo reduzir o tamanho dos filtros. Para isso, a sua ligação em *offshore* é feita em estrela/estrela e estrela/triângulo. Em *onshore* as ligações são efetuadas em estrela/estrela e triângulo estrela.

### Filtros AC [11]

Os filtros são utilizados para eliminar ou atenuar os harmônicos de tensão e corrente, no lado de corrente alternada. Estes harmônicos são originados pelos conversores.

Os filtros AC juntamente com um banco de condensadores podem ser usados para absorver ou fornecer potência reativa e assim controlar a tensão no circuito.

### Bobinas de Alisamento [11]

As bobinas de alisamento são caracterizadas por possuir uma elevada indutância e são ligadas em cada polo. As suas funções são as seguintes:

- ⇒ Prevenir falhas de comutação nos inversores;
- ⇒ Limitar a corrente de curto-circuito;

### Sistemas Auxiliares de Compensação de Potência Reativa

Para o bom funcionamento dos conversores é necessário manter o nível de tensão estável do lado AC dos mesmos para que seja possível a comutação sem falhas. Para isso, o sistema de conversão necessita de absorver potência reativa para o seu bom funcionamento. O fornecimento de potência reativa é essencial nos momentos em que a produção do parque eólico *offshore* é insuficiente para manter o nível de tensão estável e que permita o bom funcionamento da estação de conversão.

A compensação de potência reativa pode ser efetuada a partir de condensadores, quando se trata de um conversor ligado a uma rede AC forte ou, também pode ser efetuada por um compensador estático denominado *STATCOM* (*Static Synchronous Compensation*). O banco de condensadores consiste num grupo de condensadores ligado em paralelo ao transformador ou junto aos filtros.

O STATCOM utiliza a tecnologia de fontes de tensão (VSC) e tem a grande vantagem sobre o banco de condensadores de poder fornecer ou consumir potência reativa.

### Válvulas [11]

O elemento básico de um conversor é a válvula (tiristor), que consiste num dispositivo controlado eletronicamente que apenas permite a passagem da intensidade de corrente no sentido ânodo-cátodo, tal como representado na figura 2.9:

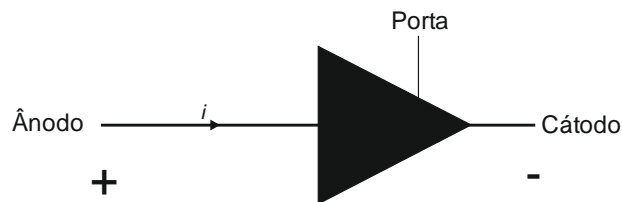


Figura 2.9- Símbolo de uma Válvula (tiristor)

A válvula só conduz se a tensão ânodo-cátodo for positiva e se for aplicada uma tensão positiva à porta, relativamente ao cátodo. Se a tensão for negativa a válvula bloqueia a condução.

### Cabo DC [15, 16]

As duas tecnologias mais comuns para o fabrico de cabos são as seguintes:

- ⇒ Cabos de massa impregnada (MI)
- ⇒ Cabos revestidos a óleo (OF)

Os cabos de massa impregnada (MI), consistem num condutor com segmentos constituídos por cobre, coberto por óleo e papel impregnado de resina. As camadas interiores são de papel carregado de carbono e as outras camadas de telas entrelaçadas de cobre. Estes cabos são também constituídos por bainhas, ecrã de isolamento, armaduras e camada de proteção anti-corrosiva de polietileno extrudido para proteger o condutor e o isolamento do ambiente externo. Este tipo de cabo é capaz de transmitir uma potência até 1000 MW por cabo, a 600 kV, e 2000 MW num sistema bipolar.

O cabo revestido a óleo (OF) é isolado por papel impregnado com óleo de baixa viscosidade e incorpora um canal para transportar o óleo. Este cabo é adequado para corrente contínua/ alternada e pode ser usado para transmissões de corrente contínua até 600 kV. Devido ao canal que transporta o óleo ao longo do cabo, o comprimento de transmissão está limitado para uma distância inferior a 100 Km.

Para além disso, este cabo representa uma ameaça para o ambiente devido ao risco de derrame de óleo.

### Funcionamento

O sistema de conversão tem como base a ponte trifásica de onda completa que é conhecida como ponte de Graetz de 6 pulsos. São utilizadas duas pontes em série resultando assim num conversor de 12 pulsos. Na figura 2.10 está representada a ponte de Graetz de 12 pulsos.

A ponte de Graetz pode ser utilizada para transmitir potência em duas direções, isto é, no modo retificador e no modo inversor.

### Modo Retificador

As válvulas funcionam em pares ou seja, são necessários sempre dois tirístores a conduzir ao mesmo tempo. O valor médio da tensão de saída é calculado da seguinte forma [17]:

$$V_{out} = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \cos(\alpha) - \frac{6WL_S}{\pi} I_d \quad (2.6)$$

Onde:

$V_{out}$  é a tensão entre o terminal + e o terminal -

$I_d$  é a corrente que circula no cabo

$V_{LL}$  é a tensão eficaz entre as fases do transformador

$L_S$  é a indutância por cada fase do transformador

$\alpha$  é o ângulo de disparo

O valor médio da tensão contínua pode ser controlado a partir do ângulo de disparo. A tensão é máxima para  $\alpha=0^\circ$ , diminui à medida que  $\alpha$  aumenta e anula-se para  $\alpha=90^\circ$  [18].

Como a indutância da fonte de tensão ( $L_s$ ) é não nula, a comutação da corrente de uma fase para outra requer um tempo finito. Esse tempo é designado por tempo de comutação. O ângulo associado a esse tempo é designado por  $\mu$  e assume valores compreendidos entre  $15^\circ$  e  $25^\circ$ . Durante o tempo de comutação, as três válvulas conduzem corrente, duas num dos grupos, e uma no outro grupo.

Os valores de  $\alpha$  e  $\mu$  podem definir o fator potência e conseqüentemente a potência ativa e reativa transmitidas, ou seja, a partir do controlo do ângulo de disparo dos tirístores é possível controlar o nível de tensão DC, controlando dessa forma a potência a transmitir.

### Modo Inversor

O funcionamento no modo inversor é semelhante ao modo retificador, no entanto, no funcionamento como inversor é mais apropriado caracterizar o conversor pelo ângulo de ignição  $\beta = 180^\circ - \alpha$ , que define o início da condução das válvulas e pelo ângulo de extinção  $\gamma = \beta - \mu$ , que decorre entre o final da comutação e o instante em que a tensão de comutação inverte a sua polaridade [11].

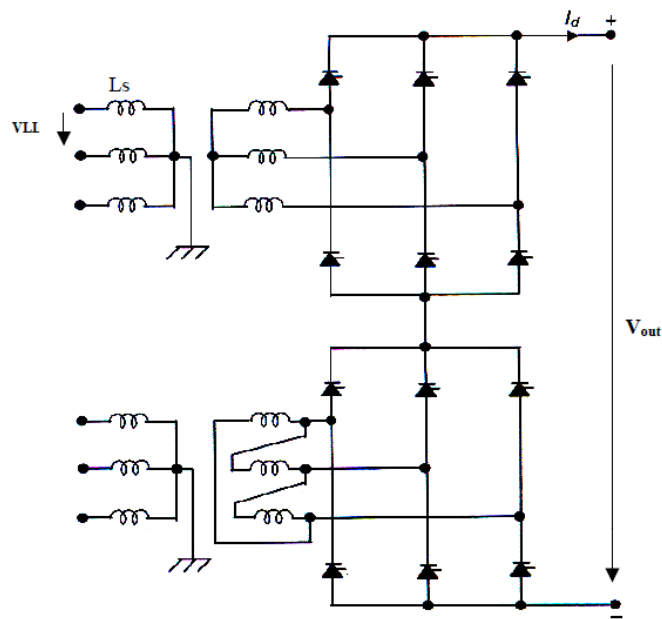


Figura 2.10- Conversor de 12 pulsos

### Perdas do sistema

No estudo feito em [7], são analisadas as perdas num sistema de transmissão HVDC-LCC onde são considerados dois parques eólicos *offshore*, um de 500 MW outro de 1000 MW são analisadas as perdas do sistema para quatro distâncias diferentes. Verifica-se que a maior percentagem de perdas do sistema de transmissão ocorre nos conversores. Em relação às perdas nos cabos DC, estas aumentam com a distância de transmissão mas de uma forma pouco significativa, ao contrário da transmissão HVAC.

## 2.6 - Tecnologia de Transmissão HVDC-VSC

A transmissão HVDC-VSC é outro tipo de transmissão em corrente contínua, mais recente e utiliza conversores baseados em fontes de tensão (VSC). Uma das grandes diferenças em relação à tecnologia HVDC-LCC é o uso de transístores IGBT's em substituição dos tirístores [9]. Desta forma é possível utilizar a modelização por largura de pulso (PWM) para o controlo da tensão e da troca de potência ativa e reativa com a rede.

A primeira ligação comercial HVDC-VSC teve lugar na Suécia, na ilha da Gotlândia, em 1997. A ligação tinha 70 Km de comprimento e capacidade para transmitir até 50 MW de potência a um nível de tensão de  $\pm 80$  KV [9].

Uma grande vantagem da tecnologia VSC é a capacidade de fornecer serviços auxiliares à rede *onshore* como é o caso do controlo de frequência e controlo de tensão [9]. O sistema de conversão VSC tem uma frequência de comutação de 1-2 kHz sendo as perdas nos conversores cerca de 4-5%.

Para além disso, e das vantagens até agora enunciadas em relação à transmissão em corrente contínua, incluído a tecnologia LCC, a tecnologia VSC apresenta as seguintes vantagens [7, 16, 19]:

- ⇒ Controlo independente da potência ativa e reativa
- ⇒ Não necessita de uma fonte AC para a comutação
- ⇒ Não necessita de STATCOM ou banco de condensadores
- ⇒ Necessita de menos filtros do que a tecnologia HVDC-LCC
- ⇒ Conversor é mais pequeno do que HVDC-LCC
- ⇒ Fácil implementação nas redes multi-terminal uma vez que a polaridade no lado DC é igual no modo retificador e inversor.
- ⇒ Fácil controlo do nível de tensão
- ⇒ Pode operar a uma potência muito baixa
- ⇒ Pode ser utilizada para o restabelecimento do sistema elétrico

Contudo, esta tecnologia apresenta também algumas limitações [20]:

- ⇒ Custo mais elevado do que a tecnologia HVDC-LCC, devido ao uso de IGBT's, no entanto o custo dos semicondutores tende a baixar;
- ⇒ Dada a elevada frequência da PWM, as perdas são maiores do que a tecnologia HVDC-LCC;
- ⇒ Potência suportada inferior à tecnologia HVDC-LCC.

Os principais componentes do sistema de transmissão baseado na tecnologia VSC são os seguintes [21]:

- ⇒ Transformador
- ⇒ Reactâncias do Conversor
- ⇒ Condensadores DC
- ⇒ Filtros AC
- ⇒ Filtros DC
- ⇒ Válvulas (IGBT's)
- ⇒ Cabo DC

Na figura 2.11 está representado sistema de transmissão HVDC-VSC:

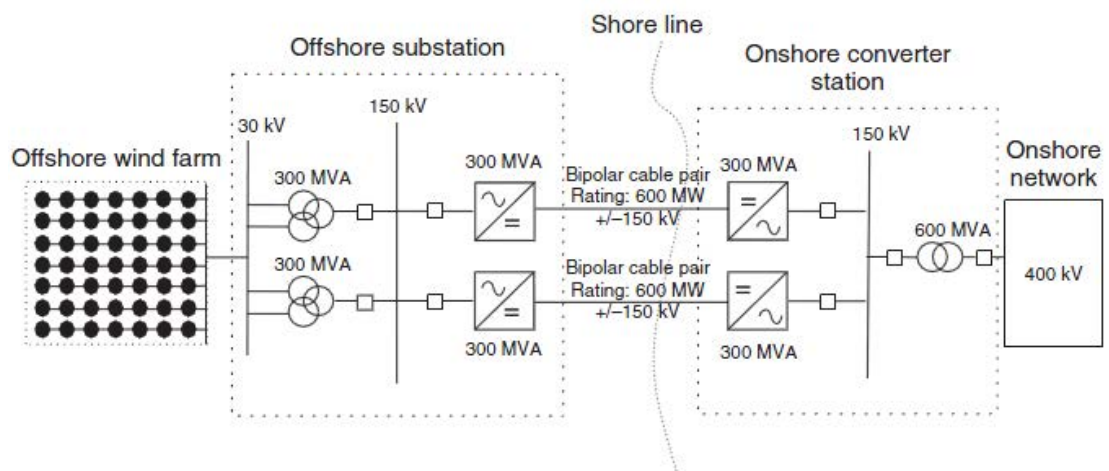


Figura 2.11-Sistema de transmissão HVDC-VSC

## Transformador [4]

É utilizado para as suas funções habituais, como modificar o nível de tensão e garantir o isolamento galvânico. Para além disso, é também usado para bloquear os harmónicos e assim maximizar a transmissão de potência ativa.

### **Reatância do Conversor**

A reatância do conversor é um componente chave na tecnologia VSC para permitir o controlo contínuo e independente da potência ativa e reativa.

Consiste em bobinas verticais sobre isoladores com armaduras para eliminar campos magnéticos criados fora do reator. As suas principais funções são as seguintes [21]:

- ⇒ Fornecer uma filtragem passa-baixo da PWM para obter a frequência desejada
- ⇒ Bloquear correntes harmónicas relacionadas com a frequência de comutação
- ⇒ Controlo de potência ativa e reativa
- ⇒ Limitar correntes de curto-circuito

### **Condensadores DC**

As principais funções dos condensadores DC são as seguintes[21]:

- ⇒ Fornecer um caminho de baixa indutância para a corrente de retorno
- ⇒ Armazenar energia
- ⇒ Limitar as variações de tensão

### **Filtros AC [21]**

Quando é utilizada a PWM para o controlo dos conversores de fontes de tensão, a onda da tensão não é exatamente sinusoidal sendo por isso necessário recorrer aos filtros para tornar a onda da tensão sinusoidal.

### **Cabos DC [15, 16]**

Os cabos usados no sistema de transmissão HVDC-VSC têm um condutor de alumínio ou cobre em forma redonda, constituído por varias fileiras de material condutor. A configuração é bipolar e a transmissão de potência pode ser feita em três níveis de tensão,  $\pm 80$  kV,  $\pm 150$  kV e  $\pm 320$  kV.

Os cabos submarinos, no que respeita ao seu isolamento, dispõem de ecrã isolante, blindagem, bainha de polietileno extrudido, armadura com duas camadas, bainha exterior e proteção contra a corrosão marinha.

### **Válvulas [20]**

A estação conversora utiliza válvulas IGBT's, comutadas a altas frequências, na ordem dos



1-2 kHz. Como a sua comutação é realizado a uma frequência elevada, o número de harmónicos é reduzido sendo consequentemente diminuído o tamanho dos filtros. Em contrapartida, as perdas no sistema são maiores tornando-o menos eficiente.

### **Funcionamento**

Para o controlo do sistema é usada a modulação de largura de pulso PWM (*Pulse-Width Modulation*). A PWM usa um sinal de controlo sinusoidal à frequência desejada para modelizar o *duty cycle*[21]. O sinal de controlo é comparado com a onda triangular e a frequência triangular define a frequência de comutação do inversor.

Como se pode verificar na figura 2.12, dependendo do resultado da comparação da onda fundamental sinusoidal com a onda triangular, o sinal da tensão de saída será positivo ou negativo. Mais concretamente, se a onda sinusoidal tiver um valor superior à onda triangular, a tensão de saída é positiva, caso contrário, a tensão é negativa. A escolha da frequência da onda triangular é fundamental para que o funcionamento do conversor seja o mais eficiente possível, uma vez que para frequências mais elevadas os harmónicos diminuem mas por outro lado as perdas no conversor aumentam.

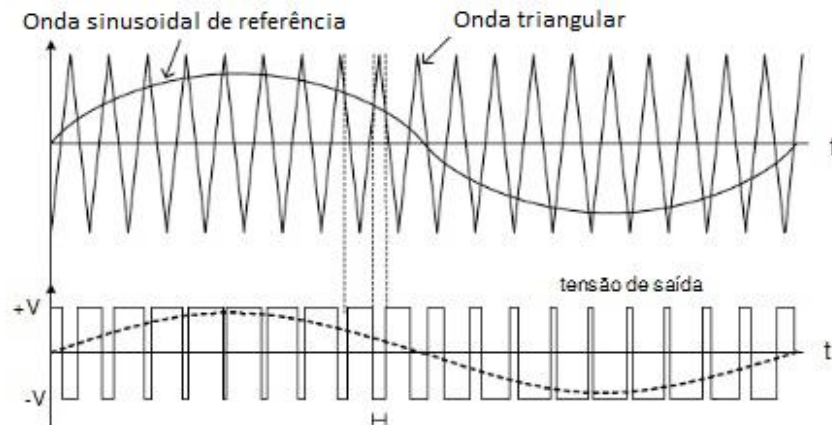


Figura 2.12- PWM de dois níveis, onda sinusoidal e sinal triangular

Com o PWM é possível realizar um controlo rápido da potência ativa e reativa conseguindo assim um desacoplamento entre eles, sendo assim possível o seu controlo independente da potência ativa e da potência reativa.

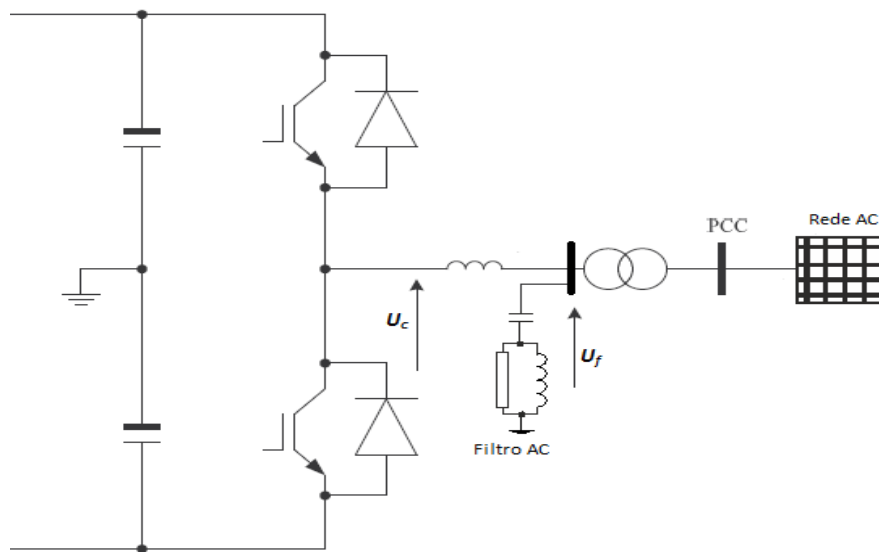


Figura 2.13-Diagrama do circuito simplificado

O ângulo de fase entre a tensão do filtro  $U_F$  e a tensão do conversor  $U_C$  é o ângulo  $\delta$  e controla o trânsito de potência ativa entre o conversor e a rede de corrente alternada.

A diferença de amplitude de  $U_F$  e  $U_C$  controla o trânsito de potência reativa entre o conversor e a rede AC. As componentes ativas e reativas são então definidas por [22]:

$$P = \frac{U_F \times U_C \times \sin \delta}{X_L} \quad (2.7)$$

$$Q = \frac{U_F \times (U_F - U_C) \times \cos \delta}{X_L} \quad (2.8)$$

Onde,

$P$  é a potência ativa depois do inversor [MW];

$Q$  é a potência reativa depois do inversor [MVar];

$U_C$  é a tensão do conversor [V];

$U_F$  é a tensão do filtro [V];

$X_L$  é a reatância da bobina [ $\Omega$ ].

