

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Parques Eólicos *Offshore*: Estudo de soluções de
interligação do tipo HVAC e HVDC**

Bruno José Lopes Tavares

Versão Final

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

Orientador: Prof. Dr. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Prof. Dra. Fernanda de Oliveira Resende

Junho de 2010

Resumo

A necessidade de cumprir metas ambientais cada vez mais ambiciosas, juntamente com o esgotamento de locais em terra com interesse para a exploração de parques eólicos tem contribuído para que, nos últimos tempos a exploração de parques eólicos *offshore* se afigure como uma tendência a seguir. No entanto, para além de questões relacionadas com a construção, operação e manutenção de instalações localizadas em *offshore*, a questão da transmissão da potência produzida para terra apresenta especificidades ao nível das tecnologias que podem ser utilizadas, e que é necessário avaliar em termos dos impactos que estas têm sobre o sistema. Assim sendo, esta dissertação aborda numa primeira fase as soluções tecnológicas actualmente existentes para exploração de parques eólicos *offshore*. Dentro deste âmbito, tornou-se pertinente dar ênfase à aplicabilidade de cada uma das soluções tecnológicas (Alta Tensão em Corrente Alternada (High Voltage AC Transmission-HVAC) ou Alta Tensão em Corrente Contínua (High Voltage DC Transmission-HVDC)), em diversas situações, tais como: nível de tensão do sistema de transmissão, a distância a terra e potência a transmitir.

Dependendo da tecnologia de transmissão utilizada, assim serão diferentes os impactos sobre o sistema. No sentido de proceder à caracterização desses impactos, foi avaliado o comportamento dos perfis de tensão no sistema de transmissão e no barramento com que este se interliga à rede terrestre. Adicionalmente, procedeu-se também à avaliação do balanço de potência reactiva no sistema de transmissão e procedeu-se também à identificação de necessidades de compensação de potência reactiva para assegurar o bom funcionamento do sistema. Tendo em conta a controlabilidade proporcionada por sistemas do tipo HVDC, foi ainda explorada a sua contribuição em aplicações multi-terminal para o controlo dos níveis de congestionamento da rede *onshore*.

Finalmente, e tendo como objectivo a avaliação energética do sistema de transmissão, procedeu-se à avaliação dos níveis de perdas médias na transmissão para os sistemas HVAC e HVDC LCC (High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters). Para tal, foi necessário proceder à caracterização probabilística do recurso eólico, bem como ao estudo de trânsito de potências no sistema de transmissão *offshore*.

Abstract

The need to meet more ambitious environmental goals, with the depletion of *onshore* locations relevant to the operation of wind farms has contributed to the exploitation of *offshore* wind farms in recent times. Nevertheless, apart from issues related to construction, operation and maintenance of facilities located *offshore*, the problem of transmission power produced for land has specific level of technology that can be used and which is necessary to assess in terms impacts they have on the system. Therefore, this dissertation deals initially with the existing technology solutions for the exploration of *offshore* wind farms. Within this context, it became relevant to emphasize the applicability of each technology solutions (High Voltage Alternating Current (AC High Voltage Transmission-HVAC) or High Voltage Direct Current (DC High Voltage Transmission-HVDC)) in various situations, such as the voltage level of the transmission system, the distance to land or the power to be transmitted.

Depending on the transmission technology used, and will be different impacts on the system. In order to proceed with the characterization of these impacts, we evaluated the behavior of the profiles of strain on the transmission system and the bus that interconnects with the terrestrial network. Additionally, proceeded also to assess the balance of reactive power transmission system and is also held to identify needs for reactive power compensation for the smooth functioning of the system. Given the controllability provided by systems such as HVDC, was also explored their contributions in multi-terminal applications to control the levels of congestion in the *onshore* network.

Finally, having as objective the evaluation of the energy transmission system, we proceeded to evaluate the level of average losses in transmission systems for HVAC and HVDC LCC. For this, needed to characterize probabilistic wind resource, and to study the power flow on the transmission system *offshore*.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e irmã que sempre estiveram ao meu lado e me apoiaram em tudo o que lhes era possível.

Agradeço igualmente ao meu orientador e responsável pelo tema desta dissertação, o Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira, bem como à minha co-orientadora Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende, por toda a paciência, disponibilidade e conhecimentos que me transmitiram para a realização deste trabalho. Sem eles esta dissertação não teria sido concluída.

Para terminar não podia deixar de agradecer aos meus colegas e amigos, que me apoiaram e ajudaram nos momentos mais difíceis da elaboração desta dissertação.

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	iv
Índice.....	v
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiii
Abreviaturas	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento da dissertação.....	1
1.2 - Objectivos da dissertação	2
1.3 - Organização do documento	3
Capítulo 2	4
Sistemas de conversão de energia eólica.....	4
2.1 - Introdução.....	4
2.2 - Caracterização do recurso eólico	4
2.2.1 - Velocidade média anual do vento e sua distribuição	5
2.3 - Tecnologias de conversão de energia eólica	7
2.3.1 - Sistemas de conversão com velocidade fixa[6-7].....	7
2.3.2 - Sistemas de conversão de velocidade variável limitada[6-7].....	8
2.3.3 - Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor parcial.[6-7].....	9
2.3.4 - Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor integral.[6-7] ...	10
2.4 - Parques eólicos <i>offshore</i> versus parques eólicos <i>onshore</i>	11
2.5 - <i>Layout</i> de um parque eólico e efeito de esteira	12
2.5.1 - Cálculo do efeito de esteira.....	13
2.6 - Conclusões	14
Capítulo 3	15
Sistemas de Transmissão de Energia para Parques Eólicos <i>Offshore</i>	15
3.1 - Introdução.....	15
3.2 - Transmissão em alta tensão de corrente alternada (HVAC).....	16
3.2.1 - Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVAC:[7]	16
3.2.1.a - Cabos: [17-19]	17
3.2.1.b - Transformadores e subestações transformadoras [10, 22].....	18
3.3 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua (HVDC)	19

3.3.1 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (HVDC LCC)	19
3.3.1.a - Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVDC LCC:	21
3.3.1.a.1. Válvulas (Tirístores).....	21
3.3.1.a.2. Funcionamento	22
3.3.1.a.3. Transformador[17]	24
3.3.1.a.4. Filtros AC e DC[17, 24]	24
3.3.1.a.5. Bobinas de alisamento[24].....	24
3.3.1.a.6. Sistemas auxiliares de compensação de potência reactiva	25
3.3.1.a.7. Cabo de corrente contínua[26]	25
3.3.2 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores de Fontes de tensão (HVDC VSC)	26
3.3.2.a - Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVDC VSC:[7, 27]	27
3.3.2.a.1. Conversores (Válvulas - IGBT's):[28]	27
3.3.2.a.2. Transformador [28]	30
3.3.2.a.3. Filtros de corrente alternada[28]	30
3.3.2.a.4. Condensadores de corrente contínua [28]	31
3.3.2.a.5. Indutâncias de acoplamento dos conversores (<i>Phase reactor</i>).....	31
3.3.2.a.6. Cabo de corrente Contínua (HVDC VSC).....	31
3.4 - Vantagens e desvantagens dos Sistemas de Transmissão de energia para Parques Eólicos <i>Offshore</i>	32
3.5 - Conclusões	35
Capítulo 4	37
Representação dos sistemas de transmissão em estudos de trânsito de potências	37
4.1 - Introdução	37
4.2 - Caso de estudo - Rede	38
4.3 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada (HVAC)	40
4.3.1 - Cálculo dos parâmetros para transmissão HVAC	42
4.3.2 - Dimensionamento do sistema de transmissão em HVAC.....	44
4.3.3 - Estudo do comportamento de um sistema de transmissão em HVAC	45
4.3.4 - Avaliação do impacto ao nível das Tensões (Sem compensação)	48
4.3.5 - Avaliação do impacto ao nível das Tensões após compensação de potência reactiva	52
4.4 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (HVDC-LCC)	54
4.4.1 - Cálculo dos parâmetros para transmissão em HVDC LCC.....	56
4.5 - Conclusões	59
Capítulo 5	61
Resultados.....	61
5.1 - Introdução	61
5.2 - Cálculo Energético.....	62
5.2.1 - Curva de Potência.....	62
5.2.2 - Caracterização dos parques eólicos.....	63
5.2.3 - Cálculo das potências médias produzidas pelos parques eólicos	63
5.3 - Avaliação do impacto ao nível das perdas para sistemas de transmissão em HVAC e HVDC LCC	69
5.3.1 - Sistema de transmissão em HVAC	69
5.3.2 - Sistema de transmissão em HVDC LCC.....	72
5.4 - Congestionamento das linhas na rede em terra.....	74
5.5 - Conclusões	77
Capítulo 6	79
Conclusões Finais	79

6.1 - Futuros Desenvolvimentos.....	80
Referências	82
Anexos	84
Anexos 1 - Características técnicas da Turbina de 7,5 MW.....	84
Anexos 2 - Avaliação das perdas para sistemas de transmissão em HVAC segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i>	85
Anexos 3 - Avaliação das perdas para sistemas de transmissão em HVDC LCC segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i>	92

Lista de Figuras

Figura 1 - Distribuição de <i>Rayleigh</i> para várias velocidades médias anuais de vento.....	7
Figura 2 - Sistema de conversão com velocidade fixa[7].....	8
Figura 3 - Sistema de conversão de velocidade variável limitada[7]	9
Figura 4 - Sistema de conversão de velocidade variável com conversor parcial[7]	10
Figura 5 - Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor integral[7]	11
Figura 6 - Efeito de esteira e espaçamento entre turbinas. Imagem modificada de[11].....	12
Figura 7 - <i>Layout</i> de turbinas do Parque Eólico <i>Offshore</i> de <i>Nysted</i> com ligação a terra [12]	13
Figura 8 - Configuração de um Parque Eólico <i>Offshore</i> usando um sistema de transmissão em HVAC a ligar a terra [5].....	16
Figura 9 - Cabo de HVAC com três condutores[18, 21]	18
Figura 10 - Configuração de um Parque Eólico <i>Offshore</i> usando um sistema de transmissão em HVDC-LCC[7].....	20
Figura 11 - Símbolo de um tiristor	21
Figura 12 - Conversor a 12 pulsos [7]	23
Figura 13 - Constituição do Cabo de Massa Impregnada (MI) para <i>Offshore</i> [26].....	26
Figura 14 - Cabo de Massa Impregnada (MI) para <i>Offshore</i> [28].....	26
Figura 15 - Configuração de um sistema em HVDC VSC[36]	27
Figura 16 - PWM de 2 níveis, Onda Sinusoidal (Referência) e Sinal Triangular[32].....	29
Figura 17 - Diagrama do circuito inversor simplificado [28].....	29
Figura 18 - Filtro de corrente alternada[28]	31
Figura 19 - Cabo Submarino para sistemas HVDC VSC[28]	32
Figura 20 - Diagrama P-Q da tecnologia HVDC VSC, 1º e 2ª quadrante representa o retificador, 3º e 4º o inversor [28].....	35

Figura 21 - Rede de teste IEEE RTS-96	39
Figura 22 - Modelo em π do cabo	41
Figura 23 - Exemplo dos parâmetros no <i>Power World</i> para 180 MW,50 km,138 kV	44
Figura 24 - Exemplo dos parâmetros no <i>Power World</i> para 180 MW,50 km,230 kV	44
Figura 25 - Potência reactiva gerada por cabos de HVAC para diferentes potências de parques eólicos <i>offshore</i> a diversas distâncias	47
Figura 26 - Tensões para Parque eólico <i>offshore</i> de 300 MW com a ligação a 138 kV	48
Figura 27 - Tensões para Parque Eólico <i>offshore</i> de 300 MW com ligação a 230 kV	49
Figura 28 - Tensões para Parque Eólico <i>offshore</i> de 400 MW com ligação a 138 kV	49
Figura 29 - Tensões para Parque Eólico <i>offshore</i> de 400 MW com ligação a 230 kV	49
Figura 30 - Tensões para Parque Eólico <i>offshore</i> de 500 MW com ligação a 138 kV	50
Figura 31 - Transmissão em HVDC LCC[29]	56
Figura 32 - Curva de Potência da Turbina de 7,5MW da <i>Enercon</i>	62
Figura 33 - Diagrama de produção classificado para parque eólico <i>offshore</i> de 225 MW	67
Figura 34 - Diagrama de produção classificado para parque eólico <i>offshore</i> de 300 MW	67
Figura 35 - Diagrama de produção classificado para parque eólico <i>offshore</i> de 375 MW	68
Figura 36 - Diagrama de produção classificado para parque eólico <i>offshore</i> de 487,5 MW....	68
Figura 37 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50km, para várias velocidades anuais médias de vento	70
Figura 38 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	73
Figura 39 - Características técnicas da Turbina de 7,5 MW	84
Figura 40 - Curva de Potência da Turbina E-126	85
Figura 41 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	85
Figura 42 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento.	86
Figura 43 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	86

Figura 44 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	87
Figura 45 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	87
Figura 46 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	88
Figura 47 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	88
Figura 48 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	89
Figura 49 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	89
Figura 50 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 375 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	90
Figura 51 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	90
Figura 52 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	91
Figura 53 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	91
Figura 54 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	92
Figura 55 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	92
Figura 56 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	93
Figura 57 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	93
Figura 58 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de <i>Rayleigh</i> , para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento	94

Figura 59 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento..... 94

Figura 60 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento 95

Figura 61 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento..... 95

Figura 62 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento 96

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfícies. Adaptado de [4]	5
Tabela 2 - Dados técnicos para sistemas em HVAC [22]	42
Tabela 3 - Impedâncias e admitâncias a inserir no trânsito de potências.....	43
Tabela 4 - Número de cabos necessários para transmitir cada potência do parque eólico <i>offshore</i>	45
Tabela 5 - Valores de potência reactiva produzida ou absorvida pelo cabo HVAC	46
Tabela 6 - Compensação shunt da potência reactiva em <i>onshore</i> para diversos níveis de potência, várias distâncias e diferentes tensões	51
Tabela 7 - Tensões no barramento de ligação em <i>onshore</i> - Cenário de 300 MW/138 kV	53
Tabela 8 - Tensões no barramento de ligação <i>offshore</i> - Cenário de 300 MW/138 kV	53
Tabela 9 - Tensões no barramento de ligação em <i>onshore</i> - Cenário de 300 MW/230 kV	53
Tabela 10 - Tensões no barramento de ligação <i>offshore</i> - Cenário de 300 MW/230 kV	53
Tabela 11 - Tensões no barramento de ligação em <i>onshore</i> - Cenário de 400 MW/230 kV	53
Tabela 12 - Tensões no barramento de ligação <i>offshore</i> - Cenário de 400 MW/230 kV	54
Tabela 13 Tensões no barramento de ligação em <i>onshore</i> - Cenário de 500 MW/230 kV	54
Tabela 14 - Tensões no barramento de ligação <i>offshore</i> - Cenário de 500 MW/230 kV	54
Tabela 15 - Características de sistemas de HVDC LCC [29] [35]	55
Tabela 16 - Valores de V_dRe V_{tR}	57
Tabela 17 - Conversores de HVDC LCC usados para diferentes potências de parques eólicos <i>offshore</i>	57
Tabela 18 - Potência máxima de transporte e respectivos níveis de tensão dos sistemas em HVDC-LCC	58
Tabela 19 - Potência Reactiva de compensação nos barramentos de interligação à rede de <i>onshore</i> para diferentes potências de parques eólicos <i>offshore</i>	58