### Perdas no Sistema

Utilizando o mesmo cenário apresentado na tecnologia HVDC-LCC analisado em [7], são também analisadas as perdas na tecnologia HVDC-VSC. É verificado que as perdas no sistema de transmissão ocorrem na maioria no sistema de conversão. No entanto, comparativamente à tecnologia LCC, o sistema de conversão VSC apresenta maior percentagem de perdas, sendo por isso menos vantajosa a esse nível.

## 2.7 - Redes Ponto a Ponto

As redes ponto a ponto consistem em ligações individuais entre os parques eólicos *offshore* e o sistema elétrico em terra. Este tipo de ligações foi adotado nos primeiros parques eólicos *offshore*, que se caracterizavam por ter capacidade limitada e por se localizarem relativamente próximos do continente [6]. Esta topologia de rede é a mais simples e a que requer menos equipamento.

Na figura 2.14 estão representadas duas ligações ponto a ponto. Esta topologia apresenta uma fiabilidade baixa uma vez que a transmissão da energia está dependente apenas de uma ligação. Segundo [10], e assumindo que a transmissão é feita em corrente contínua, no momento da ocorrência de uma falha no circuito HVDC ou num conversor, o modo mais apropriado para lidar com o defeito é abrir o disjuntor AC do lado da rede, ficando o parque eólico *offshore* fora de serviço. Esta topologia não apresenta, portanto, flexibilidade perante um defeito.

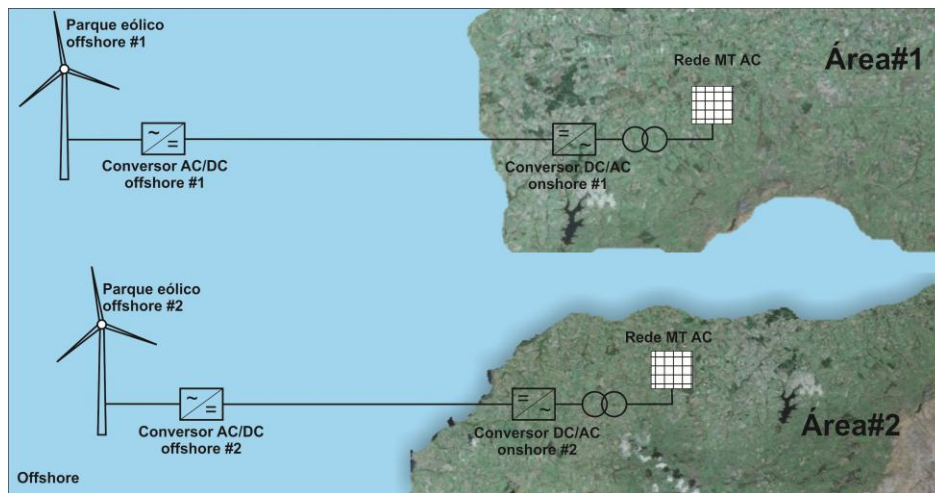


Figura 2.14- Ligações ponto a ponto

Esta topologia é a caracterizada pela simplicidade e pela falta de flexibilidade. Com o aumento da construção de parques eólicos *offshore*, surge a necessidade de serem estudadas outras topologias e outras soluções de transmissão que é o caso das redes multi-terminal. Contudo, esta topologia não é descartada e continua a ser uma opção viável para determinados parques e pode servir de base para a implementação de uma rede multi-terminal.

## 2.8 - Redes Multi-Terminal

As instalações *offshore* devem ser o mais simples quanto possível [9], no entanto, por razões técnicas e económicas, surge a necessidade de encontrar outras soluções, porventura mais complexas, ao nível da transmissão de energia em parques eólicos *offshore*. Por questões de fiabilidade e pelo interesse de se desenvolverem parques eólicos *offshore* a longas distâncias da costa, criar condições para a flexibilização dos mercados de energia, surge o interesse pelas redes multi-terminal. A planificação de uma rede multi-terminal levanta uma série de questões em termos de interesse económico, custo de investimento e fiabilidade [4]. Nenhuma rede multi-terminal em corrente contínua (MTDC) foi alguma vez experienciada em todo o mundo [4].

Em termos de opções de transmissão, a tecnologia HVDC-VSC é a mais indicada para operar numa rede HVDC multi-terminal devido à sua flexibilidade como a possibilidade de controlar o fluxo de potência ativa e reativa na rede DC, controlar a tensão DC e ainda fornecer serviços auxiliares à rede AC *onshore* como controlo de frequência e controlo de tensão. Desse forma, uma rede multi-terminal permite repartir as variações de potência produzida nos parques eólicos *offshore* e controlar a quantidade de potência que é injetada em cada ponto terminal de ligação à rede AC, sendo possível tirar partido das diferentes condições de mercado em diferentes áreas. É também possível efetuar trocas entre dois pontos da rede AC por intermédio da rede HVDC multi-terminal.

A rede HVDC multi-terminal é composta por diferentes conversores ligados a um circuito HVDC [10]. Cada unidade HVDC-VSC necessita de uma plataforma *offshore* onde o conversor é instalado.

Segundo [10], no plano preliminar de uma rede multi-terminal é necessário considerar fatores técnico-económicos e as restrições impostas pela rede AC a qual o sistema é ligado. Os fatores económicos são influenciados pelo tipo equipamento utilizado e pela distância das ligações.

Questões técnicas como a flexibilidade do sistema, falhas de curto e longo prazo e, redundância e eficiência das linhas instaladas também têm de ser tidas em conta.

Segundo [10], uma rede multi-terminal deve assegurar o seguinte:

- ⇒ A tensão DC deve ser controlada quer no modo de operação normal, quer no modo de falha;
- ⇒ No caso da ocorrência de um defeito na rede AC em terra, o sistema *offshore* deve ser capaz de fornecer suporte à mesma, nomeadamente controlo de tensão e frequência;
- ⇒ No caso de uma falha numa linha ou conversor, o sistema deve assegurar que não há mudanças na potência fornecida à rede AC superiores a um determinado valor.

### 2.8.1 - Topologias de Redes Multi-terminal

No estudo do comportamento das redes multi-terminal para a transmissão de energia em parques eólicos *offshore* é necessário considerar várias topologias para avaliar o seu comportamento uma vez que este pode não ser uniforme. Desse modo, são apresentados algumas topologias possíveis de serem estudadas e porventura implementadas para a transmissão de energia em ambiente *offshore*.

#### Topologia em ‘H’

A topologia em H está representada na figura 2.15. Esta configuração é bastante simples uma vez que deriva de ligações ponto a ponto podendo ser implementada a partir de duas linhas já existentes. Consiste portanto na interligação de duas ligações. Por esta razão, a sua principal vantagem é a simplicidade da sua implementação. No caso de ocorrer um defeito na ligação entre o nó intermédio e um conversor *offshore*, a ligação dos parques eólicos à rede AC continua operacional. Os nós intermédios de ligação das linhas são passivos ou seja, não é necessária uma estação conversora *offshore* nesses pontos.

A topologia em ‘H’ prima portanto pela simplicidade apresentando ainda alguma flexibilidade na sua operação.

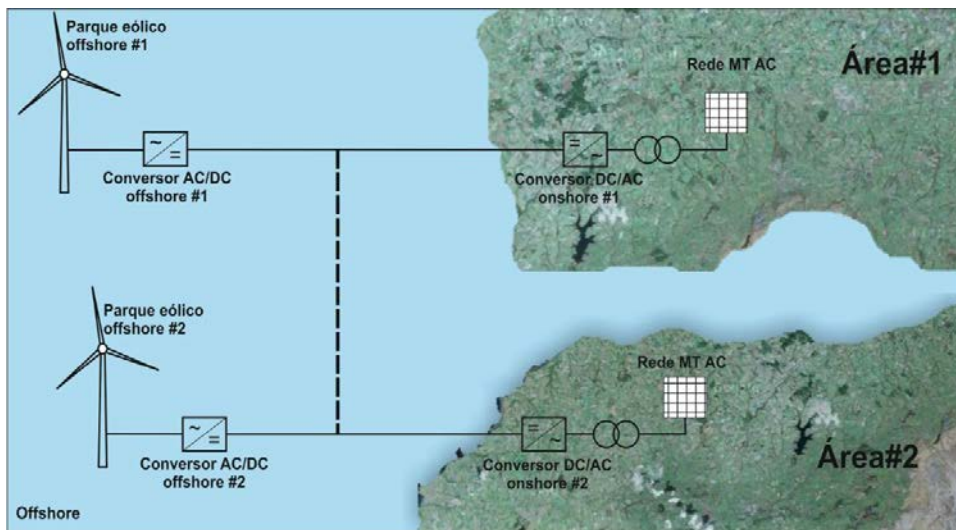


Figura 2.15-Topologia em 'H'

### Topologia em Anel

A topologia em anel está representada na figura 2.16. Esta topologia consiste num sistema HVDC multi-terminal em que as linhas estão ligadas a todos os nós formando assim um anel. O anel pode operar em circuito fechado (modo normal), quando todos os disjuntores estão fechados, ou em circuito aberto, em que um disjuntor do anel está aberto [9].

São necessárias comunicações rápidas para coordenar os disjuntores e desligar apenas os circuitos com falhas. Esta configuração apresenta uma maior flexibilidade, no entanto, as linhas têm que ser dimensionadas para a potência máxima do sistema o que torna esta topologia pouco atrativa economicamente.

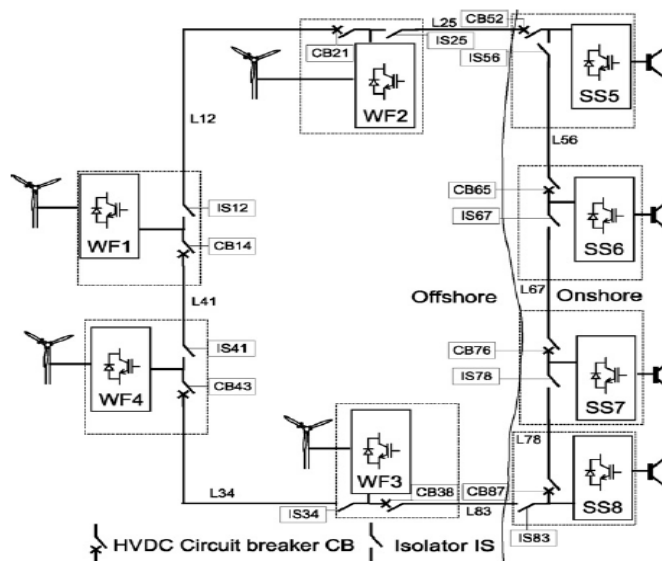


Figura 2.16-Topologia em Anel [10]

### Topologia em Estrela

A topologia em estrela está representada na figura 2.17. Nesta configuração, cada linha ligada a um parque eólico *offshore* ou a uma subestação, é ligada a um nó central. A capacidade de cada linha corresponde à potência instalada no parque eólico ou subestação ao qual está ligada.

A principal desvantagem da topologia em estrela é que, na ocorrência de um defeito no nó central, todo o sistema fica fora de serviço. No caso de ocorrer um defeito numa linha, esta pode ser colocada fora de serviço, desligando o disjuntor correspondente.

Esta topologia necessita de uma plataforma *offshore* (ou de uma instalação submarina) no nó central onde são colocados os disjuntores e os pontos de ligação da estrela [9].

A flexibilidade desta topologia não é tão boa comparada com a topologia em anel dado que, na ocorrência de um defeito numa linha entre o parque eólico e o nó central, o parque fica fora de serviço.

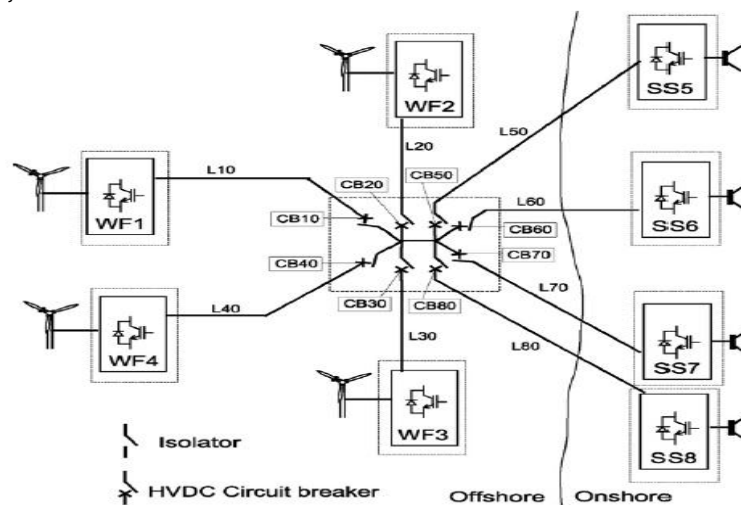


Figura 2.17- Topologia em Estrela[10]

## 2.9 - Conclusão

O cenário de produção de energia em ambiente *offshore* tem tendido para sofrer grandes alterações estando previsto a instalação de milhares de MW nos próximos 20 anos. Esta integração massiva de parques eólicos *offshore* nas redes elétricas terrestres leva ao estudo de soluções técnicas para tornar possível a transmissão de grandes quantidades de potência e com grandes distâncias.

Entre os sistemas de transmissão existem três opções, transmissão HVAC, transmissão HVDC-LCC e transmissão HVDC-VSC. A transmissão HVAC é a tecnologia clássica na transmissão de energia em parques eólicos *offshore* e é a mais econômica das três até uma certa distância (distância crítica). Com o aumento da distância aumentam as perdas no cabo AC devido e verifica-se o dos efeitos capacitivos no mesmo sendo necessário a compensação de potência reativa e por isso, o investimento deixa de compensar. A tecnologia HVDC tem um custo maior devido ao equipamento necessário para o sistema de conversão. Com o aumento da distância, este investimento torna-se compensador, em relação à transmissão HVAC devido essencialmente às menores perdas nos cabos DC. Contudo, devido ao custo dos

semicondutores ter tendência para baixar, é possível que a transmissão HVDC se torne competitiva com a transmissão HVAC para pequenas distâncias.

Em relação à transmissão em corrente contínua, a tecnologia HVDC-LCC é a mais antiga e a mais utilizada. Esta tecnologia apresenta menores perdas no sistema e tem a capacidade de transmitir maiores quantidades de potência comparada com a tecnologia VSC. Porém, os sistemas de conversão LCC necessitam de compensação de potência reativa para manter o nível de tensão AC estável de modo a não haver falhas na comutação. A tecnologia VSC, por outro lado, não necessita de unidades de compensação de potência reativa uma vez que tem a possibilidade de controlar o nível de tensão do sistema.

A tecnologia VSC apesar de apresentar maiores perdas no sistema devido às elevadas frequências de comutação, possibilita o controlo independente da potência ativa e reativa, interligar a rede HVDC a uma rede AC fraca sendo capaz de fornecer, nesses casos, serviços auxiliares à rede, como o controlo de frequência e controlo de tensão. A tecnologia VSC é a única possível de operar em redes multi-terminal uma vez que a tecnologia LCC não é capaz de controlar o trânsito de potência ativa e reativa independentemente. Por esse motivo, prevê-se que a tecnologia VSC seja a mais utilizada no futuro.

As redes multi-terminal têm um potencial de crescimento enorme uma vez que, ao contrário das ligações ponto a ponto, apresentam maior fiabilidade, flexibilidade sendo possível criar condições para a troca de energia entre terminais AC, a partir da rede HVDC, podendo tirar partido das diferentes condições de mercado das diferentes áreas sem que haja barreiras em termos de capacidade de potência. As redes multi-terminal podem ser implementadas sob várias topologias sendo necessário uma análise técnico-económica para verificar o seu potencial.



## Capítulo 3

# Modelização de Componentes num Sistema HVDC Multi-Terminal

Um sistema HVDC multi-terminal é composto pelos parques eólicos *offshore*, os conversores *offshore*, a rede HVDC multi-terminal e os conversores *onshore* que estabelecem a interligação com a rede AC terrestre, como mostra a figura 3.1. Neste capítulo, é portanto abordada a modelização dos componentes que constituem um sistema. No caso dos conversores é considerada a tecnologia VSC que como foi visto no capítulo anterior é a única capaz de operar numa rede multi-terminal, devido essencialmente à sua capacidade de controlo independente de potência ativa e reativa e controlo de tensão DC. Para além disso é apresentado o modelo dos cabos DC e a modelização de uma das topologias implementadas no âmbito desta dissertação. Os modelos aqui apresentados são de fácil adaptação a qualquer topologia.

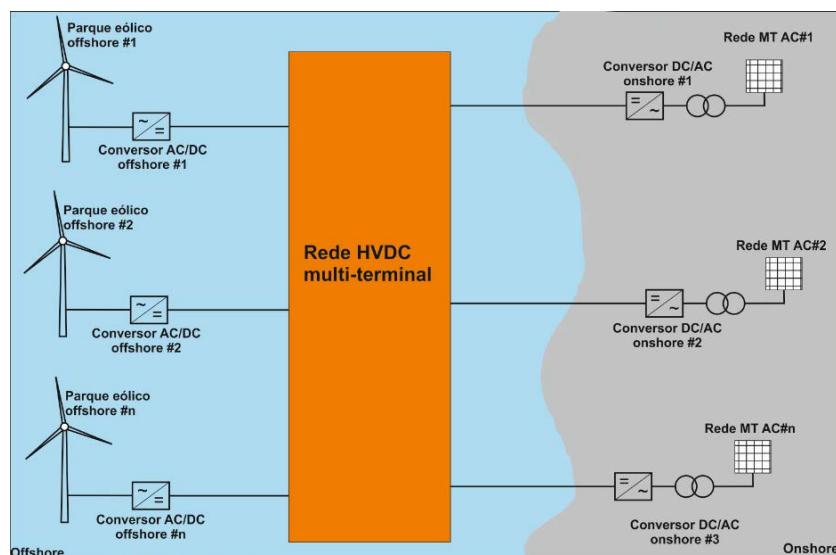


Figura 3.1-Sistema HVDC multi-terminal [23]

### 3.1 - Parques Eólicos

A tecnologia envolvida nos aerogeradores utilizados em parques eólicos *offshore* acompanha a evolução para parques eólicos *onshore*. Das soluções existentes no mercado, existem duas que são mais usuais em parques eólicos, que é o caso do gerador de indução duplamente alimentado (DFIG-Double Fed Induction Generator) e do gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG-Permanent Magnet Synchronous Generator).

A tecnologia DFIG é a mais utilizada atualmente em parques eólicos *offshore*. É a tecnologia com maior gama de potência no mercado (2-6MW) e possui um conversor interno VSC que permite explorar diferentes condições do vento, tendo um custo reduzido.

Em relação à tecnologia PMSG, está a evoluir rapidamente tendo atualmente uma gama de potência na ordem dos 5 MW e permite explorar uma maior gama de velocidades do vento. O seu custo apesar de ter tendência para baixar, é mais elevado do que a tecnologia DFIG [24]. Uma das vantagens face à tecnologia DFIG é o facto de exigir menos manutenção, por não possuir escovas nem engrenagens, o que no caso dos parques *offshore* é um fator decisivo na escolha da tecnologia, uma vez que a manutenção *offshore* é mais dispendiosa do que a manutenção *onshore*.