Tabela 20 - Tensões [p.u] no barramento de ligação em <i>onshore</i> , para vários parques eólicos a distâncias de 50 e 100km da costa	59
Tabela 21 - Caracterização dos parques eólicos <i>offshore</i>	63
Tabela 22 - Potências médias para diferentes Parques Eólicos <i>Offshore</i> para diferentes velocidades anuais médias de vento.....	66
Tabela 23 - Perdas em HVAC para um parque eólico <i>offshore</i> de 225 MW, 138 kV e distância de 50km.....	69
Tabela 24 - Perdas médias em HVAC para parque eólico <i>offshore</i> de 225 MW, tensão de 138 kV e distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento.....	70
Tabela 25 - Perdas médias no sistema em HVAC para parques eólicos <i>offshore</i> de 225,300,375 e 487,5 MW, tensões de 138 kV e 230 kV, distâncias de 50 km e 100 km para várias velocidades anuais médias de vento	71
Tabela 26 - Perdas num sistema em HVDC-LCC, operando a uma tensão DC de 150kV, para um parque eólico <i>offshore</i> de 225 MW, tensão de 138 kV e distância de 50 km	72
Tabela 27 - Perdas médias em HVDC-LCC para parque de 225 MW, operando a uma tensão DC de 150 kV, 138 kV e distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento	73
Tabela 28 - Perdas médias em HVDC LCC para parques eólicos de 225, 300, 375 e 487,5MW, 230kV, distâncias de 50 e 100km para várias velocidades de vento médio anual	74
Tabela 29 - Parque eólico <i>offshore</i> ligado ao barramento 19.....	77
Tabela 30 - Parque eólico <i>offshore</i> ligado ao barramento 14 e 19.....	77

Abreviaturas

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

<i>ABB</i>	<i>ASEA Brown Boveri</i>
<i>EWEA</i>	<i>European Wind Energy Association</i>
<i>HVAC</i>	<i>High Voltage Alternating Current</i>
<i>HVDC</i>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<i>HVDC LCC</i>	<i>High Voltage Direct Current using Line Commutated Converters</i>
<i>HVDC VSC</i>	<i>High Voltage Direct Current using Voltage Source Converters</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<i>LNEG</i>	<i>Laboratório Nacional de Energia e Geologia</i>
<i>MI</i>	<i>Massa Impregnada</i>
<i>MIDA</i>	<i>Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas</i>
<i>OF</i>	<i>Oil Filled</i>
<i>OPWM</i>	<i>Optimal Pulse Width Modulation</i>
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation</i>
<i>R</i>	<i>Resistência</i>
<i>STATCOM</i>	<i>Static Synchronous Compensator</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Sourced Converters</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento da dissertação

Numa perspectiva global o crescimento acentuado da exploração da energia eólica em terra, afigura-se como um facto incontornável que tem contribuído para o esgotamento de opções para a sua instalação, devido à grande concentração de parques eólicos e às restrições ambientais. Esta situação, aliada à necessidade de cumprimento de metas crescentes de energias renováveis e ao facto de em diversas zonas costeiras se terem vindo a identificar locais com elevado potencial eólico (em muitas situações, superior ao potencial eólico em terra) tem contribuído de forma decisiva para o crescente interesse na exploração de parques eólicos *offshore*. Esta representa uma nova fronteira para a instalação de energia eólica *offshore*. Embora representem instalações de maior custo de transporte, instalação e manutenção, as instalações *offshore* tem sido uma boa aposta, tendencialmente crescente.

O potencial de aproveitamento *offshore* é enorme, de acordo com dados da Associação Europeia de Energia (EWEA) em 2010 haverá mais instalações de eólica *offshore* com 1 GW de nova capacidade prevista a ser instalada ao longo do ano, em comparação com 577 MW instalados em 2009.

A Europa é líder mundial em energia eólica *offshore* com 828 turbinas e uma capacidade acumulada de 2.056 MW, distribuídos em 38 parques eólicos *offshore* em 9 países Europeus. O Reino Unido e a Dinamarca são os actuais líderes, com capacidade para gerar 284 MW e 230 MW de potência, respectivamente.

Numa perspectiva nacional, Portugal tem um potencial eólico *offshore* elevado, dado a extensa costa marítima. Segundo valores do LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia), Portugal tem este potencial eólico *offshore* com valores estimados entre os 2000 e os 2500 MW.

Os factores que actualmente mais condicionam a exploração de energia eólica *offshore*, são a profundidade e a distância à terra. Com o desenvolvimento de novas tecnologias para transmissão de eólica *offshore* e aperfeiçoamento na resistência dos materiais, tem facilitado e promovido a exploração *offshore*.

1.2 - Objectivos da dissertação

Os parques eólicos *offshore* apresentam-se como uma nova fronteira do desenvolvimento da energia eólica. As turbinas nos parques eólicos *offshore* apresentam-se menos intrusivas do que as turbinas em terra, o seu tamanho e o ruído são atenuados pela distância a terra. O aspecto diferenciado entre os parques eólicos *onshore* e os parques eólicos *offshore* é a transmissão de energia. Nos parques eólicos *onshore* a transmissão de energia é realizada em corrente alternada, enquanto que nos parques eólicos *offshore* poderá ser em corrente alternada ou em corrente contínua. No entanto, devido à geração de potência reactiva nos cabos submarinos de HVAC, para grandes distâncias a terra, torna-se exequível e viável a transmissão em corrente contínua.

Assim sendo, o objectivo do trabalho prende-se com alguns tópicos que podem ser mencionados:

- **Estudo das soluções tecnológicas actualmente existentes para a exploração de parques eólicos *offshore*:** Sistemas de Alta Tensão em Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission-HVAC*), Sistemas de Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores com comutação natural de linha (*High Voltage DC using Line Commutated Converters - HVDC LCC*) e Sistemas de Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores de Fonte de tensão (*High Voltage DC using Voltage Source Converters - HVDC VSC*)
- **Principais diferenças entre parques eólicos *offshore* e *onshore*:** são salientados os aspectos principais quanto à construção dos parques eólicos *offshore* e seus materiais, a sua instalação, manutenção e aspectos de monitorização.
- **Avaliação da aplicabilidade de cada uma das soluções (HVAC ou HVDC LCC):** é realizada a integração destas soluções, em estudos de trânsito de potências para diversas situações, nomeadamente distância a terra, nível de tensão da transmissão e potência a transmitir.
- **Avaliação das perdas para cada tipo de tecnologia para transmissão de parques eólicos *offshore*:** são calculadas as perdas médias para sistemas em HVAC e HVDC LCC, adaptadas às distribuições de *Rayleigh* para várias velocidades anuais médias de vento.

- **Realização de um estudo sobre congestionamentos nas redes em terra, resultante da integração de parques eólicos *offshore*:** compreender as implicações ao nível do sistema eléctrico em terra, nomeadamente no perfil de tensões e linhas congestionadas. São referidos dois casos de estudo. Um deles designa-se pela transmissão de um parque eólico *offshore* de 360 MW de potência ligado a um barramento na rede em *onshore*, o outro trata-se da transmissão do mesmo parque eólico *offshore* mas ligado a dois barramentos na rede em *onshore* (configuração multi-terminal).

1.3 - Organização do documento

Esta dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos mais os anexos. No primeiro capítulo, encontra-se a introdução, onde se procede também à justificação pelo interesse do tema e seu enquadramento, os objectivos e a organização do documento.

Neste sentido, no capítulo 2 encontra-se caracterizado os sistemas de conversão de energia eólica, iniciando-se uma breve descrição da caracterização do vento e do recurso eólico. É mencionado também algumas das diferenças das turbinas e parques eólicos *offshore* em relação a *onshore*.