Neste trabalho, assume-se a possibilidade de agregar todos os aerogeradores de um parque eólico *offshore*, num único gerador, cuja potência injetada na rede HVDC é representada por um sinal contínuo, ligado ao conversor *offshore*. A potência gerada num parque eólico é inconstante devido à instabilidade do vento, por isso, para simular essa instabilidade, são provocadas variações no sinal contínuo no sentido de injetar quantidades diferentes de potência na rede HVDC ao longo do tempo. Para este estudo considerou-se que a potência máxima de um parque eólico *offshore* é de 200 MW. Na figura seguinte está representado um exemplo do sinal constante e do sinal com variações, utilizado para modelizar os parques eólicos *offshore*. Nas simulações efetuadas são variados o valor da potência produzida por cada parque eólico e o instante em que ocorrem as variações.

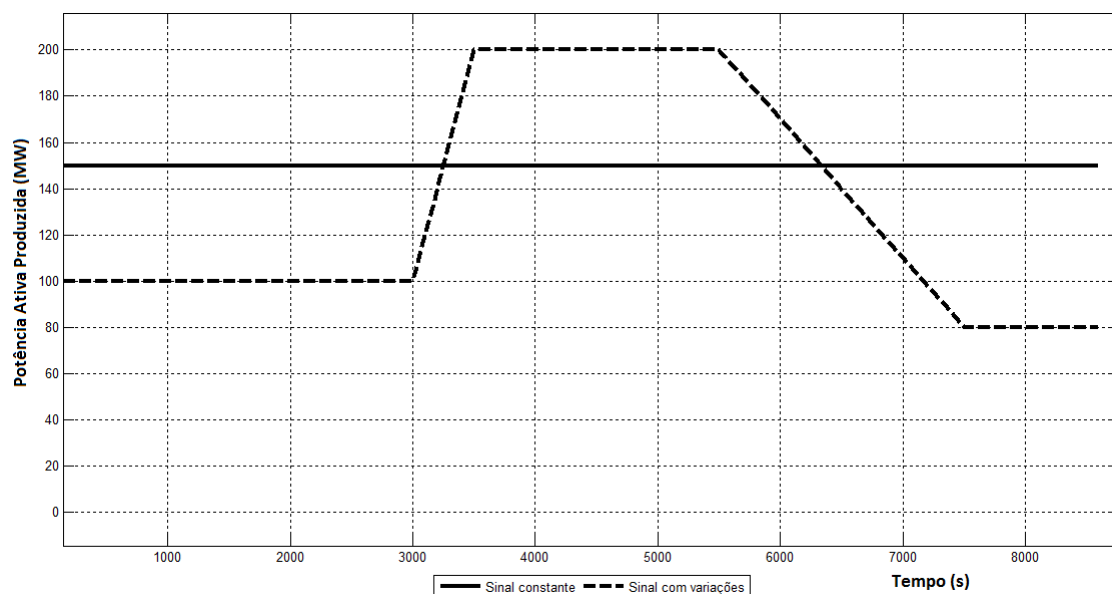


Figura 3.2-Exemplo de sinal da modelização dos parques eólicos *offshore*

### 3.2 - Cabos DC

Todas as ligações efetuadas da rede HVDC utilizam cabos DC modelizados pelo circuito equivalente RL. A ligação entre dois conversores deve também incluir a dinâmica dos condensadores DC, como é mostrado na figura 3.1 [25].

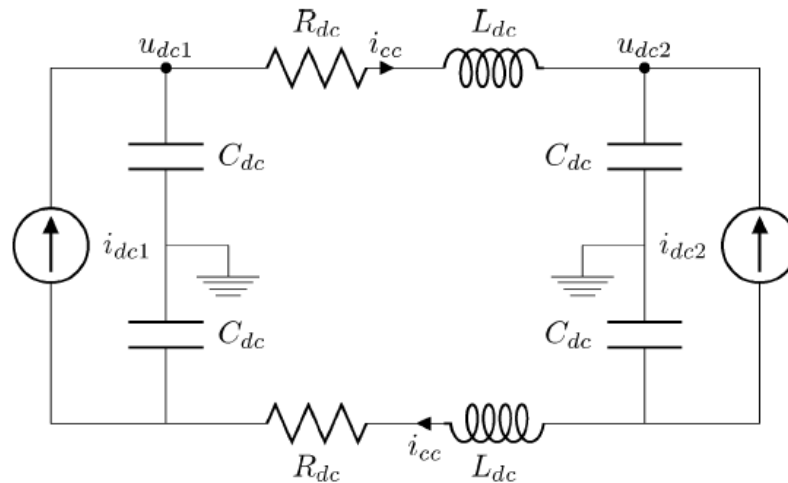


Figura 3.3- Modelo do cabo da rede DC

Segundo [26], devido aos níveis de potência na rede DC e, por questões de segurança, os circuitos bipolares são a melhor opção, como também já foi referido na secção 2.3. Dessa forma, cada ligação DC é feita a partir de dois cabos com tensão simétrica entre eles.

### 3.3 - Modelização da Topologia

As redes multi-terminal, tal como foi apresentado na secção 2.8, podem ser construídas segundo várias topologias. Neste trabalho foram desenhadas e modelizadas cinco topologias diferentes com o objetivo de analisar a sua resposta às variações da potência gerada pelos parques eólicos *offshore*. Para a modelização das topologias é necessário representar respetivo circuito equivalente e a partir daí, fazer uma análise nodal do circuito e determinar as equações que representam os fenómenos físicos do circuito, como é o caso da intensidade da corrente nas linhas e a tensão nos vários nós. O circuito equivalente das topologias utilizadas neste trabalho é apresentado em anexo.

Considerando a topologia H, com o circuito equivalente ilustrado na figura 3.4, é possível determinar as equações não lineares que o representam.

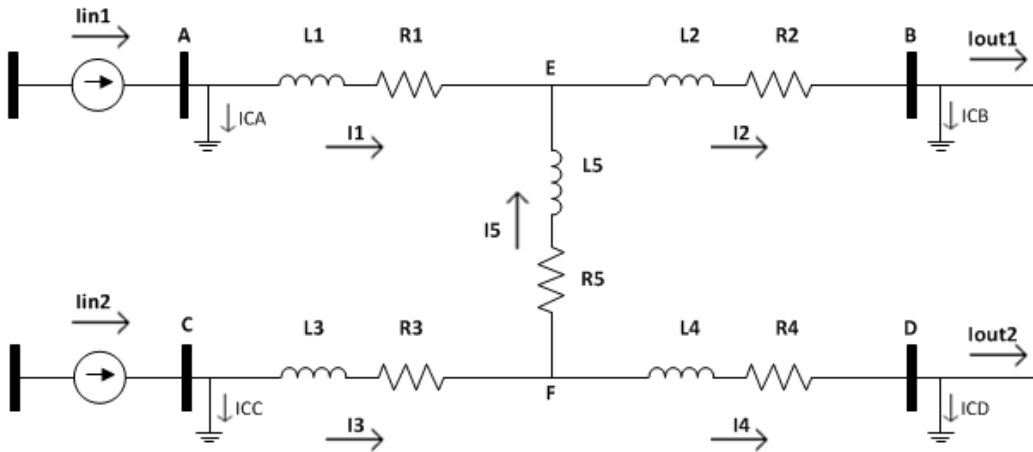


Figura 3.4-Circuito equivalente da topologia 'H'

O circuito equivalente é representado por duas fontes de corrente contínua correspondentes à corrente injetada na rede HVDC por parte dos conversores *offshore* e que depende da potência gerada pelos parques eólicos *offshore*. Os cabos DC são modelizados a partir da sua resistência  $R$ , e indutância  $L$ , estando também incluída a dinâmica dos condensadores,  $C$ , resultante da ligação entre dois conversores. As únicas variáveis conhecidas no circuito são as tensões nos barramentos *onshore* (B e D), ou seja,  $V_{DC}^B$  e  $V_{DC}^D$ . As correntes de saída são dependentes da potência de saída dos conversores.

Começando a análise pelas correntes de entrada  $I_{in}$ , o seu valor é calculado da seguinte forma:

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

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

Onde  $P_{in1}$  e  $P_{in2}$  correspondem às potências geradas nos parques eólicos *offshore* 1 e 2, respetivamente e as tensões  $V_{DC}^A$  e  $V_{DC}^C$  correspondem às tensões DC nos barramentos A e C, respetivamente.

As correntes de saída são calculadas a partir da mesma relação, neste caso entre a potência de saída e a tensão nos barramentos B e D.

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

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

Onde  $P_{out1}$  e  $P_{out2}$  são as potências de saída e  $V_{DC}^B$  e  $V_{DC}^D$  são as tensões nos barramentos B e D, respetivamente.

Para determinar a corrente no cabo entre dois nós é necessário considerar a queda de tensão entre esses mesmos nós. As correntes representadas no circuito equivalente da rede são calculadas da seguinte forma:

$$V_{DC}^A - V_{DC}^E = R_1 \times I_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} \Leftrightarrow I_1 = \int \frac{V_{DC}^A - V_{DC}^E - R_1 \times I_1}{L_1} dt \quad (3.5)$$

$$V_{DC}^C - V_{DC}^F = R_3 \times I_3 + L_3 \frac{di_3}{dt} \Leftrightarrow I_3 = \int \frac{V_{DC}^C - V_{DC}^F - R_3 \times I_3}{L_3} dt \quad (3.6)$$

$$V_{DC}^F - V_{DC}^E = R_5 \times I_5 + L_5 \frac{di_5}{dt} \Leftrightarrow I_5 = \int \frac{V_{DC}^F - V_{DC}^E - R_5 \times I_5}{L_5} dt \quad (3.7)$$

As correntes  $I_2$  e  $I_4$  podem ser obtidas pelo somatório das correntes no nó E e no nó F, respetivamente.

$$I_2 = I_1 + I_5 \quad (3.8)$$

$$I_4 = I_3 - I_5 \quad (3.9)$$

É necessário também considerar as correntes que percorrem os condensadores. Estas correntes podem ser obtidas pelo somatório de correntes no barramento de entrada e no barramento de saída, como demonstrado de seguida:

$$I_{CA} = I_{in1} - I_1 \quad (3.11)$$

$$I_{CB} = I_2 - I_{out1} \quad (3.12)$$

$$I_{CC} = I_{in2} - I_3 \quad (3.13)$$

$$I_{CD} = I_4 - I_{out2} \quad (3.14)$$

No que diz respeito às tensões DC nos nós das extremidades, estas são calculadas utilizando as correntes nos condensadores, como mostrado de seguida:

$$I_{CA} = C \times \frac{dv_{DC}^A}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^A = \frac{1}{C} \int I_{CA} \cdot dt \quad (3.15)$$

$$I_{CB} = C \times \frac{dv_{DC}^B}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^B = \frac{1}{C} \int I_{CB} \cdot dt \quad (3.16)$$

$$I_{CC} = C \times \frac{dv_{DC}^C}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^C = \frac{1}{C} \int I_{CC} \cdot dt \quad (3.17)$$

$$I_{CD} = C \times \frac{dv_{DC}^D}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^D = \frac{1}{C} \int I_{CD} \cdot dt \quad (3.18)$$

Por fim, as tensões nos nós intermédios,  $E$  e  $F$  são determinadas pela queda de tensão entre estes nós e os nós terminais,  $B$  e  $D$ , respetivamente.

$$V_{DC}^E - V_{DC}^B = R_2 \times I_2 + L_2 \times \frac{di_2}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^F = V_{DC}^B + R_2 \times I_2 + L_2 \times \frac{di_2}{dt} \quad (3.19)$$

$$V_{DC}^F - V_{DC}^D = R_4 \times I_4 + L_4 \times \frac{di_4}{dt} \Leftrightarrow V_{DC}^E = V_{DC}^D + R_4 \times I_4 + L_4 \times \frac{di_4}{dt} \quad (3.20)$$

Para a modelização das restantes topologias, o princípio é o mesmo.

### 3.4 - Conversor *Onshore*

O conversor *onshore* DC/AC faz a interligação da rede HVDC com rede AC *onshore* e é responsável por exportar a potência da primeira rede para a segunda [13]. O conversor *onshore* tem também como função, controlar a tensão DC no terminal, medida a partir dos condensadores DC [23].

O conversor VSC, tem a possibilidade de fornecer um controlo independente da potência ativa e reativa e operar em quatro quadrantes ( $\pm P \pm Q$ ), onde P e Q são a potência ativa e potência reativa, respetivamente.

A dinâmica interna do conversor é modelizada por controladores proporcional-integral (PI) com dois controlos independentes para a potência ativa e reativa. Dado este controlo independente da potência ativa e reativa, podem ser feitas duas abordagens em relação à potência reativa [26]:

- ⇒ Controlo da potência reativa a partir de um fator de potência pré-definido
- ⇒ Controlo da tensão AC terminal

Segundo [27], a modelização do conversor é implementada a partir da referência síncrona d-q (eixo direto e em quadratura). Dessa forma, o erro gerado entre o valor da potência reativa de referência e a potência reativa atual ( $Q_{ref} - Q_{out}$ ) é usado para obter a corrente  $i_q$  de referência. Da mesma forma, para o controlo da tensão DC, o erro medido no lado DC do conversor *onshore* ( $V_{DCref} - V_{DC}$ ) é utilizado para gerar a corrente de referência  $i_q$ . Depois de obtidos os valores da componente direta e em quadratura da corrente, é utilizado o controlo da corrente, baseado em controladores PI para gerar as tensões de saída do conversor,  $v_d$  e  $v_q$  (figura 3.2).

As tensões  $v_d$  e  $v_q$  são posteriormente transformadas em tensão trifásica para o controlo PWM. O objetivo é manter a tensão no barramento DC no valor de referência,  $V_{DCref}$  e importar ou exportar potência reativa para a rede, segundo  $Q_{ref}$ .

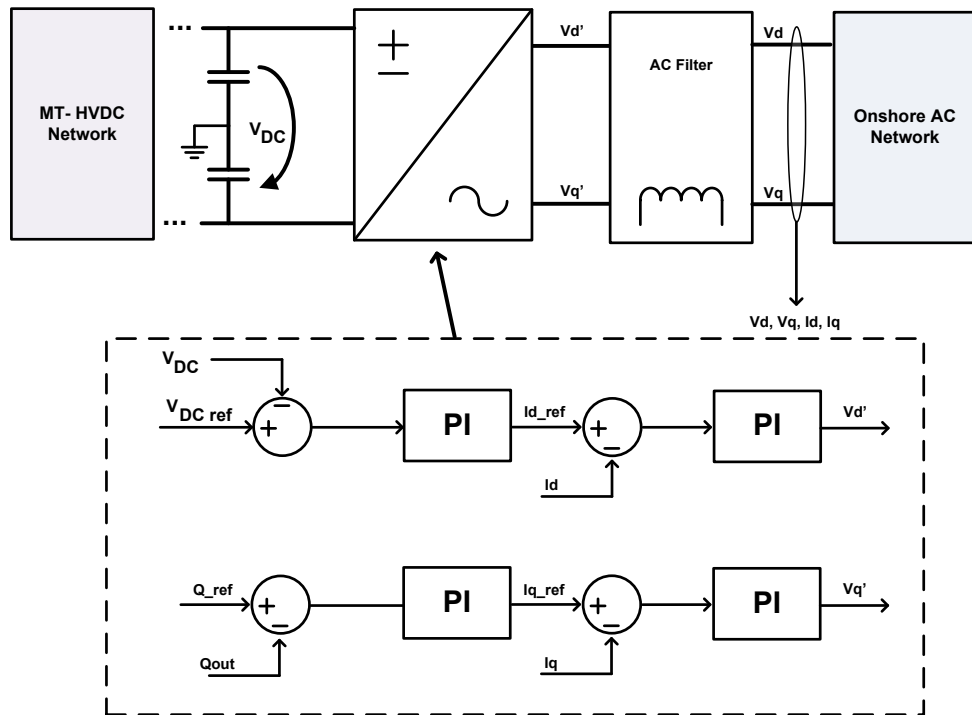


Figura 3.5- Blocos de controlo do conversor *onshore*

### 3.5 - Conversor *Offshore*

O conversor AC/DC *offshore* é responsável por injetar a potência produzida no parque eólico *offshore*, na rede HVDC [13].

Este conversor funciona como barramento referencia em relação à rede AC *offshore* onde estão ligados os aerogeradores. Dessa forma, estabelece a tensão AC na rede onde são ligados estes últimos.

A modelização do conversor *offshore* está representada na figura 3.3. No controlo utilizado nestas estações conversoras, é comparado o valor da tensão  $V_d$  com um valor de tensão referência  $V_{d\_ref}$ , originando um erro. Este erro é convertido numa corrente de referência do eixo direto,  $I_{d\_ref}$ , utilizando para isso um controlador proporcional integral (PI). A corrente  $I_d$  de referência também é comparada com o valor real de  $I_d$ , dando origem a um novo erro. Este erro, é convertido a partir de um novo controlador PI, no valor de tensão  $v_d'$ . No eixo em quadratura o processo é o mesmo. O valor da tensão de referência  $V_{q\_ref}$  é comparado com real  $V_q$ , originando um erro que é convertido na corrente de referência  $I_{q\_ref}$ . Este valor é comparado com o valor real de  $I_q$  e desse erro resulta o valor da tensão  $V_{q'}$ , depois de passar pelo controlador PI.

O conversor também impõe a frequência da rede AC *offshore* portanto, pode estabelecer uma frequência fixa ou operar com uma frequência variável.

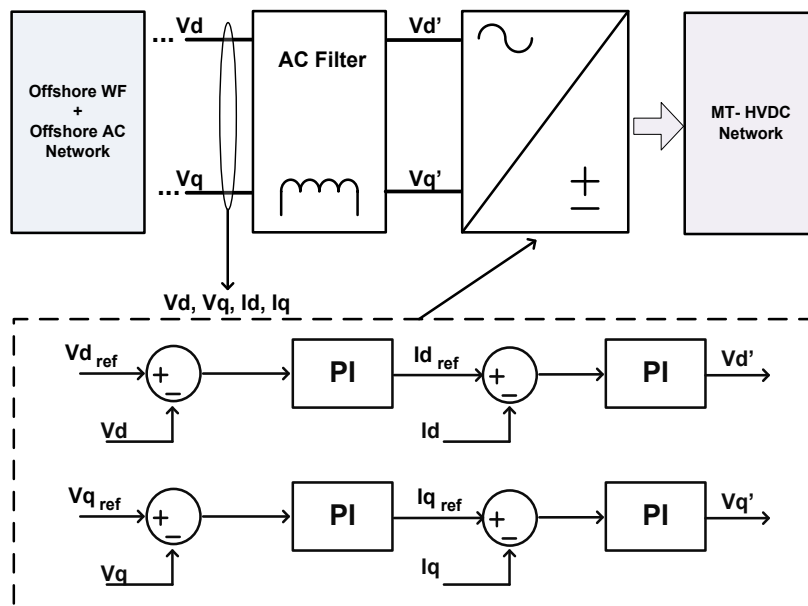


Figura 3.6-Blocos de controlo do conversor *offshore*

### 3.6 - Conclusão

Neste capítulo são abordados os componentes de um sistema HVDC multi-terminal bem como a sua modelização, necessária para as simulações efetuadas.

Em relação aos parques eólicos, como se verificou, é utilizado um modelo simples a partir de um sinal contínuo, constante ou com variações, no sentido de ser possível simular as variações da potência gerada em *offshore* e analisar o comportamento das redes.

Em relação à topologia, é feita uma análise nodal ao circuito equivalente da topologia 'H' e são representadas as equações do circuito. A modelização das topologias apresentadas em anexo, segue o mesmo princípio da topologia em 'H'.

No que diz respeito aos conversores, foi apresentada a modelização do conversor *onshore*, que tem como principal função o controlo da tensão DC, destacando os principais blocos de controlo e a sua dinâmica. É também abordada a modelização do conversor *offshore* que tem como principal função, injetar a potência gerada no parque eólico *offshore*, na rede HVDC.



# Capítulo 4

## Operação e Controlo de Redes HVDC Multi-Terminal

As redes multi-terminal exigem um controlo particular e eficiente pelo que se torna necessário definir métodos de operação dos conversores para que as redes HVDC multi-terminal possam manter o equilíbrio de tensão e ter a capacidade de lidar com as variações da potência gerada nos parques eólicos *offshore*. Por isso, neste capítulo são abordadas as estratégias de controlo e operação dos conversores *onshore* e *offshore* para corresponder às necessidades implícitas numa rede HVDC multi-terminal. O conversor *onshore* é responsável pelo controlo da tensão DC na rede e pela injeção de potência na rede AC. O conversor *offshore* é responsável pela injeção de potência na rede DC. Para além disso é também abordado o controlo de tensão DC utilizado nos conversores *onshore*, que são responsáveis por controlar os níveis de tensão DC na rede.

### 4.1 - Filosofia de Controlo dos Conversores Offshore

O conversor *offshore*, tal como já foi referido no capítulo anterior, tem como principal função, injetar a potência produzida no parque eólico, na rede HVDC controlando a frequência e o nível de tensão do parque eólico [17]. O seu funcionamento é caracterizado por diferentes modos de operação, modo normal, modo *voltage droop* e modo *current limit*. No entanto, neste trabalho, apenas foi considerado o modo normal de operação. Neste modo de operação, toda a potência extraída do vento é injetada na rede AC do parque eólico e convertida em potência DC pelo conversor *offshore*. A variável será portanto a potência ativa injetada dependendo da velocidade do vento. Neste trabalho a potência injetada é controlada a partir de um sinal contínuo como já foi referido. Dessa forma, o conversor *offshore* funciona como uma espécie de barramento de referência em relação ao parque eólico, absorvendo toda a potência produzida e mantendo assim um nível de tensão AC constante no parque eólico [28].

## 4.2 - Filosofia de Controlo dos Conversores *Onshore*

O processo chave da estratégia de controlo das redes HVDC multi-terminal consiste no controlo da tensão DC dos conversores *onshore*. É necessário manter um nível de tensão DC adequado nos conversores *onshore* para ser possível uma partilha apropriada de potência entre os conversores, no caso de ocorrerem variações da produção nos parques eólicos *offshore* [26]. Nos vários estudos sobre esta matéria, são abordadas duas formas de realizar o controlo de uma rede HVDC multi-terminal. Porém, estas duas soluções apresentam eficiências bastante distintas.

A primeira consiste em definir apenas um conversor *onshore* para efetuar o controlo de tensão funcionando assim como um barramento de referência da rede DC [26]. Esta abordagem é usual nas ligações ponto a ponto em que um conversor controla a tensão e o outro a corrente. No entanto, quando aplicada a redes multi-terminal, apresenta as seguintes limitações:

- ⇒ O conversor responsável pela regulação da tensão DC tem de ser capaz de lidar com todas as alterações de potência na rede DC necessitando para isso de uma capacidade e robustez elevada;
- ⇒ A rede AC a qual é ligado o conversor, tem de ser de tal maneira robusta para suportar grandes variações de potência injetada;
- ⇒ A fiabilidade é reduzida uma vez que, em caso de defeito no conversor responsável pela regulação de tensão, o controlo da rede deixa de ser possível.

Por estas razões, fundamentalmente a última, é necessário implementar o controlo de tensão DC em todos os conversores *onshore*.

Portanto, a segunda forma de controlo de tensão DC utiliza um controlo por estatismo [28], com o objetivo de estabelecer uma tensão referência em cada conversor *onshore*, em função da potência injetada na rede AC. Com este tipo de controlo, as variações da potência gerada em *offshore* e transmitidas na rede HVDC, são partilhadas por todos os conversores *onshore* [26]. Nestas condições, a rede HVDC mantém o equilíbrio da tensão nos vários nós e apresenta uma maior capacidade de resposta às variações da produção de energia eólica nos respetivos parques.

No caso de um dos conversores *onshore* ficar fora de serviço, a rede HVDC pode continuar a operar uma vez que a tensão DC da rede continua a ser regulada.

É esta última abordagem de controlo que é utilizada na parte experimental deste trabalho.

## 4.3 - Controlo da Tensão DC

Como é referido na secção anterior, o controlo da tensão DC é feito a partir de todos os conversores *onshore* que utilizam o *droop control* para esse fim, estabelecendo assim uma relação direta entre a potência injetada na rede AC e a tensão de referência em cada conversor *onshore*.

Cada conversor *onshore* define a tensão DC no respetivo terminal,  $V_{DC}$  como uma função da potência ativa injetada na rede AC,  $P_{out}$ , e da tensão de referência  $V_{DC\ set}$ , de acordo com a regra de controlo baseada na relação da Potência ativa / coeficiente  $K_{pv}$  [20]:

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

Onde  $V_{DCref}$  e  $K_{pv}$  são valores configuráveis e que podem ser parametrizados no conversor *onshore* pelo sistema de supervisão e controlo de acordo com a estratégia pretendida e, tendo em conta as características da rede AC.

O coeficiente  $K_{pv}$  corresponde ao declive da reta ilustrada na figura 4.1, que mostra a relação entre a tensão DC no conversor *onshore* e a potência injetada na rede AC. Este coeficiente permite alterar a relação entre a tensão e a potência possibilitando regular a quantidade de potência injetada nos vários terminais. Dessa forma, é possível interligar na mesma rede HVDC, conversores *onshore* de capacidades diferentes. É também possível estabelecer ligações da rede HVDC, a redes AC com menor capacidade de resposta às variações de potência injetada.

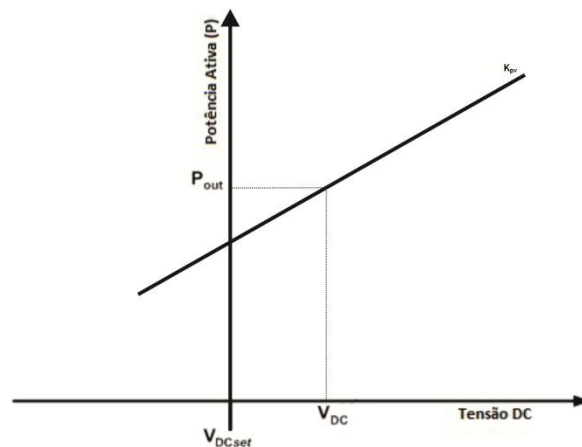


Figura 4.1- Drogagem Control P-V dos conversores *onshore*

Considerando dois conversores *onshore* 1 e 2 com *droop control P-V* cuja relação potência ativa/tensão DC é estabelecida por  $K_{pv} = \frac{V_{DC}}{P_{out}}$ , para se obter uma repartição de potência ativa em partes iguais na saída dos conversores *onshore*,  $K_{pv1}$  terá de ser igual a  $K_{pv2}$ . Se, a título de exemplo, se pretender que a potência de saída no conversor 2 seja o dobro da potência de saída do conversor 1, os parâmetros  $K_{pv}$  são os seguintes:

$$K_{pv1} = 2 \times K_{pv2}$$

Uma vez que,

$$P_{out1} = \frac{V_{DC}}{K_{pv1}}$$

$$P_{out2} = \frac{V_{DC}}{K_{pv2}}$$

Desta forma, para um menor  $K_{pv}$ , maior é a potência de saída nesse conversor, sendo portanto possível definir diferentes combinações dependendo da estratégia de controlo que se pretenda.

## 4.4 - Conclusão

No início do capítulo é apresentado o funcionamento do conversor *offshore* responsável pela injeção da potência gerada, na rede DC e pelo controlo da tensão AC e frequência do lado do parque eólico *offshore*. Para os estudos efetuados neste trabalho apenas se considerou o seu modo normal de funcionamento ou seja, toda a potência produzida pelo parque eólico *offshore* é injetada na rede HVDC.

Na secção 4.2 são abordadas duas formas de operação dos conversores *onshore*, concluindo que a solução ideal passa por colocar todos os conversores *onshore* a efetuar o controlo de tensão, mantendo assim um maior equilíbrio de tensão na rede e uma maior fiabilidade, um vez que, perante um defeito num conversor *onshore*, o controlo da tensão na rede é assegurado pelo(s) restante(s) conversor(es).

Por ultimo, é apresentado o controlo de tensão utilizado nos conversores *onshore*, o *droop control P-V*, onde a tensão DC é determinada em função da potência injetada e da tensão referência. Foi visto também que é possível alterar as características do *droop* ou seja, variar a relação entre a potência de saída dos conversores *onshore* e a tensão DC. Dessa forma é possível definir a repartição da potência produzida, pelos conversores *onshore*, através da alteração do coeficiente  $K_{pv}$ . Assim sendo, é possível tornar a rede multi-terminal mais flexível possibilitando ultrapassar algumas barreiras na sua interligação com a rede AC, como é o caso de redes mais fracas.

# Capítulo 5

## Apresentação e Análise de Resultados

Com o objetivo de testar a robustez das estratégias de controlo enunciadas no capítulo anterior, foram construídas várias topologias de redes HVDC multi-terminal modelizando os seus componentes conforme referido no capítulo 3, utilizando para isso a ferramenta Matlab/simulink. Neste capítulo são apresentadas as topologias testadas e a análise feita recai sobre a potência ativa e a tensão DC. São provocadas variações na potência produzida nos parques eólicos *offshore* para verificar o comportamento de cada rede, ao nível da potência ativa e tensão DC.

Outro dos objetivos é verificar a flexibilidade das redes implementadas e para tal, é também alterado o valor do coeficiente  $K_{pv}$ , com o intuito de variar a relação potência/tensão do *droop* dos conversores *onshore*, e assim obter repartições diferentes da potência ativa injetada na rede AC.

### 5.1 - Redes de Teste

Para um melhor estudo e avaliação da robustez das estratégias de controlo identificadas no capítulo anterior, foram modelizadas cinco topologias de rede HVDC multi-terminal. Para cada uma das redes são apresentados os resultados das simulações efetuadas, sendo que, para algumas topologias são apresentadas mais do que uma simulação, com condições iniciais diferentes, mais concretamente, os coeficientes  $k_{pv}$  do *droop control*. Nos gráficos de potência ativa analisados,  $P_{in}$  corresponde à potência injetada na rede HVDC pelos conversores *offshore* e  $P_{out}$ , corresponde à potência de saída nos conversores *onshore*, que é injetada na rede AC.

### 5.1.1 - Topologia 'H'

A topologia em 'H', representada na figura 5.1, como já foi referido na secção 2.8, pode resultar da interligação de duas ligações individuais já existentes sendo por isso, umas das mais fáceis de implementar.

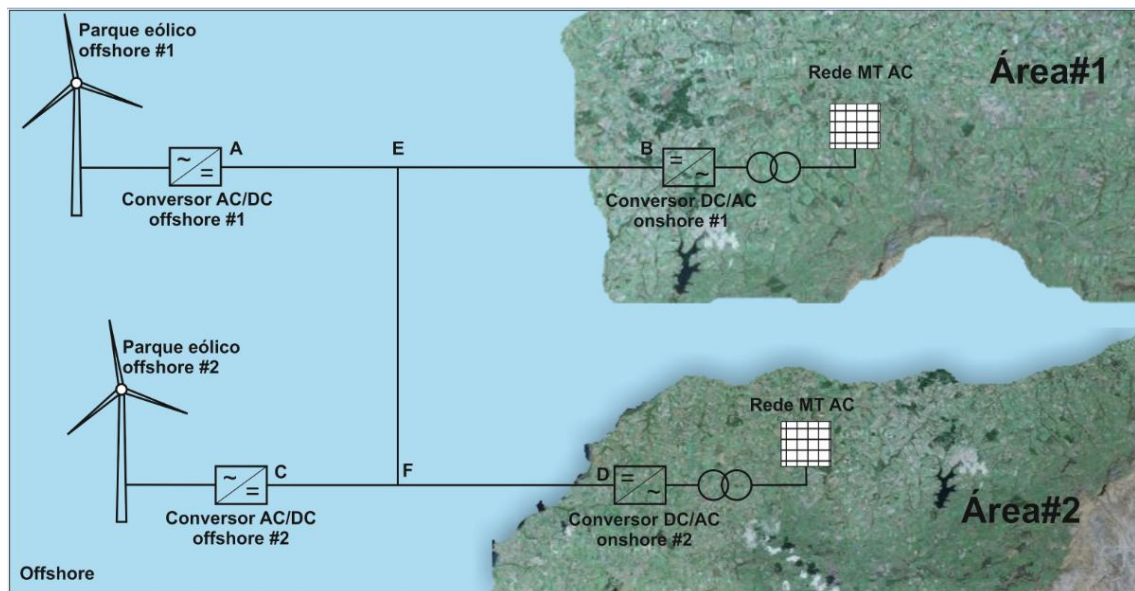


Figura 5.1- Esquema da rede com topologia em 'H'

Nas simulações efetuadas com esta topologia, foram arbitrados os comprimentos entre os vários nós. Na tabela 5.1 estão representados os comprimentos utilizados.

Tabela 5.1- Comprimentos das linhas da topologia 'H'

Ligação	Comprimento (Km)
A-E	75
E-B	150
C-F	50
F-D	100
E-F	100

Os conversores *onshore* têm definido um valor igual para o coeficiente  $K_{pv}$  do *droop P-V*, como demonstrado na tabela 5.2:

Tabela 5.2-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop P-V* dos conversores *onshore* da rede com topologia 'H'

$K_{pv}$ #1	0.05
$K_{pv}$ #2	0.05

Perante estas condições iniciais, são apresentados os resultados que traduzem o comportamento da rede perante uma variação da potência produzida num dos parques eólicos *offshore*. Desta forma, a figura 5.2 mostra as potências de entrada nos conversores *offshore* e as potências de saída nos dois terminais *onshore*. A figura 5.3 ilustra os níveis de tensão perante este cenário.

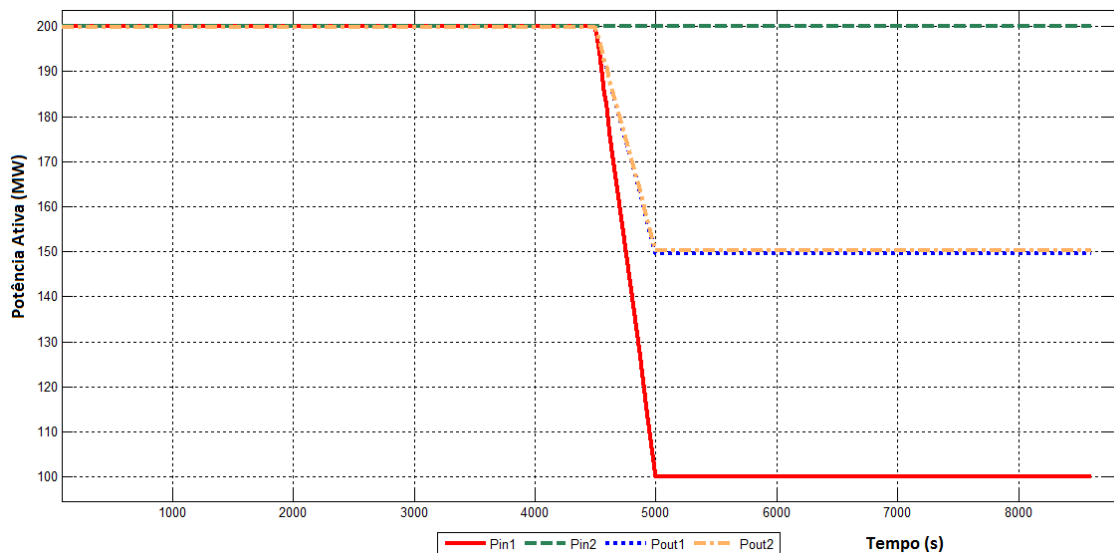


Figura 5.2-Potência Ativa na entrada dos conversores *offshore* e na saída dos conversores *onshore* da rede com topologia em 'H'

### Análise de Resultados

A partir da figura 5.2, é possível observar as alterações ocorridas nas potências de saída nos conversores *onshore* que correspondem à potência injetada na rede AC são repartidas em proporções iguais pelos dois terminais *onshore*. Neste cenário, os dois parques eólicos encontram-se a produzir 200 MW cada um, numa primeira fase, sendo por isso a potência injetada na rede DC por parte dos conversores *offshore*,  $P_{in1}$  e  $P_{in2}$ , de 200 MW cada. A potência injetada na rede AC é repartida de igual forma pelos dois terminais *onshore*,  $P_{out1}$  e  $P_{out2}$ , uma vez que o coeficiente do *droop P-V*,  $K_{pv}$ , dos respetivos conversores, tem valor igual. No instante de tempo 4500 s, o parque eólico da área 1 sofre uma redução na produção e passa a produzir 100 MW. A quebra de produção de 100 MW é também repartida em partes

iguais pelos dois terminais *onshore*, como é possível verificar pelas curvas  $P_{out1}$  e  $P_{out2}$ . Dessa forma, a potência injetada na rede AC em cada terminal sofre uma redução de apenas 50 MW.

Numa ligação ponto a ponto, a mesma variação de 100 MW no parque eólico *offshore* era automaticamente transmitida na totalidade para a rede AC, obrigando esta última a ter uma maior capacidade de resposta e flexibilidade.

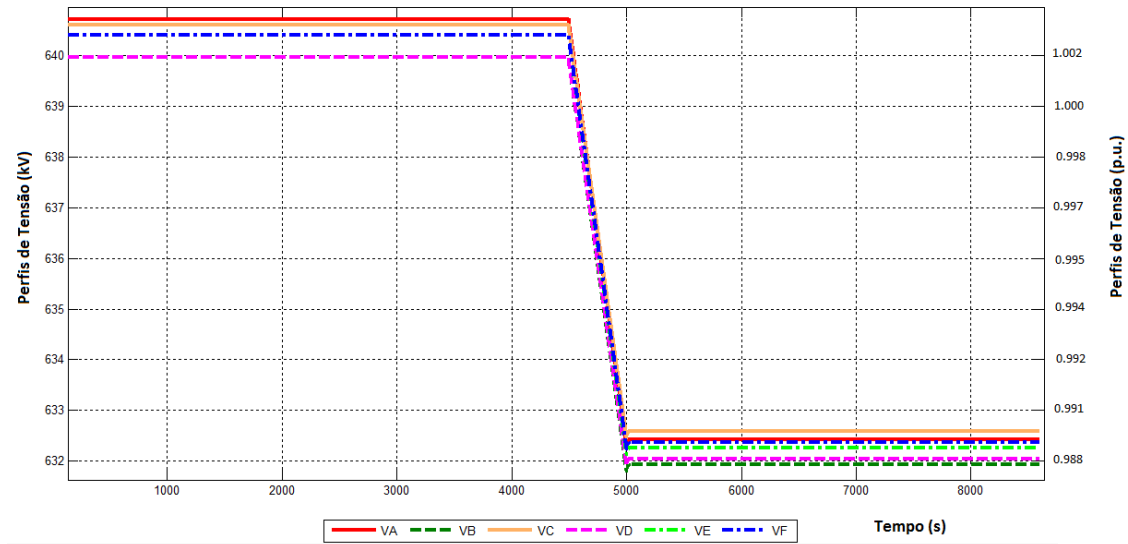


Figura 5.3-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em 'H'

Em relação aos perfis de tensão na rede DC, é possível observar na figura 5.3 que o nível de tensão varia de acordo com a variação da potência injetada na rede DC. Devido ao *droop control P-V* existente nos conversores *onshore*, e apresentado no capítulo anterior, a tensão DC acompanha as variações de potência mantendo desta forma o equilíbrio na rede DC. Como a tensão de referência é igual nos dois conversores, as tensões DC que neles se verifica tende a ser igual, sendo apenas afetada pelas perdas nos cabos. Neste caso, com a diminuição de potência injetada na rede DC, a tensão DC também diminui de acordo com o coeficiente  $K_{pv}$ . A tensão nos conversores *offshore* é ligeiramente superior à tensão nos conversores *onshore* devido às perdas que ocorrem na rede HVDC, uma vez que são considerados comprimentos elevados. A tensão nos nós E e F é igual até ao instante 4500 s, uma vez que não há transmissão de potência entre E e F. Depois do instante 5000 s, a tensão VF é superior à tensão VE uma vez que existe um fluxo de potência de 50 MW de F para E no sentido de equilibrar a potência ativa no terminal 1, e essa diferença de tensão deve-se às perdas na ligação F-E.