No capítulo 3 são expostas as principais tecnologias de transmissão para parques eólicos *offshore* (HVAC, HVDC LCC e HVDC VSC), mencionado algumas das vantagens e desvantagens de cada uma delas, bem como os respectivos modos de operação. É referido ainda a configuração e equipamento (incluindo o tipo de cabos) associado a cada tipo de tecnologia.

No capítulo 4, apresenta-se a representação dos sistemas de transmissão em estudos de trânsito de potências, é inclusive descrito o procedimento para o cálculo dos parâmetros a inserir no programa *Power World*. São apresentados os resultados das comparações dos perfis de tensão para cada sistema de transmissão de parques eólicos *offshore*.

No capítulo 5, é apresentada a caracterização de parques eólicos, referindo qual a curva de potência das máquinas do parque eólico. São apresentados os resultados das perdas médias para cada sistema de transmissão de parques eólicos *offshore*.

Finalmente, o capítulo 6 é apresentado as conclusões finais e são referidas algumas sugestões sobre o trabalho futuro que poderá ser desenvolvido.

Capítulo 2

Sistemas de conversão de energia eólica

2.1 - Introdução

Quando se caracterizam os sistemas de conversão de energia eólica é fundamental proceder também à caracterização do recurso que lhe está associado - o vento. Assim sendo, este capítulo, introduz uma breve descrição das metodologias utilizadas para caracterização do vento, sendo apresentadas as condições particulares relativas à sua caracterização em zonas localizadas no mar (*offshore*).

Posteriormente à caracterização do recurso eólico, faz-se também uma breve referência às diferentes tecnologias actualmente disponíveis em termos de turbinas eólicas. Devido ao facto de as tipologias dos sistemas de conversão eólicos para aplicações *onshore* para *offshore* não se diferenciarem muito, torna-se então importante conhecer quais as diferenças mais importantes, entre os parques eólicos *offshore* em relação a *onshore*. Por este motivo, alguns aspectos que os diferenciam são abordados, tal como o tipo de construção, instalação, manutenção e monitorização de parques eólicos *offshore*.

Finalmente, e tendo por objectivo a apresentação da localização das turbinas num parque eólico no sentido de permitir um melhor aproveitamento de toda a energia eólica disponível durante a vida útil esperada de um parque, é feita ainda neste capítulo uma breve referência quanto à disposição das turbinas. Em resultado das perdas energéticas sofridas pelo vento ao atravessar a área varrida pelas pás das turbinas eólicas, é ainda discutida a forma de proceder à caracterização de tal fenómeno, usualmente designado por efeito de esteira.

2.2 - Caracterização do recurso eólico

O vento é um fenómeno meteorológico complexo, formado pelo movimento do ar na atmosfera, que se dirige numa determinada direcção, dependendo de diversos factores, influenciando com isso muitas das características físicas na superfície terrestre.

A sua correcta caracterização exige alguns conhecimentos específicos sobre algumas variáveis, tais como: a sua velocidade, a rugosidade (Z_o) e a turbulência. No caso da rugosidade, esta define-se em função da altura das camadas da superfície da terra, ou seja, quanto maior a rugosidade menor a produção de energia pelas turbinas. Os valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfícies podem ser visualizados na tabela 1.

Neste caso, no mar (*offshore*), como a rugosidade apresenta valores baixos [2] [3], faz com que a variação da velocidade do vento com a altura seja pequena. Esta variação, leva a que não seja necessário a existência de torres elevadas. Em *onshore*, como a rugosidade do terreno é maior, aumenta também o abrandamento do vento a incidir sobre as pás das turbinas eólicas. Segundo [1], a velocidade média do vento em *offshore* pode ser 20% maior que a velocidade do vento *onshore*.

Quanto à turbulência, pode estar associada a fenómenos naturais como tempestades com rajadas de vento em várias direcções, ou em áreas onde a superfície tenha grande rugosidade. A turbulência reduz deste modo, a possibilidade de utilizar o vento de forma efectiva numa turbina eólica, assim como, contribui também para o aumento do desgaste das turbinas. Em *offshore*, como o vento no mar é menos turbulento do que em *onshore*, espera-se uma duração mais longa, da vida útil das turbinas eólicas.

Tabela 1 - Valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfícies. Adaptado de [4]

Tipo de superfície	$Z_o(mm)$
Mar tranquilo	0,2
Mar agitado	0,5
Neve	3,0
Relvado	8,0
Muitas árvores e poucos edifícios	250,0
Grande cidade	3000,0

2.2.1 - Velocidade média anual do vento e sua distribuição

Segundo estudos estatísticos, a distribuição estatística adequada para representar a distribuição da velocidade do vento, é a chamada distribuição de *Weibull*. A distribuição de *Weibull* é normalmente representada em função de “k” e “C”, onde “k” é o factor de forma da distribuição dos ventos, que é adimensional e “C” o factor de escala que depende da velocidade média dos ventos. A função densidade de probabilidade de *Weibull* é dada pela seguinte expressão[5]:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{\bar{C}} \left(\frac{\bar{u}}{\bar{C}} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{\bar{u}}{\bar{C}} \right)^k} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

$f(\bar{u})$ = Função densidade de probabilidade

$\bar{u}$ = Velocidade média do vento [m/s]

C é um parâmetro de escala em que é igual a $\frac{u_{ma}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}$

u_{ma} é a velocidade média anual do vento [m/s]

Γ é a função gama

k é um parâmetro de forma [adimensional]

Nota: Tipicamente, esta velocidade média de vento é estimada para um horizonte anual.

Para usar a distribuição de *Weibull*, seria necessário conhecer o parâmetro de escala (C), relacionado com o valor da velocidade média e o parâmetro (k), que é adimensional e fornece a indicação da uniformidade da distribuição e da curva de *Weibull*. Recorre-se então à distribuição de *Rayleigh*. A vantagem da distribuição de *Rayleigh* prende-se pela sua simplicidade de utilização, embora seja conhecida pelas suas limitações, uma vez que não permite representar algumas situações práticas, principalmente quando as velocidades de vento são elevadas.

A distribuição de *Weibull* reduz-se à distribuição de *Rayleigh* quando $k=2$ [5]:

$$\text{Sabendo que: } \Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = \frac{2}{\sqrt{\pi}}$$

$$\text{Então o parâmetro de escala (C): } C = u_{ma} \cdot \frac{2}{\sqrt{\pi}}$$

Fica assim definida a distribuição de *Rayleigh* pela equação 2:

$$f(\bar{u}) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{\bar{u}}{u_{ma}^2} \right) e^{-\left(\frac{\pi}{4} \left(\frac{\bar{u}}{u_{ma}} \right)^2 \right)} \quad \text{Equação 2}$$

A função densidade de *Rayleigh* (equação 2) fica assim definida apenas com o conhecimento do valor da velocidade média anual do vento. Com base na expressão matemática da função densidade de probabilidade da distribuição de *Rayleigh*, é então possível representá-las graficamente para diferentes valores de velocidades médias anuais de vento. Estas distribuições podem ser visualizadas na figura 1.