### 5.1.2 - Topologia 'H' com mais um terminal

Tendo como base a topologia anterior, foi adicionado um novo terminal *onshore*, equipado também com um conversor VSC com *droop control*. A rede construída está ilustrada na figura 5.2 e os respetivos comprimentos das linhas estão representados na tabela 5.3. Nos conversores *onshore* são novamente usados os coeficientes  $K_{pv}$ , do *droop P-V*, com o mesmo valor, como mostrado na tabela 5.4.

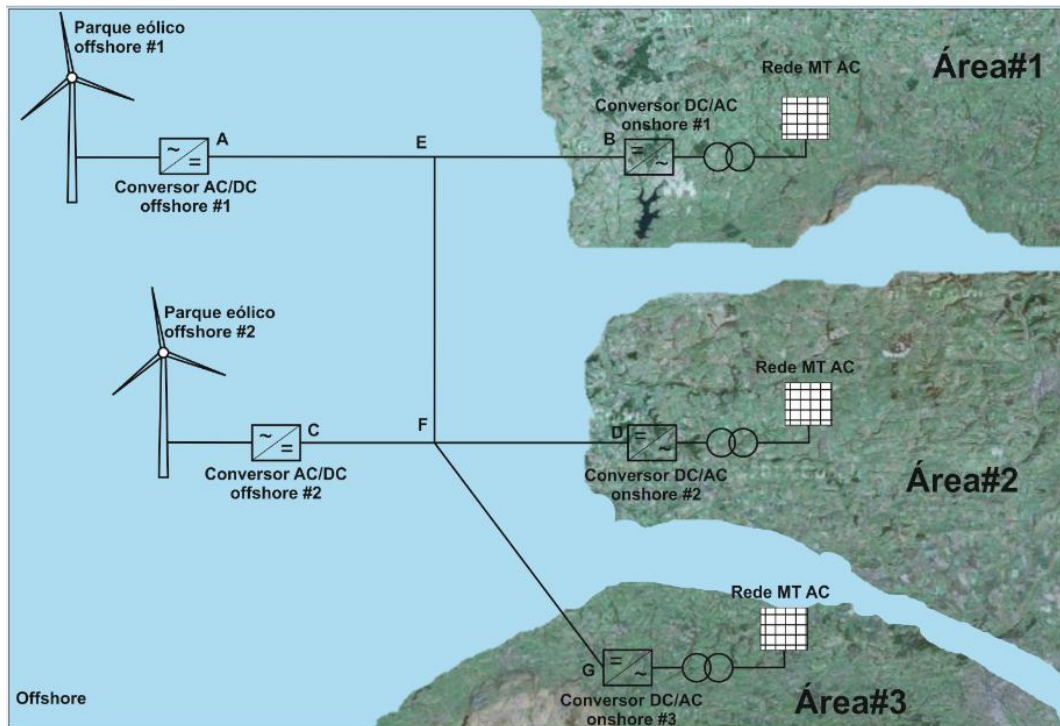


Figura 5.4- Esquema da topologia em 'H' com mais um terminal

Tabela 5.3-Comprimentos das linhas da rede com topologia em 'H' com mais um terminal

Ligação	Comprimento (Km)
A-E	75
E-B	150
C-F	50
F-D	100
E-F	100
F-G	200

Tabela 5.4-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop P-V* dos conversores *onshore* da rede com topologia 'H' com mais um terminal

$K_{pv}$ #1	0.05
$K_{pv}$ #2	0.05
$K_{pv}$ #3	0.05

Depois de definidas as condições iniciais, podem observar-se os resultados obtidos relativos ao comportamento da rede face às variações de produção, neste caso, nos dois parques eólicos *offshore*. A figura 5.5 demonstra as curvas relativas à potência ativa injetada na rede DC e à potência ativa entregue em cada terminal onshore, ou seja, injetada na rede AC em terra. A figura 5.6, por sua vez, mostra a evolução dos perfis de tensão nos vários nós da rede perante as condições iniciais definidas.

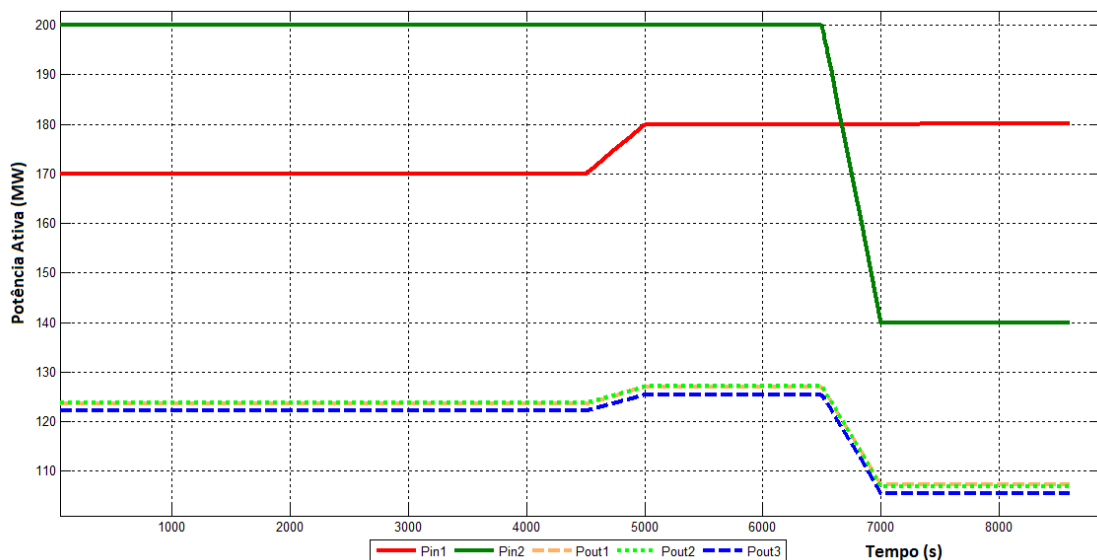


Figura 5.5-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia em 'H' com mais um terminal

### Análise de resultados

Para este cenário foram provocadas variações na potência gerada dos dois parques eólicos *offshore*, em instantes de tempo diferentes, como é possível observar pelas curvas  $P_{in1}$  e  $P_{in2}$  da figura 5.5. Os conversores *onshore*, por sua vez, partilham a potência injetada da rede DC em proporções iguais. Na verdade, pode verificar-se que a potências de saída de cada conversor *onshore*,  $P_{out}$ , não são exatamente iguais devido às perdas nas linhas de transmissão. A maior diferença ocorre no terminal 3 dado que o comprimento da linha F-G, é superior aos restantes e, como tal, as perdas são maiores.

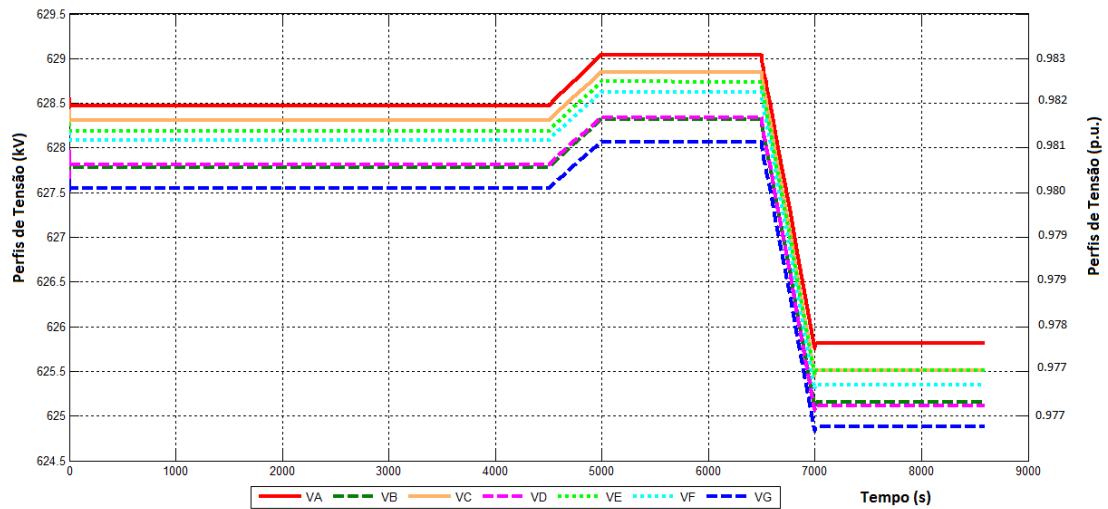


Figura 5.6-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em 'H' com mais um terminal

Em relação aos perfis de tensão é notório o equilíbrio existente em todos os nós da rede. Como se pode observar nas duas figuras, os níveis de tensão acompanham as variações de potência. A tensão no conversor *onshore* na área 3 é mais baixa em relação aos outros dois conversores, das áreas 1 e 2, devido às perdas na linha. As tensões nos conversores *onshore* da área 1 e 2 são praticamente iguais, no entanto, até ao instante 6500 s, a tensão VD é ligeiramente superior à tensão VB. A partir do instante 7000 s passa a tensão VB a ser ligeiramente superior à tensão VD. Este facto é explicado pela quebra de potência gerada no parque eólico *offshore* 2. Esta redução é compensada pelo parque eólico *offshore* 1, havendo por isso fluxo de potência no sentido E-F, e as perdas nessa linha provoca um desnivelamento das tensões. É de notar, portanto, a eficiência dos conversores *onshore* pela forma como mantêm o equilíbrio da rede perante as variações de potência ocorridas.

### 5.1.3 - Topologia em duplo 'H'

A topologia em duplo 'H', representada na figura 5.3 resulta da junção de duas topologias em 'H'. Consiste numa rede que interliga três parques eólicos *offshore* com três terminais *onshore*, de diferentes áreas. Esta é uma topologia mais complexa e é de todo o interesse verificar o comportamento da mesma. Os comprimentos das linhas são apresentados na tabela 5.5. Para esta topologia, são apresentados resultados de três simulações, com o objetivo de se verificar as alterações ocorridas na rede, perante diferentes valores dos coeficientes  $K_{pV}$ , do *droop P-V* dos conversores *onshore*.

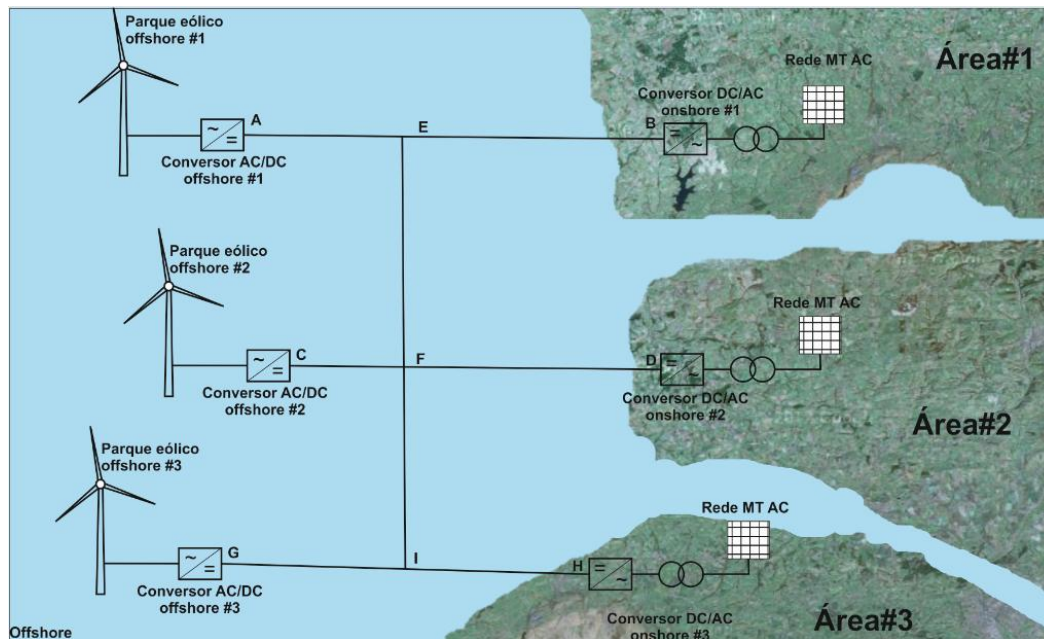


Figura 5.7-Esquema da rede com topologia em duplo 'H'

Tabela 5.5-Comprimentos das linhas da rede com topologia duplo 'H'

Ligação	Comprimento (Km)
A-E	75
E-B	100
C-F	50
F-D	100
E-F	100
F-I	100
G-I	100
I-H	150

### Simulação 1

Na primeira simulação, são utilizados coeficientes  $K_{pv}$  com igual valor, conforme apresentado na tabela 5.6. Em relação à potência gerada nos parques eólicos *offshore*, o parque 1 inicialmente não se encontra a produzir iniciando a sua produção apenas no instante 3500 s, com 40 MW. O parque 2 produz uma potência constante de 200 MW. O parque eólico 3 inicialmente produz 80 MW e a partir do instante 6500 s, a sua produção sobe para 130 MW.

Tabela 5.6-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop* P-V dos conversores *onshore* da rede com topologia duplo 'H' (simulação 1)

$K_{pv}$ #1	0.05
$K_{pv}$ #2	0.05
$K_{pv}$ #3	0.05

Na figura 5.8 estão apresentadas as curvas relativas à potência produzida pelos parques eólicos *offshore* e as potências injetadas nos três terminais *onshore*. Na figura 5.9 são mostrados os perfis de tensão dos vários nós da rede.

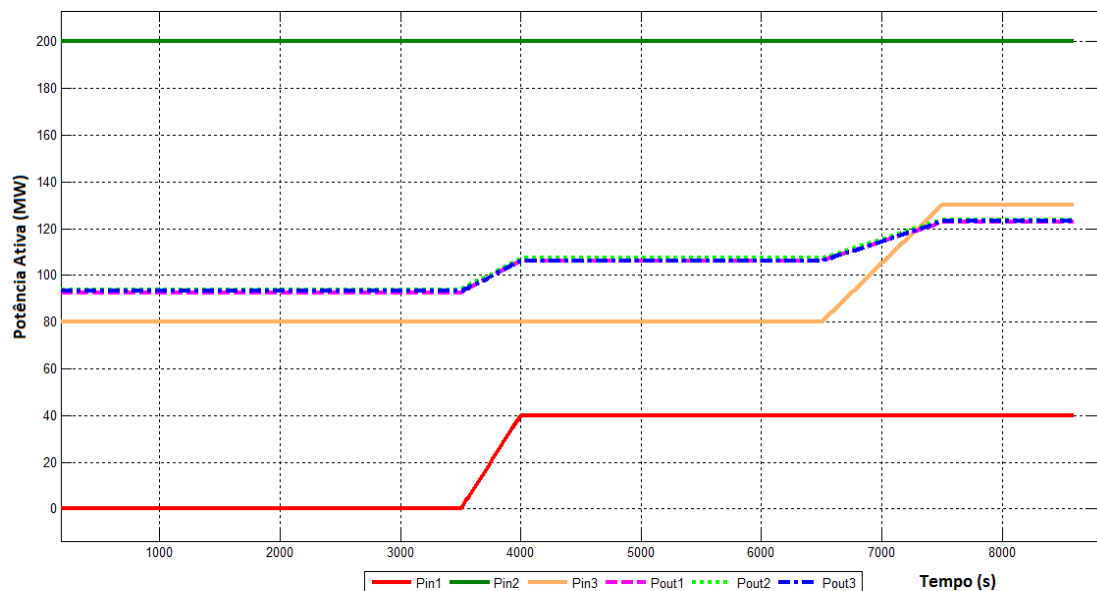


Figura 5.8-Potência Ativa na entrada dos conversores *offshore* e na saída dos conversores *onshore* da rede com topologia duplo 'H' (simulação 1)

### Análise de resultados

Como é possível observar na figura 5.8, a potência de saída nos três conversores *onshore* é igual. Existem apenas pequenas diferenças devido aos vários comprimentos dos cabos, e conseqüentemente, aos diferentes valores das perdas. A repartição de potência ativa é igual nos três terminais devido aos coeficientes  $K_{pv}$  terem valores iguais. Desta forma, as variações são atenuadas pelos três terminais.

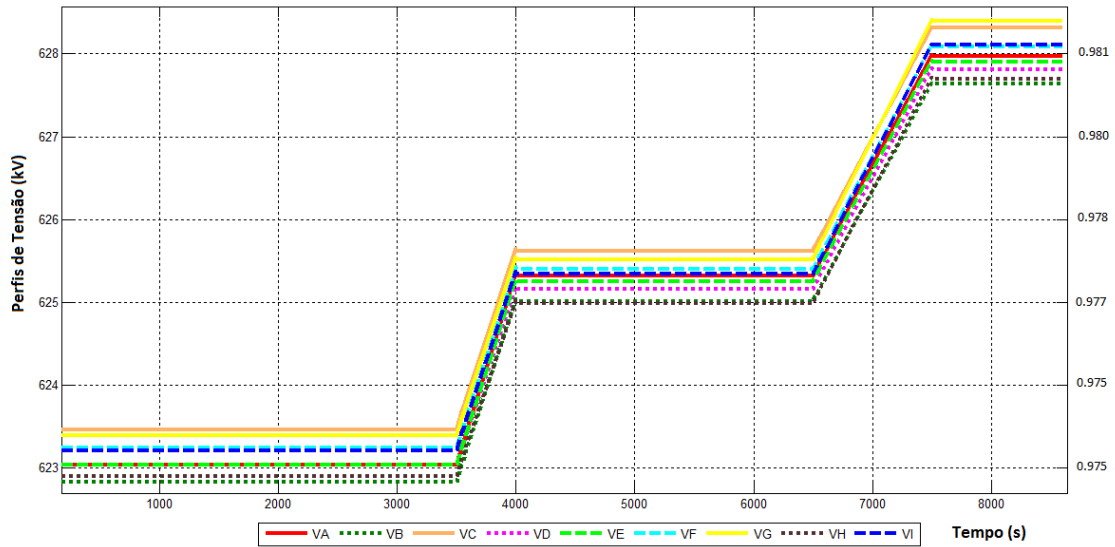


Figura 5.9-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia duplo 'H' (simulação 1)

Em relação aos perfis de tensão nos vários nós da rede DC, estas acompanham as variações da potência ativa injetada na rede DC, devido ao *droop control*. A tensão no ponto A, VA, tem o mesmo valor da tensão VE, até ao instante 3500 s, uma vez que até esse instante não existe fluxo de potência ativa entre A e E. Com o início da produção do parque eólico 1, a tensão VA aumenta uma vez que passa a haver fluxo de A para E e portanto, as perdas na ligação, desequilibram o nível de tensão nesses dois nós. Os níveis de tensão na rede, como já foi referido no capítulo 4, são estabelecidos pelos conversores *onshore*, e variam de acordo com a as variações de potência.

## Simulação 2

Na segunda simulação com a topologia em duplo 'H', é alterado o valor do coeficiente  $K_{pv}$  do *droop P-V* do conversor *onshore* da área 1, conforme apresentado na tabela 5.7. As restantes condições iniciais, como os comprimentos das linhas e potências geradas são mantidas iguais. Na figura 5.10 estão ilustradas as curvas da potência injetada na rede DC pelos conversores *offshore* e a potência de saída nos conversores *onshore*. Na figura 5.11 estão representados os perfis de tensão na rede DC.

Tabela 5.7-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop P-V* dos conversores *onshore* da rede com topologia duplo 'H' (simulação 2)

$K_{pv \#1}$	0.025
$K_{pv \#2}$	0.05
$K_{pv \#3}$	0.05

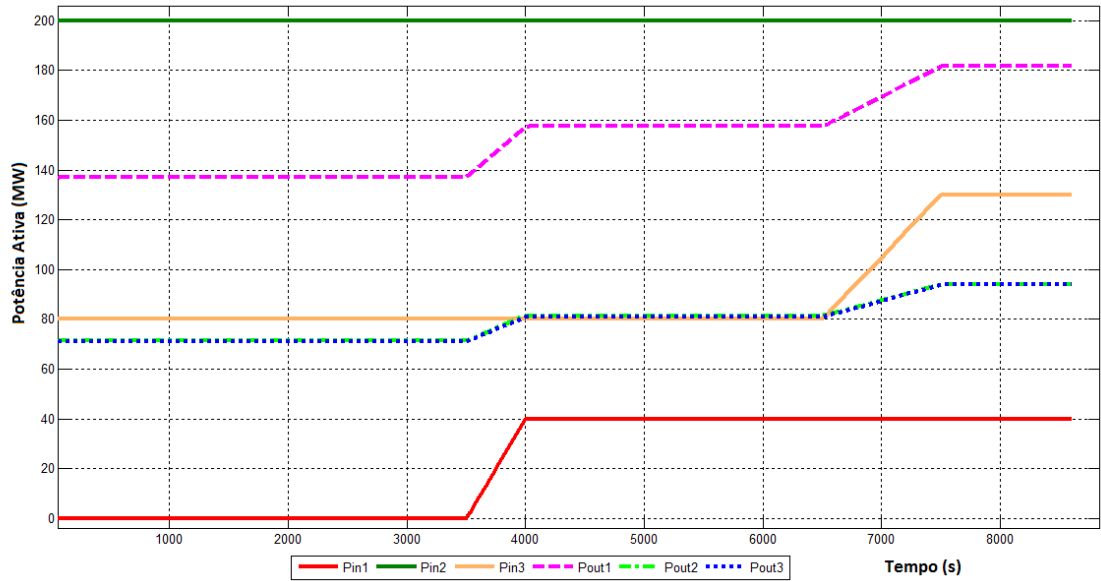


Figura 5.10-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia duplo ‘H’ (simulação 2)

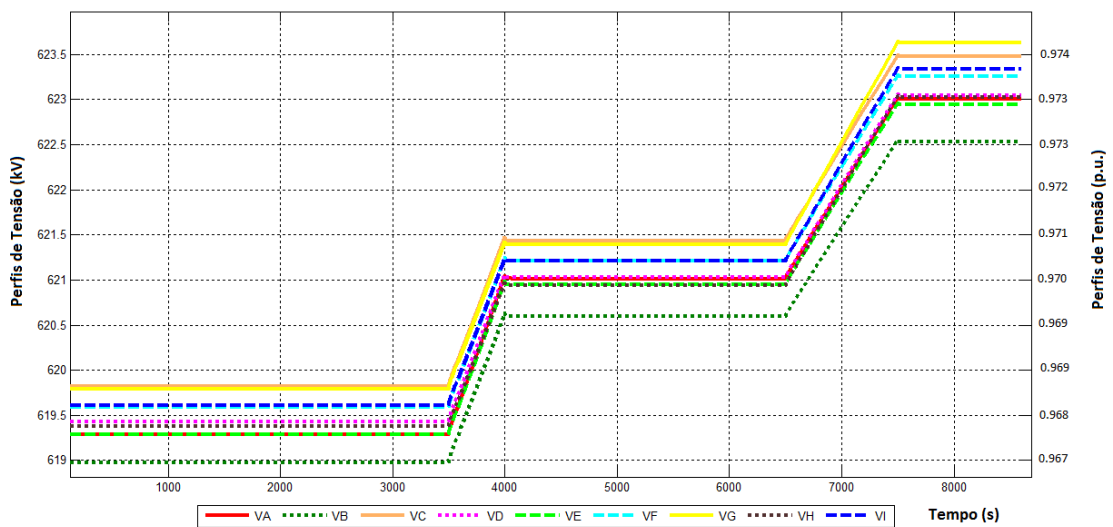


Figura 5.11-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia duplo ‘H’ (simulação 2)

**Análise de resultados**

Com a alteração do coeficiente  $K_{pv}$  no conversor *onshore* da área 1, a potência ativa injetada neste terminal passou a ser cerca 50% da potência total gerada, fora as perdas. A potência injetada nos terminais 2 e 3 é igual e cada um injeta cerca de 25% da potência gerada, na rede AC *onshore*. Este cenário é explicado pelas características do *droop*,

$$P_{out} = \frac{V_{DC}}{K_{pv}}$$

Desta forma, como  $K_{pv1}$  é metade de  $K_{pv2}$  e  $K_{pv3}$ , a potência de saída no conversor *onshore* 1 é o dobro da potência na saída dos conversores 2 e 3, fora as perdas.

Em relação aos perfis de tensão, e à semelhança das simulações anteriores, acompanham as variações da potência. O equilíbrio entre as tensões mantém-se uma vez que a tensão de referência nos conversores *onshore* é igual. Desta forma, torna-se viável interligar um conversor VSC *onshore* de capacidade superior com dois conversores de capacidade inferior, uma vez que é possível efetuar o controlo da potência na saída de cada conversor *onshore*.

### Simulação 3

Na terceira simulação com a topologia em duplo 'H', são utilizados diferentes coeficientes  $K_{pv}$  em cada conversor *onshore*, de acordo com a tabela 5.8. Na figura 5.12 estão ilustradas as curvas da potência injetada na rede DC pelos conversores *offshore* e a potência de saída nos conversores *onshore*. Na figura 5.13 estão representados os perfis de tensão na rede DC.

Tabela 5.8-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop* P-V dos conversores *onshore* da rede com topologia duplo'H' (simulação 3)

$K_{pv}$ #1	0.025
$K_{pv}$ #2	0.05
$K_{pv}$ #3	0.0125

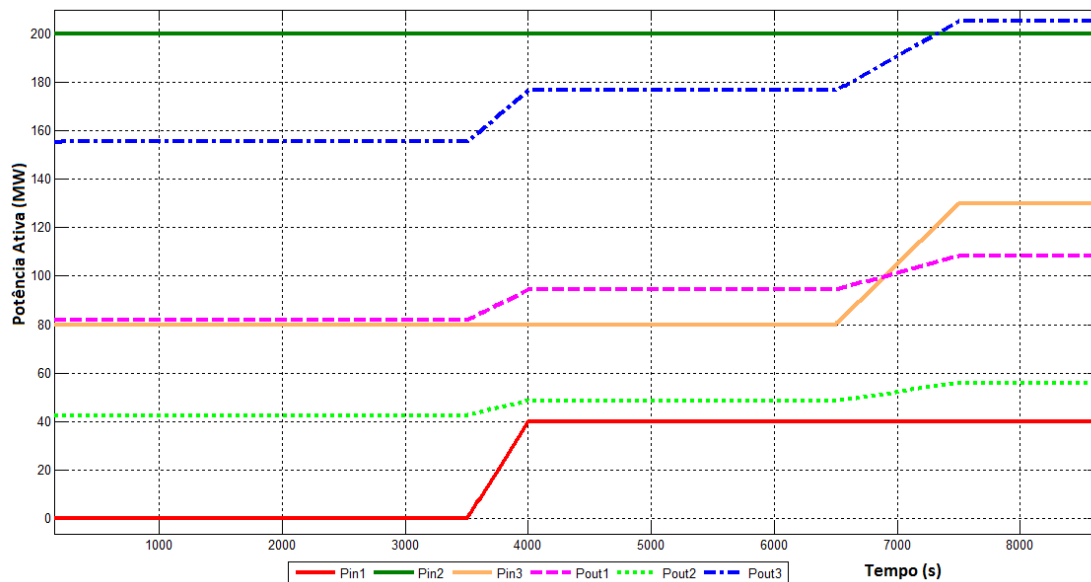


Figura 5.12-Potência Ativa na entrada dos conversores *offshore* e na saída dos conversores *onshore* da rede com topologia duplo 'H' (simulação 3)



## Análise de resultados

Nesta simulação, o destaque vai para os diferentes valores dos coeficientes  $K_{pv}$  do *droop control* utilizado nos conversores *onshore*. Como se pode observar pela figura 5.12, as potências na saída dos conversores são diferentes, sendo a potência no conversor *onshore* 1 cerca de metade da potência no conversor *onshore* 2 e a potência no conversor *onshore* 3, cerca de metade da potência no conversor *onshore* 1. Estas divisões devem-se ao *droop control* dos conversores *onshore*, uma vez que o valor do coeficiente  $K_{pv1}$  (0.25) é metade do valor do coeficiente  $K_{pv2}$  (0.05), e o valor do coeficiente  $K_{pv3}$  (0.0125), é metade do valor do coeficiente  $K_{pv1}$ . Como já foi visto, a potência na saída dos conversores *onshore* é inversamente proporcional a este coeficiente.

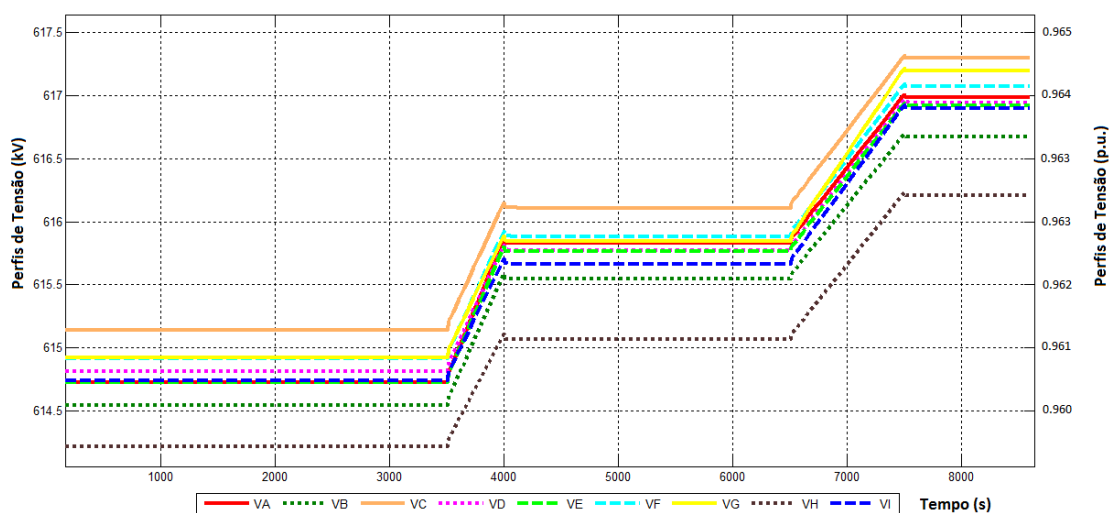


Figura 5.13-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia duplo 'H' (simulação 3)

Os perfis de tensão, acompanham as variações de potência segundo as características do *droop control*. No caso da tensão  $V_H$ , tem um valor mais baixo que as restantes, devido à alteração da relação potência ativa/tensão, havendo mais potência a fluir nesse sentido e portanto, as perdas no cabo DC dão origem a esta pequena diferença. Contudo, observando os valores de tensão, é possível verificar que existe um equilíbrio muito grande entre elas uma vez que a tensão de referência nos conversores *onshore* é igual.

### 5.1.4 - Topologia em Estrela

Esta topologia, como apresentado na secção 2.8, tem como base um nó central onde são ligados os parques eólicos *offshore* e, de onde têm origem as ligações até à rede AC em terra. A 'estrela' construída neste trabalho é constituída por três parques eólicos *offshore* e dois

terminais *onshore*, como se pode verificar na figura 5.4. Os comprimentos das linhas estão representados na tabela 5.9. Para esta topologia são apresentadas duas simulações.

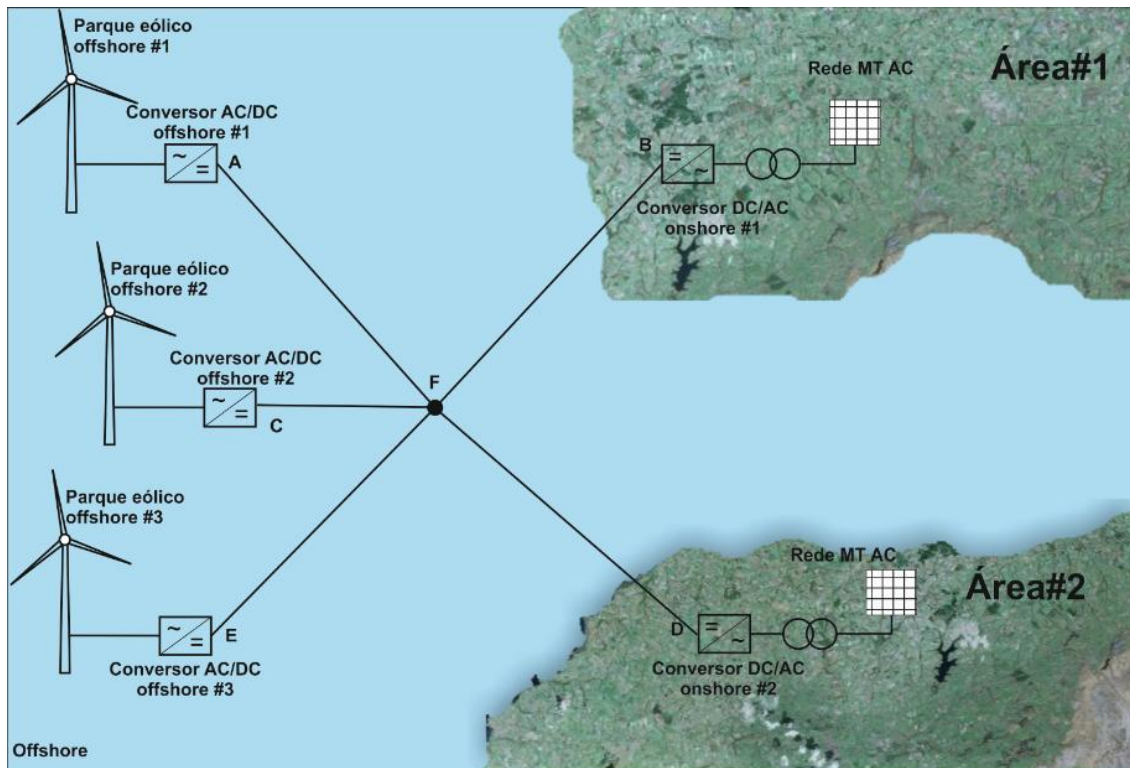


Figura 5.14- Esquema da rede com topologia em estrela

Tabela 5.9-Comprimentos das linhas da rede com topologia em estrela

Ligação	Comprimento (Km)
A-F	125
C-F	75
E-F	100
F-B	100
F-D	150

Nesta simulação, pretende-se verificar o comportamento da topologia em estrela perante as variações da produção dos parques eólicos *offshore*. Os coeficientes  $K_{pv}$  dos conversores *onshore* têm valor igual como é mostrado na tabela 5.10. Na figura 5.15 estão representadas as curvas relativas à potência injetada pelos conversores *offshore* na rede DC e as curvas da potência de saída dos conversores *onshore*.

Tabela 5.10-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop* P-V dos conversores *onshore* da rede com topologia em estrela (simulação 1)

$K_{pv}$ #1	0.05
$K_{pv}$ #2	0.05

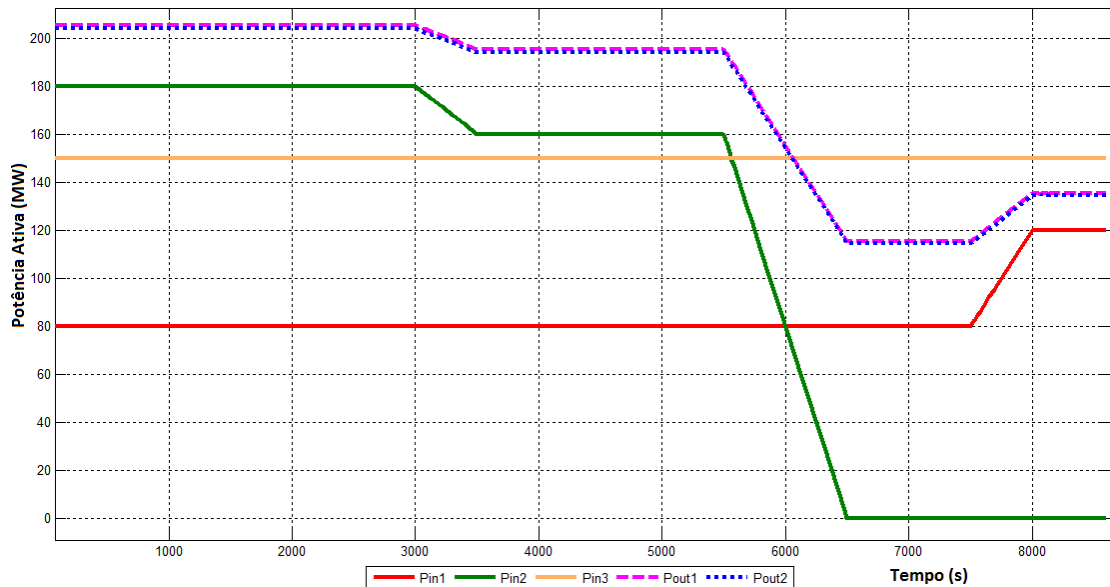


Figura 5.15-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia em estrela (simulação 1)

### Análise de Resultados

Pela análise da figura 5.15, verifica-se mais uma vez o bom desempenho dos conversores VSC *onshore* aplicados na topologia em estrela, uma vez que, a potência injetada na rede DC é repartida pelos dois terminais *onshore*, atenuando assim as variações ocorridas. No instante 5500s o parque eólico 1 deixa de produzir, havendo uma quebra de 160 MW. Com o *droop control*, essa quebra é repartida pelos dois conversores *onshore*, sendo mais fácil para o operador da rede AC, onde estão ligados os dois terminais da rede HVDC, lidar com este tipo de variações. A pequena diferença existente entre as potências injetadas na rede AC deve-se às perdas nos cabos uma vez que os comprimentos nos cabos são diferentes.