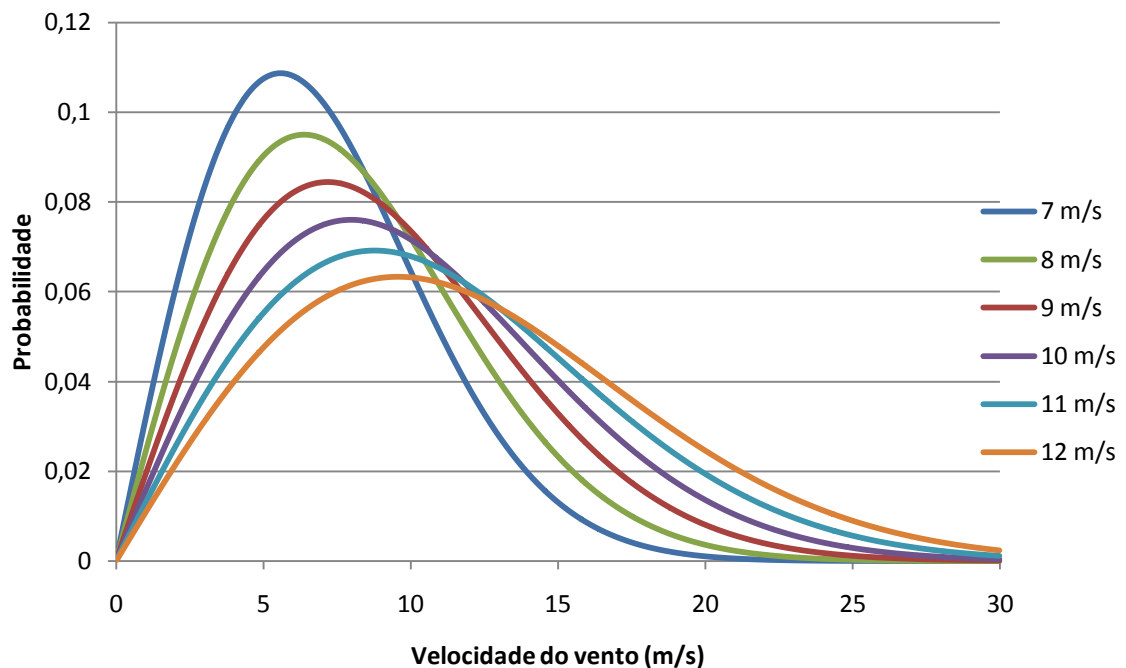


Figura 1 - Distribuição de *Rayleigh* para várias velocidades médias anuais de vento

2.3 - Tecnologias de conversão de energia eólica

A maioria das turbinas que estão correntemente instaladas, usam um dos quatro tipos de sistemas de conversão electromecânica que seguidamente se apresenta:

1. Sistemas de conversão de velocidade fixa (figura 2);
2. Sistemas de conversão de velocidade variável limitada (figura 3);
3. Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor parcial (figura 4);
4. Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor integral (figura 5);

2.3.1 - Sistemas de conversão com velocidade fixa[6-7]

Sistemas de conversão de energia eólica de velocidade fixa, fazem uso de geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo, com o rotor mecanicamente acoplado à turbina eólica e estando o estator directamente ligado à rede.

A velocidade de rotação do gerador é imposta pela frequência fixa da rede, tendo em conta o número de pólos e o limite de variação do deslizamento (1% a 2%). O deslizamento define-se como sendo a diferença relativa entre a velocidade de sincronismo e a velocidade do rotor.

De modo a aumentar a eficiência, estes sistemas são muitas vezes equipados com dois geradores de indução, um para velocidades de vento baixas e outro para velocidades de vento maiores. Devido às diferentes velocidades de operação entre o rotor ligado à turbina eólica e o gerador, torna-se necessário uma caixa de velocidades para adaptar essas velocidades. Normalmente este tipo de máquina inclui o sistema para limitar a corrente de arranque, denominado por sistema de arranque suave (*soft-starter*).

A máquina necessita de compensação de energia reactiva através de baterias de condensadores.

Tipicamente, as turbinas utilizadas nestes sistemas de geração, apresentam regulação do tipo *stall*. Esta regulação, permite o controlo da potência da turbina usando a regulação por perda aerodinâmica. As pás do rotor são projectadas, para que entrem em perda aerodinâmica quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal da máquina.

Os fabricantes que produzem este tipo de sistemas são: *Suzlon*, *Micon* (adquirida pela *Vestas*), *Nordex*, *Siemens (Bonus)*, *Ecotécnica* e *Made*.

Este sistema está representado na figura 2.

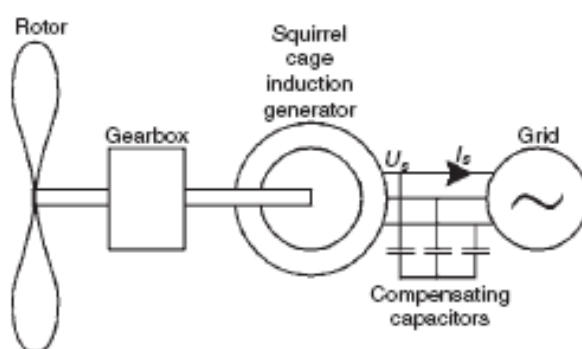


Figura 2 - Sistema de conversão com velocidade fixa[7]

2.3.2 - Sistemas de conversão de velocidade variável limitada[6-7]

Este tipo de sistemas de conversão de energia eólica, consistem basicamente numa configuração que corresponde a uma turbina equipada com um gerador de indução sobre o qual é implementado um sistema de controlo de velocidade por *OptiSlip*. Como foi referido, este sistema de conversão baseia-se na utilização de um gerador de indução de rotor bobinado, em que o estator é ligado à rede através de um transformador e o rotor é ligado em série com uma resistência variável controlada por um conversor electrónico.

Para efeitos de controlo de potência mecânica, estes sistemas de conversão são ainda dotados de um sistema de controlo de *pitch*. Este controlo é realizado por um sistema electrónico que mede a velocidade no veio da máquina, consistindo na rotação das pás da

turbina em torno do seu eixo longitudinal, de modo a aumentar ou diminuir a sustentação aerodinâmica das pás da turbina.

Este tipo de sistemas de conversão apresenta capacidade de funcionamento a velocidade variável numa gama limitada pelo valor da resistência variável. Tal como a tecnologia descrita anteriormente, necessita também de baterias de condensadores para compensação do factor de potência da máquina. Para facilitar o arranque da máquina, inclui do mesmo modo o sistema de arranque suave (*soft-starter*).

Os fabricantes principais que se destacam são a *Suzlon*, *Gamesa* e a *Vestas* (o conceito *OptiSlip* é uma marca registada da *Vestas*).

Este sistema está representado na figura 3.

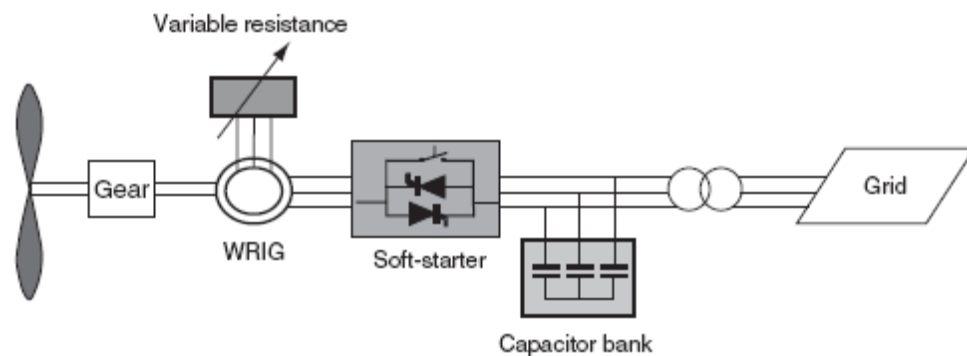


Figura 3 - Sistema de conversão de velocidade variável limitada[7]

2.3.3 - Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor parcial.[6-7]

Este sistema é conhecido pelo conceito de Máquina de Indução Duplamente Alimentada (MIDA). Como o sistema anterior, é constituído também por uma turbina com controlo de *pitch*, para limitar a potência mecânica. Para além deste controlo, é equipada com gerador de indução que possui rotor bobinado. O estator é directamente ligado à rede e o rotor é ligado à rede através de um conversor electrónico de potência. Este conversor efectua o desacoplamento entre a frequência da rede e a frequência do gerador, possibilitando o controlo da velocidade de rotação do gerador, numa gama de variação mais alargada, de modo a aumentar a eficiência do sistema.