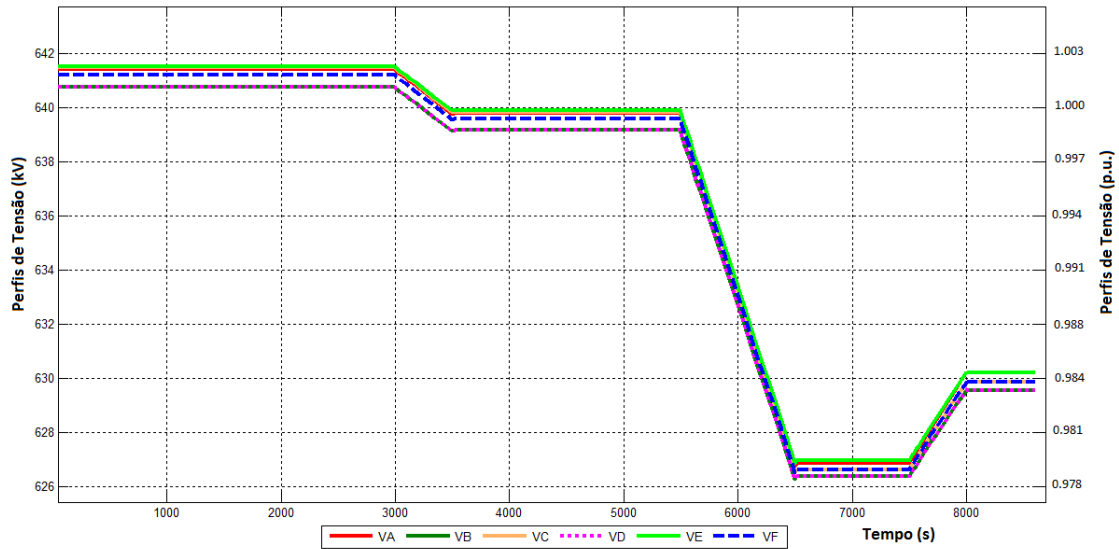


Figura 5.16-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em estrela (simulação 1)

Em relação aos perfis de tensão, representados na figura 5.12, é de notar o equilíbrio existente nos vários nós da rede HVDC, e a variação dos perfis de tensão de acordo com as variações de potência. É de destacar ainda a capacidade de resposta da rede HVDC ao abaixamento de produção de um dos parques, chegando mesmo a zero, sendo mantido o equilíbrio de tensão em todos os nós.

## Simulação 2

Nesta simulação, são modificados os valores dos coeficientes  $K_{pv}$  do *droop control*, como mostra a tabela 5.11. Na figura 5.17 estão representadas as curvas relativas à potência injetada na rede DC pelos conversores *offshore* e a potência de saída nos conversores *onshore*. Na figura 5.18 são mostrados os perfis de tensão nos vários nós da rede.

Tabela 5.11-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop P-V* dos conversores *onshore* da rede com topologia em estrela (simulação 2)

$K_{pv}$ #1	0.025
$K_{pv}$ #2	0.05

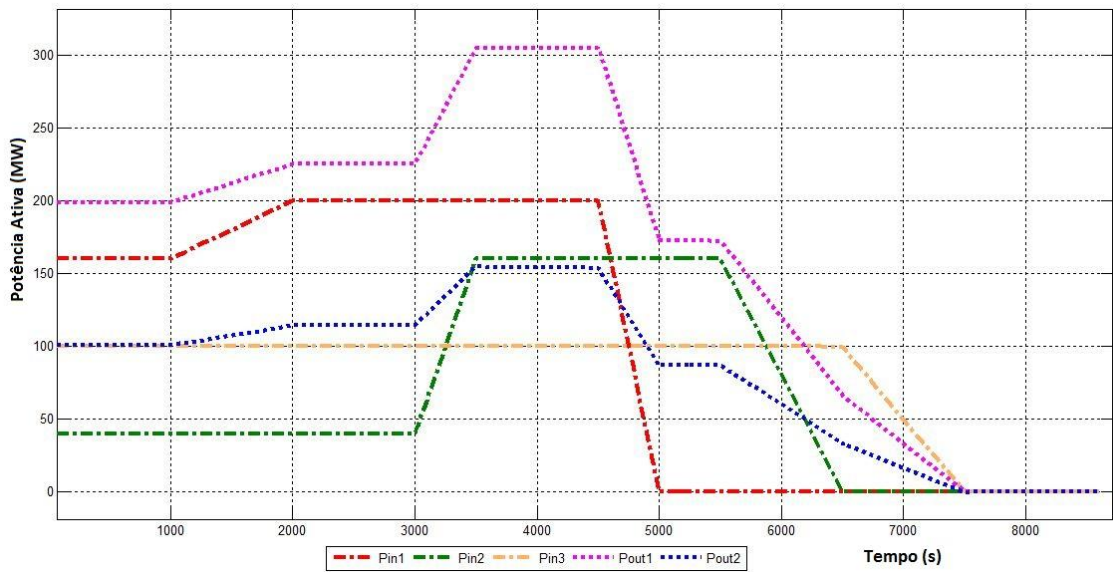


Figura 5.17-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia em estrela (simulação 2)

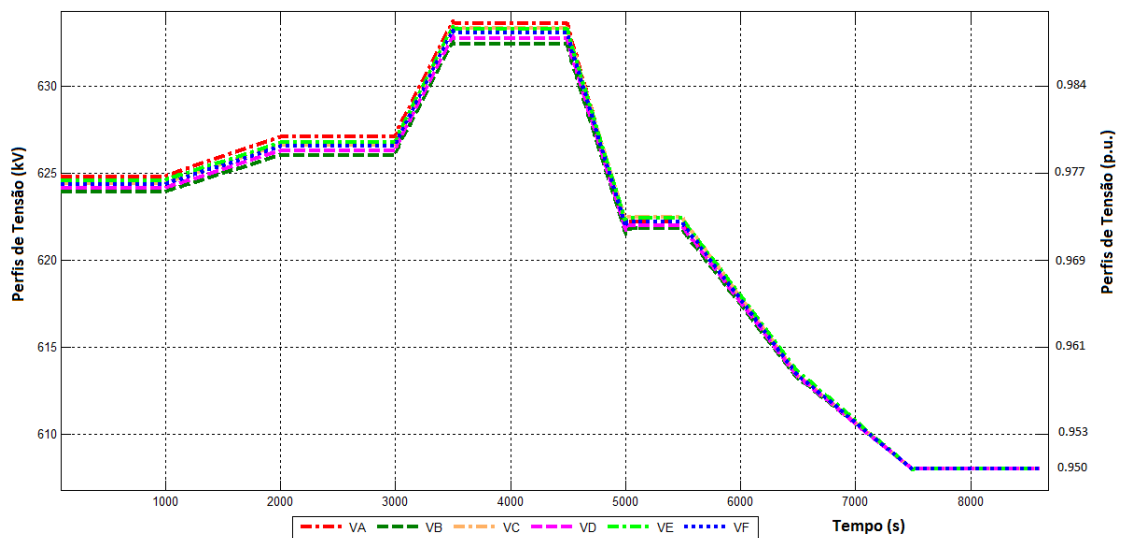


Figura 5.18-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia em estrela (simulação 2)

### Análise de resultados

Nesta simulação, a potência injetada na rede HVDC é repartida de forma diferente pelos dois terminais, uma vez que os coeficientes  $K_{pv}$  do *droop control* também são diferentes. A potência na saída do conversor *onshore* na área 2 é metade da potência na saída do conversor *onshore* da área 1, uma vez que o coeficiente  $K_{pv2}$  é o dobro do coeficiente  $K_{pv1}$ . Dessa forma, as variações da potência gerada são mais acentuadas no conversor *onshore* da área 1, sendo

por isso necessário uma maior capacidade deste último bem como uma maior capacidade de resposta da rede AC nesta área.

A partir do instante 7500s, deixa de haver produção de energia eólica nos parques *offshore*, deixando de haver portanto fluxo de potência na rede HVDC. Perante esta situação, e observando a figura 5.14 dos perfis de tensão, pode-se verificar que a rede mantém o nível de tensão em todos os nós no valor de referência, 0,95 p.u. como definido no *droop control* dos conversores *onshore*. Esta simulação permite verificar o bom funcionamento deste tipo de controlo e a tendência da tensão em convergir para o valor de referência, dependendo da potência ativa que esteja a ser injetada.

A principal desvantagem desta topologia está relacionada com reduzida fiabilidade, dado que, se ocorrer alguma perturbação no nó central, F, todo o sistema fica fora de serviço.

### 5.1.5 - Topologia simples

Esta topologia é constituída por dois parques eólicos *offshore* e dois terminais *onshore*. É uma topologia simples e mais económica uma vez que tem apenas três ligações, como se pode verificar na figura 5.5. Os respetivos comprimentos estão representados na tabela 5.12. Para esta topologia foram realizadas duas simulações.

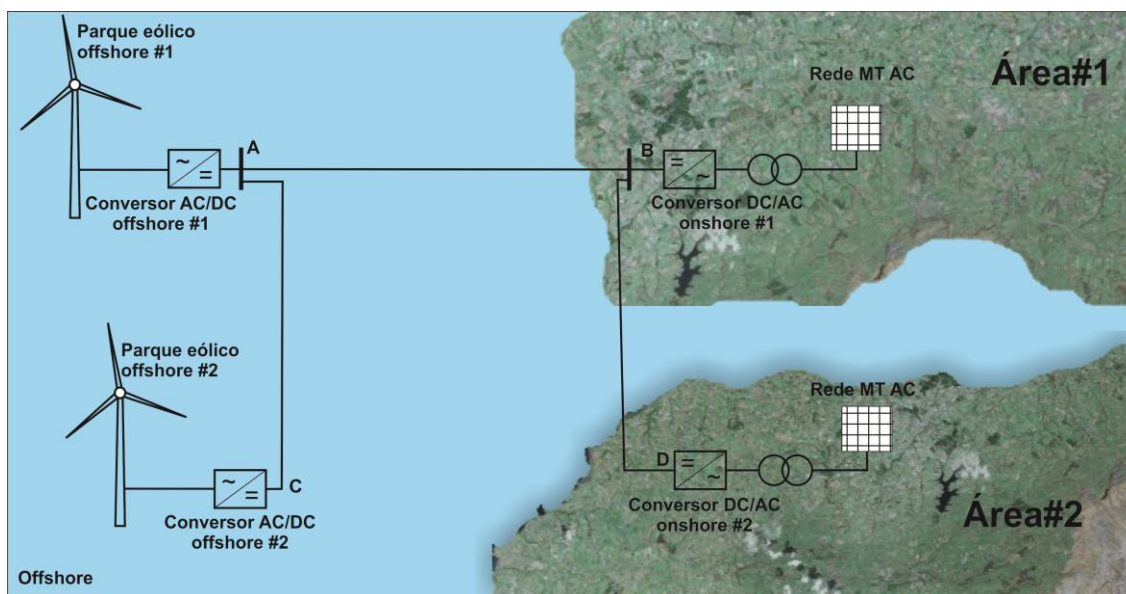


Figura 5.19-Esquema da rede com topologia simples

#### Simulação 1

Nesta simulação, são utilizados coeficientes  $K_{pv}$  iguais, como mostrado na tabela 5.12. Em relação aos parques eólicos *offshore*, é simulada a paragem de produção de um dos parques e o seu regresso à produção. Na figura 5.21 estão representadas as variações da potência injetada na rede HVDC pelos conversores *offshore* e a potência de saída nos conversores *onshore* que é injetada da rede AC. Na figura 5.21 mostra os perfis de tensão na rede HVDC.

Tabela 5.12-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop* P-V dos conversores *onshore* da rede com topologia simples (simulação 1)

Ligação	Comprimento (Km)
A-C	100
A-B	150
B-D	75

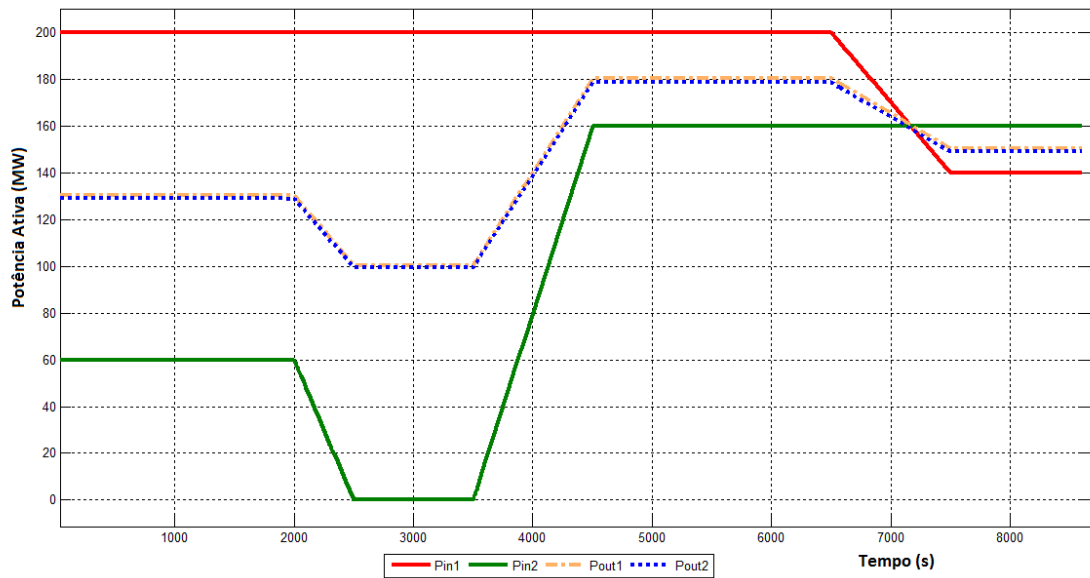


Figura 5.20-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia simples (simulação 1)

### Análise de Resultados

Numa primeira fase, o parque eólico 1 encontra-se a produzir no seu máximo, 200 MW e o parque eólico 2, produz 60 MW. No instante 2000s, o parque eólico 2 começa a diminuir a potência gerada chegando mesmo até zero, como se pode observar na figura 5.20. Esta variação é partilhada de igual forma pelos conversores *onshore*. A potência na saída do conversor *onshore* 1 é ligeiramente superior à potência na saída do conversor *onshore* 2 devido às perdas de potência na linha B-D.

Os perfis de tensão da rede HVDC acompanham as variações da potência, mantendo o equilíbrio quando o parque eólico 2 deixa de produzir, uma vez que a tensão DC é definida e controlada pelos conversores *onshore* como já foi referido. A tensão é inferior nos terminais *onshore* devido às perdas no cabo da ligação entre o conversor *offshore* 1 e o conversor *onshore* 1.

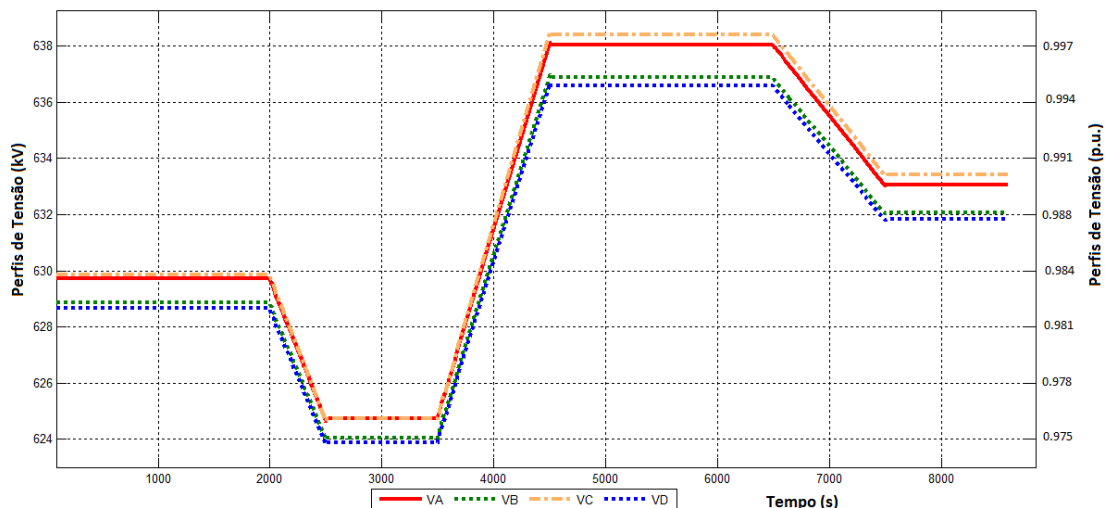


Figura 5.21-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia simples (simulação 1)

## Simulação 2

Nesta simulação, os coeficientes  $K_{pv}$  são alterados de acordo com a tabela 5.13. Em relação à produção dos parques eólicos *offshore*, é simulado a saída de serviço do parque eólico 1. Os resultados das potências injetadas na rede HVDC pelos conversores *offshore* e as potências de saída dos conversores *onshore* estão representadas na figura 5.22. Os perfis de tensão na rede HVDC estão representados na figura 5.23.

Tabela 5.13-Coefficientes  $K_{pv}$  do *droop P-V* dos conversores *onshore* da rede com topologia simples (simulação 2)

$K_{pv} \#1$	0.02
$K_{pv} \#2$	0.06

## Análise de Resultados

Pode-se observar na figura 5.22 a diferente repartição da potência nos dois terminais, sendo a potência de saída do conversor *onshore* 2, cerca de um terço da potência na saída do conversor *onshore* 1. Esta repartição deve-se aos valores dos coeficientes  $K_{pv}$  do *droop control* que. Como se pode observar na tabela 5.13, o  $K_{pv1}$  é um terço do  $K_{pv2}$ .

No instante 8000s, o parque eólico fica fora de serviço. Esta saída pode ser devido a um defeito na rede AC do parque eólico *offshore* ou mesmo no conversor VSC *offshore*. Serve no entanto entanto este cenário para mostrar a continuidade de operação da rede, depois desta quebra, dado que a potência gerada no parque eólico 2, continua a ser transmitida até aos terminais *onshore*.