Este tipo de sistemas de conversão, apresenta capacidade de funcionamento a velocidade variável, numa gama típica de velocidades de $\pm 30\%$ em torno da velocidade de sincronismo. A potência extraída do rotor é injectada na rede, através do conversor, como já foi referido. Através da electrónica de potência consegue-se garantir o controlo de potência activa e

reactiva, injectando potência reactiva na rede independentemente do regime de funcionamento do gerador, permitindo também o controlo activo de tensão.

Como fabricantes temos a *Vestas*, *Gamesa*, *Repower*, *Nordex*, *GE*, *Ecotécnica*, *Ingetur* (filial da *Acciona*) e *Suzlon*.

Este sistema está representado na figura 4.

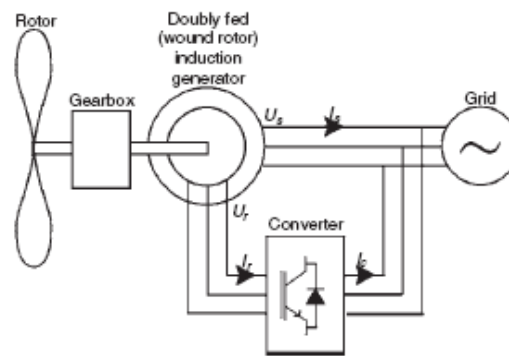


Figura 4 - Sistema de conversão de velocidade variável com conversor parcial[7]

2.3.4 - Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor integral.[6-7]

Este tipo de sistema utiliza máquinas síncronas de excitação separada ou de ímanes permanentes, sem necessitar de caixa de velocidades.

É constituído por uma turbina com controlo de *pitch*, e equipada com o gerador ligado à rede através de um conversor de electrónica de potência. Este conversor assegura o desacoplamento total entre as frequências da rede e do gerador, permitindo assim, alargar a gama de variação da velocidade de operação do sistema a velocidades de vento reduzidas. Este sistema permite também um aumento da capacidade de injeção de potência reactiva.

Neste tipo de geradores a empresa *ENERCON* destaca-se a nível desta tecnologia por ter sido a pioneira, mas outras empresas como a *GE*, *Siemens*, *Made*, *Leitner*, *Mtorres* e *Jeumont* também o fabricam.

Este sistema está representado na figura 5.

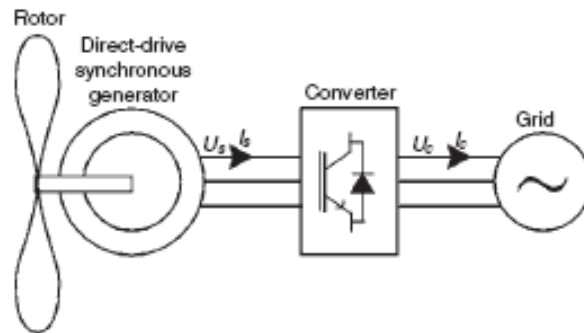


Figura 5 - Sistemas de conversão de velocidade variável com conversor integral[7]

2.4 - Parques eólicos *offshore* versus parques eólicos *onshore*

Procedendo à comparação das tecnologias dos sistemas de conversão de energia eólica a utilizar em parques eólicos *onshore* e *offshore*, as principais diferenças residem essencialmente ao nível dos materiais empregues. Relativamente aos sistemas de conversão a utilizar em aplicações *offshore*, estes incluem protecção contra a corrosão, sistemas de apoio à desumidificação, bem como reforços ao nível do revestimento do metal utilizada na carcaça da máquina. A acessibilidade e procedimentos de segurança para se operar em termos de manutenção técnica também são requisitos obrigatórios. [8]

Os aspectos importantes a salientar para se perceber as diferenças existentes entre os parques eólicos *onshore* e *offshore*, podem-se dividir em 3 categorias, sendo elas respeitantes a [39]:

1. Construção
2. Instalação
3. Manutenção

Quanto à construção dos componentes, a maioria são construídos em terra e depois transportados e montados no local. A *nacelle* exclusivamente, é montada em *onshore* e só depois transferida para *offshore*. Quando estes componentes são transportados para *offshore*, as fundações já deverão estar completamente construídas.

Na instalação, as maiores diferenças entre *onshore* e *offshore* são essencialmente as fundações. As turbinas eólicas em *onshore* necessitam de grandes estruturas de fundações em

betão, enquanto que, em *offshore*, dependendo da profundidade e das características do fundo do mar, as turbinas necessitam de diferentes tipos de estruturas de fundações.

Relativamente à manutenção, deverá ser programada, estando as turbinas concebidas para albergarem inspecções de rotina entre uma a três vezes por ano. Referindo um exemplo, no parque eólico *offshore* de *Horns Rev*, na Dinamarca, as turbinas eólicas foram projectadas para serem inspeccionadas duas vezes por ano. [39]

A monitorização de um parque eólico *offshore*, é realizado do mesmo modo que em *onshore*, por sistemas de controlo de supervisão e aquisição de dados.

Com o aumento da construção dos parques eólicos *offshore*, os custos de investimento tendem a diminuir, devido aos avanços na tecnologia e à experiência adquirida em projectos anteriores.

2.5 - Layout de um parque eólico e efeito de esteira

Uma turbina eólica produz energia mecânica quando está sujeita a uma energia de vento incidente. O vento resultante da energia mecânica produzida pelo gerador eólico apresenta-se com um conteúdo energético inferior, turbulento e abrandado em relação à velocidade de vento incidente inicialmente na turbina, ou seja, cria-se uma perturbação na parte posterior desta. A isto chama-se efeito de esteira. De forma a evitar esta turbulência ao redor das turbinas é efectuado um espaçamento entre os aerogeradores de 5[9] a 7 diâmetros do rotor em ambas as direcções.[10]

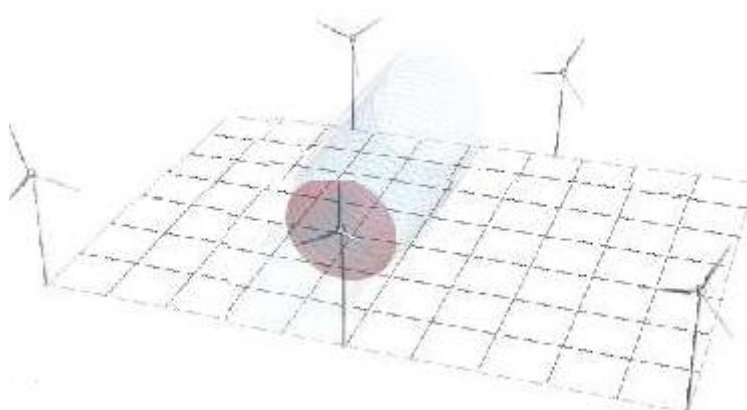


Figura 6 - Efeito de esteira e espaçamento entre turbinas. Imagem modificada de[11]

A configuração de um parque eólico pode ser de vários tipos, não obedecendo a nenhum critério geométrico. Devido a razões ambientais (poluição visual) as empresas que exploram os parques eólicos *offshore* tentam construí-los de modo a mitigar o aspecto visual, ou seja, com uma apresentação agradável ao olhar. Na figura 7 é apresentado um exemplo da

disposição de um parque eólico *offshore* com uma potência total de 165,6 MW, em *Nysted*, na Dinamarca.

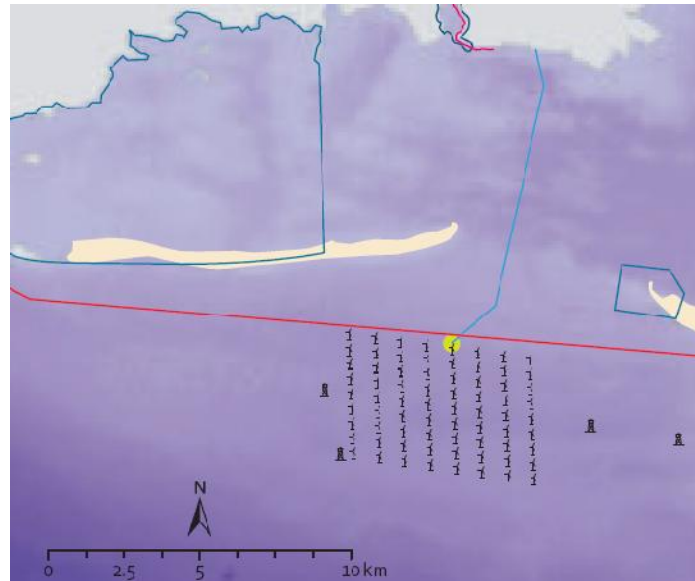


Figura 7 - Layout de turbinas do Parque Eólico *Offshore* de *Nysted* com ligação a terra [12]

2.5.1 - Cálculo do efeito de esteira

Para o cálculo do efeito de esteira do vento foi tido em conta como requisitos que o espectro de vento não se altera pelo movimento das pás do aerogerador e a média de fluxo de vento é estacionário e uniforme. Usando estas considerações torna-se exequível o cálculo do efeito de esteira pela equação 3[13].

$$U(x) = U_0 - 0,35 \cdot U_0 \cdot \left[\frac{\sqrt{C_D \cdot A}}{x} \right]^{2/3} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

$U(x)$ é a velocidade do vento a uma distância x (metros) de uma turbina [m/s]

U_0 é a velocidade do vento [m/s]

C_D o coeficiente de arrastamento [adimensional]

A a área varrida pelo rotor [m^2]

O C_D é descrito como o coeficiente de arrastamento ou o ângulo de ataque e depende da velocidade do vento. Para se obter uma simulação mais exacta era necessário que C_D mudasse com a velocidade do vento, mas devido à impossibilidade de se conhecer o valor exacto de C_D , é usado para todas as velocidades de vento o valor médio típico de 0,05.[13] [14]

2.6 - Conclusões

Em sistemas *offshore*, como foi explorado, a caracterização do vento apresenta características específicas e diferentes, tais como menores valores de rugosidade (tabela 1), ventos constantes e com maior potencial energético em relação a *onshore*. Devido a este potencial, tem suscitado o grande interesse na exploração de parques eólicos *offshore*. A maior parte de parques eólicos *offshore*, já está instalada na Suécia, Dinamarca, Alemanha e Reino Unido, prevendo-se que a sua exploração cresça de ano para ano.

A escolha das máquinas eólicas para os parques eólicos *offshore*, podem ser questionadas por diversas opções, tais como o preço, contratos de manutenção ou preferência por determinados fabricantes, mas, sobretudo, pela natureza e variabilidade do recurso do vento naquela localização, curva de potência óptima, etc. No entanto, a vantagem costuma, nos nossos dias, voltar-se para as máquinas de velocidade variável, incluindo Máquina de Indução Duplamente Alimentado e por aproveitarem mais eficientemente o recurso eólico.

Têm sido adoptadas pelos fabricantes e actualmente integra a maioria da oferta comercial para a eólica *offshore*. São destacados para cada tipo de tecnologias de conversão, os respectivos fabricantes, mencionado quanto à injeção de potência reactiva na rede e quanto ao controlo da potência mecânica da turbina.

Conclui-se que para se efectuar um óptimo posicionamento de turbinas com elevado rendimento energético, é necessário ter em conta o efeito de esteira e o espaçamento entre as mesmas, de 5 a 7 diâmetros do rotor nas diversas direcções.

O próximo capítulo faz referência às três tecnologias que vigoram para a transmissão de parques eólicos *offshore*, descreve-se os componentes que as compõem e especifica-se o tipo de cabos utilizados.

Capítulo 3

Sistemas de Transmissão de Energia para Parques Eólicos *Offshore*

3.1 - Introdução

Neste capítulo serão apresentadas as principais características referentes a três tecnologias para transmissão de energia de parques eólicos *offshore* para terra. As tecnologias para transmissão de energia de sistemas de conversão instalados em *offshore* para terra podem ser classificadas como:

- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission* - HVAC);
- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores com comutação natural de linha (*High Voltage DC using Line Commutated Converters* - HVDC LCC);
- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada - Conversores Fonte de tensão (*High Voltage DC using Voltage Source Converters* - HVDC VSC).

Para além das características destas três tecnologias mencionadas, são apresentadas também neste capítulo as suas principais vantagens/desvantagens, bem como os respectivos modos de operação.

Menciona-se ainda a configuração dos sistemas associados a cada tipo de tecnologia, bem como todo o equipamento necessário ao seu funcionamento, incluindo-se ainda uma caracterização do tipo de cabos utilizados na transmissão de potência para terra.

3.2 - Transmissão em alta tensão de corrente alternada (HVAC)

Desde o século XX, o modo mais comum de transmissão de energia eléctrica dos parques eólicos *offshore* é em HVAC. Hoje em dia, a maioria dos parques eólicos *offshore* usam esta tecnologia para realizar a ligação a terra.

Um exemplo de sistema de transmissão baseado na tecnologia HVAC está representado na figura 8.

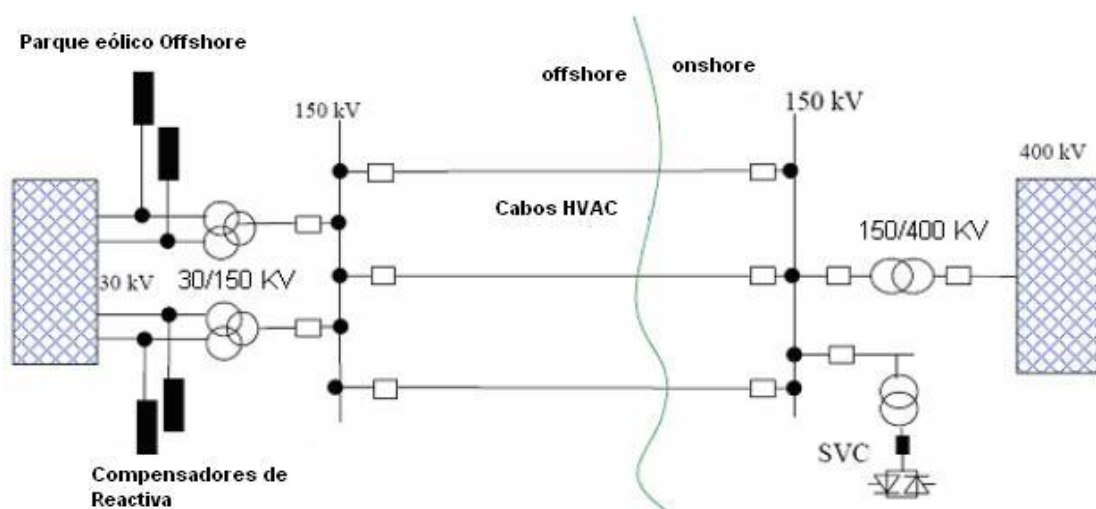


Figura 8 - Configuração de um Parque Eólico *Offshore* usando um sistema de transmissão em HVAC a ligar a terra [5]

Depois de apresentado um esquema de princípio relativo a um sistema de transmissão em HVAC para efectuar o transporte de potência proveniente de um parque eólico *offshore* para terra, seguem-se agora breves referências ao equipamento essencial que constitui esse sistema.