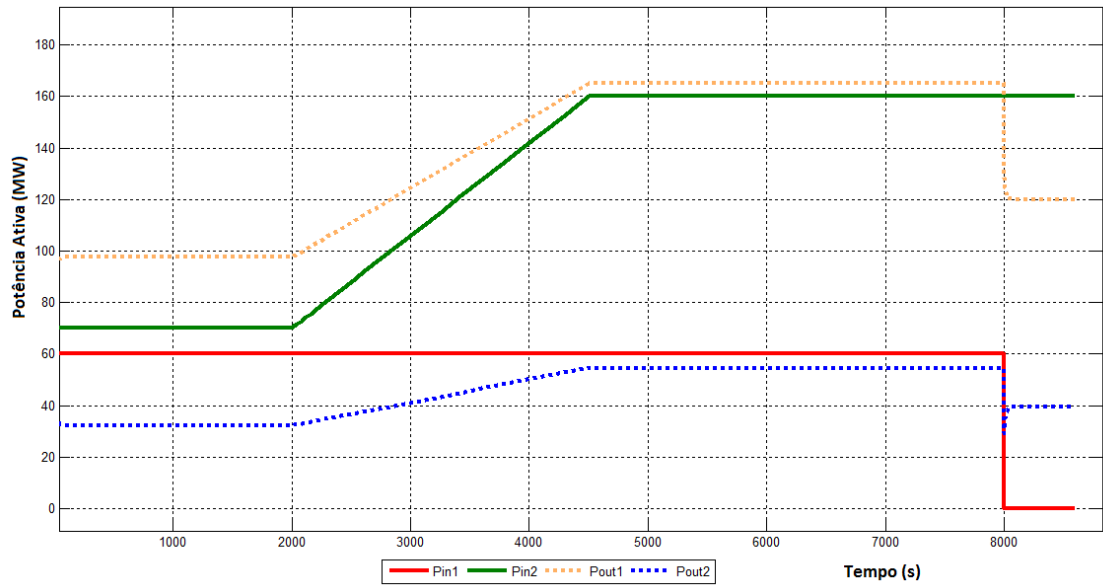


Figura 5.22-Potência Ativa na entrada dos conversores offshore e na saída dos conversores onshore da rede com topologia simples (simulação 2)

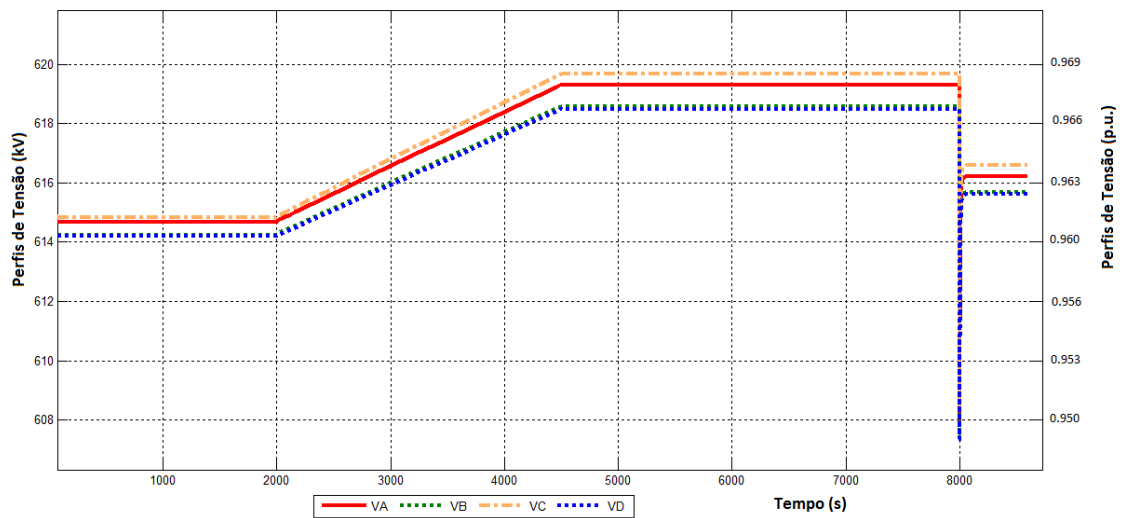


Figura 5.23-Perfis de tensão em todos os nós da rede com topologia simples (simulação 2)

No que diz respeito aos perfis de tensão, pode observar-se pela figura 5.23 que as tensões nos vários nós da rede acompanham as variações da potência e mantêm o equilíbrio até ao instante 8000 s. Nesse preciso momento, com a saída instantânea do parque eólico 1, verifica-se uma oscilação nos níveis de tensão, que rapidamente é recuperada. No entanto, mesmo com a saída de serviço do parque eólico 1, os níveis de tensão são restabelecidos, inclusive o do nó A, possibilitando assim o fluxo de potência desde o nó C até aos terminais *onshore*.

## 5.2 - Conclusão

Neste capítulo são analisados os comportamentos de várias topologias de redes HVDC multi-terminal face às variações da potência produzida pelos parques eólicos *offshore*. Para cada uma delas, verifica-se o bom funcionamento do *droop control* quer ao nível da repartição da potência ativa quer ao nível do controlo de tensão DC. Perante as variações da potência produzida, verifica-se que as tensões DC acompanham essa alteração segundo o parâmetro  $K_{pv}$  do *droop* e que mantém o equilíbrio segundo a tensão de referência definida nos conversores *onshore*. Constatou-se também que, ao definir o parâmetro  $K_{pv}$  nos conversores *onshore* com igual valor, a repartição de potência ativa nos terminais *onshore* da rede HVDC é igual, havendo uma pequena diferença devido às perdas nas linhas. Com a alteração do parâmetro  $K_{pv}$ , a característica do *droop* é modificada permitindo assim repartir a potência ativa produzida em partes diferentes. Desta forma, é notória a flexibilidade das redes HVDC multi-terminal com *droop control* nos conversores *onshore* uma vez que, como se pôde verificar, é possível estabelecer uma relação entre os parâmetros de cada conversor, permitindo obter quantidades de potência diferentes em cada terminal *onshore*.

No caso em que os parques eólicos reduzem gradualmente a sua produção até zero, a tensão na rede é igual à tensão de referência, que neste caso é 0.95 p.u. (640 kV).

# Capítulo 6

## Conclusões e Trabalhos Futuros

### 6.1 - Conclusões

Enquadrada pela necessidade criar soluções para o transporte de energia produzida por parques eólicos *offshore* e criar soluções complementares para a interligação de redes continentais já existentes, a dissertação que agora termina contribui assim para o conhecimento de algumas potencialidades da tecnologia VSC utilizada no controlo de potência ativa e tensão DC em redes HVDC multi-terminal. Este trabalho incidiu essencialmente sobre o estudo do comportamento de várias topologias de rede multi-terminal, analisando por um lado a sua robustez e capacidade de resposta às variações de potência provocada pelo comportamento inconstante do vento e, por outro, a capacidade de controlar o fluxo de potência ativa em cada ponto de ligação à rede AC terrestre.

Desta forma, no início do documento, foi feita uma pequena introdução aos parques eólicos *offshore* verificando os principais aspetos que levam à sua implementação, tais como a escassez de espaço em terra e a maior disponibilidade e qualidade do recurso eólico no mar. Verificou-se também o enquadramento deste tipo de produção de energia na europa, a curto e a longo prazo constatando-se que, no futuro, está prevista a integração de milhares de *megawatt* de potência instalada em parques eólicos *offshore* no continente europeu, com destaque para os países banhados pelo mar do norte. Esta integração massiva de parques eólicos *offshore* leva à necessidade de se criar soluções técnicas, nomeadamente ao nível da transmissão de energia, que sejam capazes de corresponder às grandes quantidades de potência instalada e a distâncias porventura elevadas. Dos sistemas de transmissão analisados, a transmissão em corrente alternada é posta de parte uma vez que para longas distâncias deixa de ser técnica e economicamente viável, como foi referido. Em relação à transmissão em corrente contínua, a transmissão HVDC-VSC é a única capaz de operar em redes multi-terminal devido às suas vantagens, principalmente a sua capacidade de controlo independente do fluxo de potência ativa e reativa e ao controlo de tensão DC. A tecnologia HVDC-LCC apesar de apresentar menos perdas no sistema comparativamente à tecnologia VSC, é descartada para o controlo de redes multi-terminal, devido às suas limitações, como é o caso da impossibilidade de controlar independentemente a potência ativa e reativa.

Considerando uma rede HVDC multi-terminal com conversores VSC, foi necessário definir estratégias de controlo para o fluxo de potência e tensão DC, de forma a manter o equilíbrio

da rede HVDC perante as variações da potência produzida. Dessa forma concluiu-se que a melhor forma de operação das redes multi-terminal seria instalar em todos os conversores *onshore* um controlo que possibilitasse relacionar as variações de potência com a tensão DC (*droop control*). Como se pôde verificar, utilizando o *droop control P-V*, a tensão DC acompanha as variações de potência ativa produzida pelos parques eólicos *offshore*, mantendo desta forma o equilíbrio nas várias redes HVDC testadas. Alterando a característica do *droop*, através da modificação do coeficiente  $K_{pv}$ , é possível controlar a potência ativa injetada na rede AC em cada terminal. Isto é, a repartição da potência produzida pode ser repartida em partes iguais ou em proporções diferentes. Foi visto que, ao aumentar a quantidade de potência num terminal, uma variação de potência será mais acentuada nesse ponto. Desta forma, existe uma grande flexibilidade de operação, podendo variar as quantidades de potência ativa injetada na rede AC, atendendo às suas características técnicas. Ou seja, uma rede mais fraca pode não ter capacidade de resposta para grandes variações de potência, sendo nesse caso possível, limitar a potência injetada nesse ponto de forma a atenuar as variações da produção. Da mesma forma, poderá ser possível aproveitar as condições de medrado nas diferentes áreas *onshore*, havendo mais flexibilidade nas interligações.

Conclui-se portanto que os objetivos do trabalho foram alcançados, demonstrando o comportamento de cinco topologias de rede HVDC multi-terminal diferentes, nomeadamente a sua capacidade de resposta às variações da potência gerada e a sua flexibilidade no controlo de potência ativa entregue à rede AC.

## 6.2 - Desenvolvimento Futuro

Nesta dissertação foram estudadas soluções para o controlo de potência ativa em várias topologias de redes HVDC multi-terminal. Neste seguimento, seria interessante incluir neste estudo o controlo de potência reativa, nas várias topologias desenvolvidas, analisando assim a capacidade da tecnologia VSC no que diz respeito ao controlo de potência reativa. Seria também de todo o interesse estudar a capacidade das redes implementadas, no fornecimento de serviços auxiliares à rede AC, como é o caso do controlo primário e secundário de frequência e capacidade de sobrevivência a cavas de tensão simétricas e assimétricas, para perceber até que ponto esses serviços podem contribuir para uma maior estabilidade do sistema elétrico terrestre.

Por último, o estudo de trocas de potência entre diferentes áreas AC, recorrendo à rede HVDC, no sentido de eliminar barreiras resultantes de possíveis limitações em termos de capacidade de interligação, também seria uma temática interessante podendo porventura criar condições para flexibilização do mercado energético.

## Referências

- [1] *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, 2009.
- [2] "Global Wind Statistics 2011," Global Wind Energy Council Feb. 2012.
- [3] "Pure Power- Wind energy targets for 2020 and 2030," EWEA2011.
- [4] K. Bell, D. Cirio, A. M. Denis, L. He, C. C. Liu, G. Migliavacca, C. Moreira, and P. Panciatici, "Economic and technical criteria for designing future off-shore HVDC grids," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010 *IEEE PES*, 2010, pp. 1-8.
- [5] "Offshore Wind in Europe," KPMG, 2010.
- [6] "OffshoreGrid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe," EWEA.
- [7] N. B. Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann, "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 916-927, 2006.
- [8] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, L. John Wiley & Sons, ed. Stockholm, Sweden, 2005.
- [9] T. Ackermann, "Transmission Systems for Offshore Wind Farms," *Power Engineering Review*, *IEEE*, vol. 22, pp. 23-27, 2002.
- [10] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, R. King, and N. Jenkins, "Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 271-281, 2011.
- [11] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia, uma análise sistêmica*, 2005.
- [12] R. Sharma, T. W. Rasmussen, K. H. Jensen, and V. Akamatov, "Modular VSC converter based HVDC power transmission from offshore wind power plant: Compared to the conventional HVAC system," in *Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, 2010 *IEEE*, 2010, pp. 1-6.
- [13] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Voltage-current characteristics of multiterminal HVDC-VSC for offshore wind farms," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 440-450, 2011.
- [14] N. M. Kirby, X. Lie, M. Lockett, and W. Siepmann, "HVDC transmission for large offshore wind farms," *Power Engineering Journal*, vol. 16, pp. 135-141, 2002.
- [15] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, 1998.
- [16] I. M. de Alegria, J. L. Martín, I. Kortabarria, J. Andreu, and P. I. Ereño, "Transmission alternatives for offshore electrical power," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1027-1038, 2009.
- [17] F. M. F. d. Silva, "Offshore Wind Parks Electrical Connection," Instituto Superior Técnico Universidade Técnica de Lisboa, 2008.
- [18] P. Kundur, *Power System Stability and Control*.
- [19] A.-K. Skytt, P. Holmberg, and L.-E. Juhlin. (2001), HVDC Light for connection of wind farms.
- [20] J. Jesus, R. Castro, and J. M. F. d. Jesus. HVDC Connection of Offshore Wind Parks: VSC vs LCC with STATCOM.
- [21] "It's time to connect - Technical description of HVDC Light technology," ABB2006.

- [22] B. J. L. Tavares, "Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC," FEUP, 2010.
- [23] B. Silva, C. L. Moreira, L. Seca, Y. Phulpin, and J. A. Pecas Lopes, "Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. PP, pp. 1-1, 2012.
- [24] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 2, pp. 123-138, 2008.
- [25] S. Cole, J. Beerten, and R. Belmans, "Generalized Dynamic VSC MTDC Model for Power System Stability Studies," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, pp. 1655-1662, 2010.
- [26] J. Reeve, "Multiterminal HVDC Power Systems," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-99, pp. 729-737, 1980.
- [27] L. Jun, J. Tianjun, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake, and N. Jenkins, "Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 2596-2604, 2011.
- [28] "High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange," Siemens.

# Anexo A

## Parâmetros dos cabos DC das redes MTDC

Tabela A.1-Parâmetros dos cabos DC das redes MTDC

Resistência ( $\Omega$ )	$1,39 \times 10^{-2}$
Indutância (H)	$1,59 \times 10^{-4}$
Capacitância (F)	$200 \times 10^{-4}$





## Anexo B

# Circuitos Equivalentes das Topologias de Rede HVDC Multi-Terminal

### I. Topologia em 'H' com mais um terminal

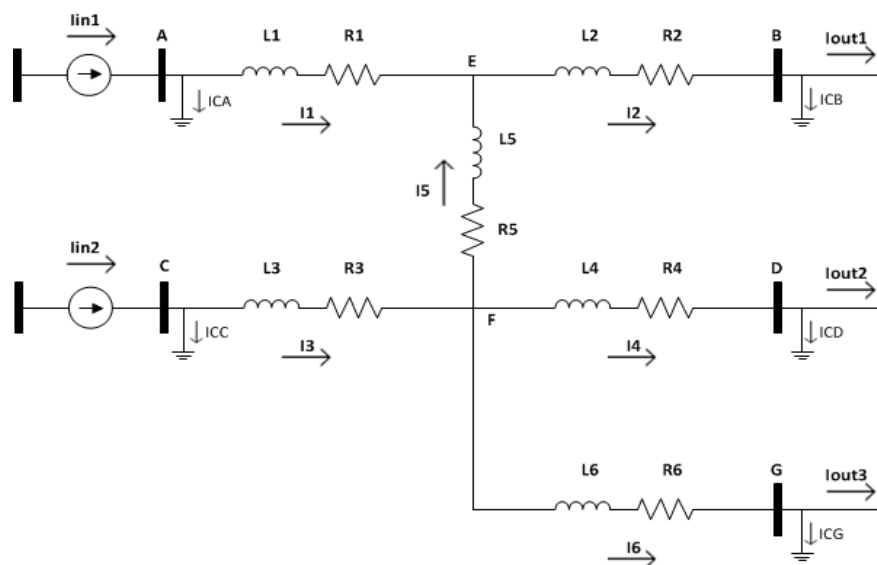


Figura B.1-Circuito equivalente da topologia 'H' com mais um terminal

## II. Topologia duplo 'H'

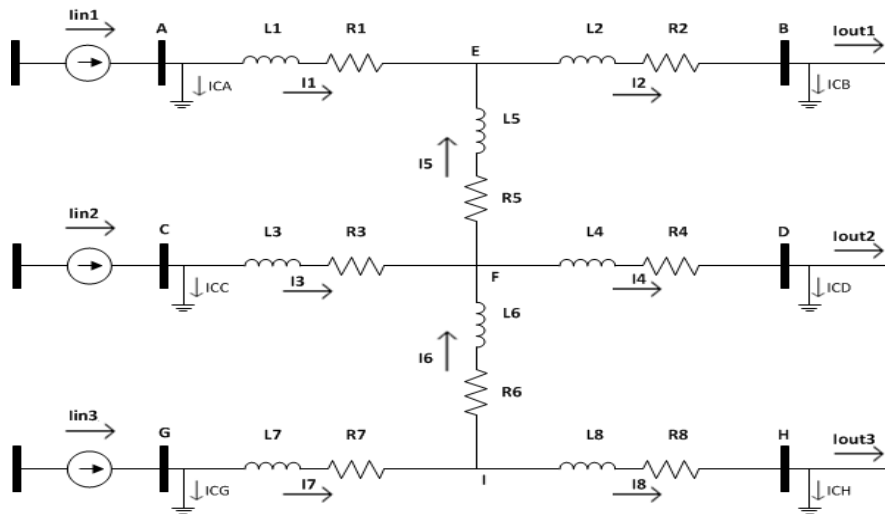


Figura B.2-Circuito equivalente da topologia duplo 'H'

## III. Topologia em estrela

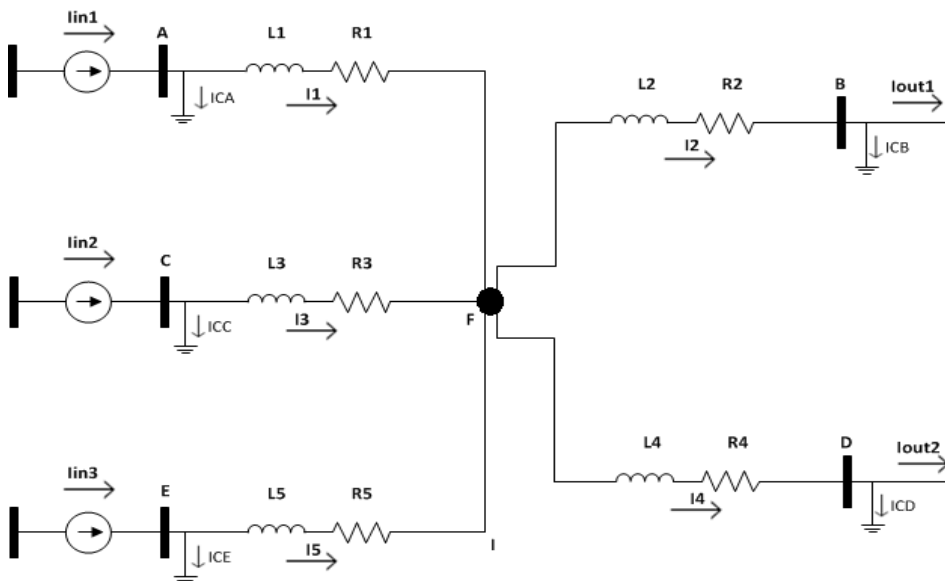


Figura B.3-Circuito equivalente da topologia em estrela

#### IV. Topologia simples

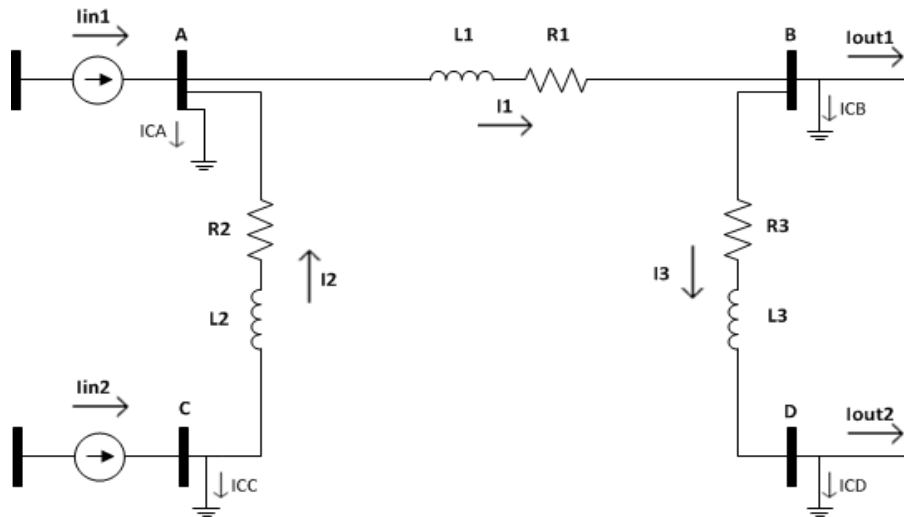


Figura B.4-Circuito equivalente da topologia simples