3.2.1 - Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVAC:[7]

- Cabo submarino HVAC XLPE com três almas condutoras.
- Subestação localizada em *Offshore*.
- Subestação localizada em *Onshore*.
- Ponto comum de conexão em corrente alternada (*Offshore*).

Um dos elementos principais que constitui o sistema de transmissão em HVAC é o cabo submarino com isolamento em XLPE (polietileno reticulado). Em caso de elevadas potências a

transmitir do parque eólico, será necessário agrupar os cabos em paralelo, tal como é sugerido na figura 8.

Uma subestação em *offshore* e outra em *onshore* também são necessárias. Nestas subestações, estão incluídos os transformadores e dispositivos para efeitos de compensação de potência reactiva.

O ponto comum de conexão em corrente alternada que está referido no equipamento necessário, tem por base reunir a potência gerada por cada turbina do parque eólico, para depois ser transmitido pelo sistema HVAC para terra.

3.2.1.a - Cabos: [17-19]

Os cabos usados na transmissão submarina em HVAC são constituídos por 3 almas condutoras, apresentando um isolamento em XLPE (polietileno reticulado). Este isolamento pode suportar altas temperaturas, 90°C em regime contínuo e 250°C em regime de curto-circuito com duração que pode variar de 0,2 a 5,0s.[20]

Neste tipo de sistema de transmissão é aconselhável que se juntem os condutores das três fases num único cabo, formando um cabo trifásico. A utilização deste tipo de cabos diminui os custos de montagem e os custos gerais em termos de condutores.

Do ponto de vista eléctrico, este tipo de montagem, quando confrontada com uma solução baseada em cabos monopolares, permite também a redução do campo magnético criado em torno do cabo.

É de salientar também a inclusão de um cabo de fibra óptica neste tipo de cabo. Tem como objectivo realizar a comunicação entre o parque eólico *offshore* e o centro de manutenção / gestão, localizado *onshore*. Através deste sistema de comunicação, é possível proceder à monitorização do estado de funcionamento do parque eólico *offshore* e equipamento que lhe está associado, uma vez que permite ter acesso a informação variada como por exemplo: fornece a visualização da velocidade de rotação das turbinas, ângulo das pás, níveis de temperatura, níveis hidráulicos entre muitos outros. [37] Além da monitorização do parque eólico, o sistema de comunicações permite ainda a gestão e controlo de diverso equipamento instalado na subestação *offshore* e no próprio parque eólico.

Na figura 9 é apresentado um exemplo de um cabo de Alta Tensão de Corrente Alternada de três condutores activos e um cabo de comunicações em fibra óptica.

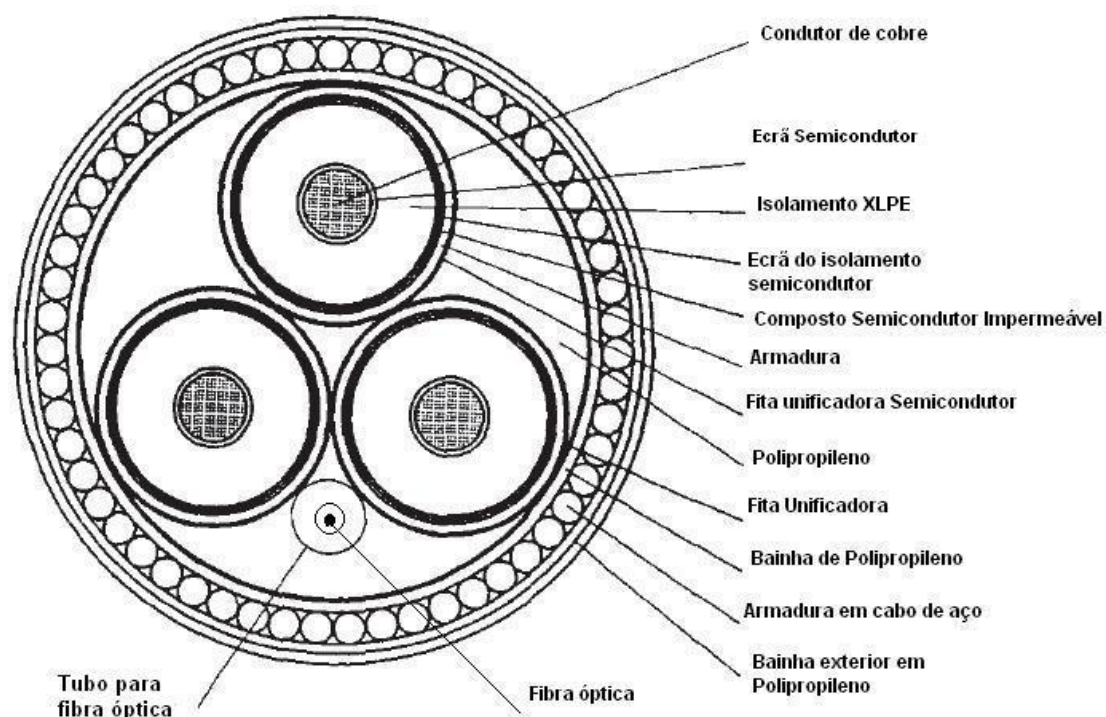


Figura 9 - Cabo de HVAC com três condutores[18, 21]

Relativamente aos aspectos construtivos do cabo, podem-se ainda fazer algumas considerações relativas ao ecrã semicondutor, à bainha metálica e à armadura em cabo de aço. Quanto ao ecrã semicondutor, este é constituído por uma camada semicondutora de papel ou um polímero extrudido em torno do condutor, com o objectivo de minimizar o campo eléctrico e assegurar uma aderência eficaz do isolamento ao condutor.

A bainha metálica envolve o ecrã de todos os condutores tendo como função, ajudar na ligação do cabo à terra e serve também como uma barreira contra a humidade. Por fim, a armadura e uma camada de isolamento final, contra a corrosão marinha, completam o sistema de isolamento e protecção do cabo.

3.2.1.b - Transformadores e subestações transformadoras [10, 22]

O nível de tensão típico num parque eólico *offshore* está compreendido entre 30 a 36 kV [22]. Contudo, se o parque eólico *offshore* se encontrar a longas distâncias da costa, a transmissão terá que ser realizada com um nível de tensão superior, sendo necessário a instalação de um transformador em *offshore* para elevar essa mesma tensão tipicamente entre 100 a 220 kV.[23]

Esta instalação terá que ser implantada numa plataforma *offshore*, onde se situará para além do transformador, dispositivos para compensação de potência reactiva e outros

equipamentos de instrumentação e protecção. Devido ao tamanho das estruturas, a sua construção é muito complexa e bastante dispendiosa.

Da mesma forma que a transmissão de energia é realizada com um nível de tensão superior, é necessário também um transformador em *onshore* para adaptar a tensão da transmissão à tensão da rede em terra. Esta instalação será implantada numa subestação *onshore*, onde se localizará para além do transformador, os dispositivos para compensação de potência reactiva e outros equipamentos de instrumentação e protecção.

3.3 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua (HVDC)

Parques eólicos *offshore* com tecnologia em HVDC estão a ser construídos, referindo o exemplo do parque eólico *offshore Bard Offshore 1*, situado no mar do Norte, com uma potência de 400MW, em que a construção das turbinas começou em Março deste ano (2010) e prevê-se que a construção total do parque esteja completa e que entre em funcionamento em 2011. Pelos estudos efectuados, esta tecnologia começa a ser implantada para grandes potências de parques eólicos *offshore* a grandes distâncias da costa. A principal razão de ainda não estarem implantados em grande quantidade resulta essencialmente dos elevados custos do equipamento bem como dos custos da sua instalação e manutenção.

3.3.1 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (HVDC LCC)

A primeira ligação com a tecnologia HVDC LCC foi instalada no ano de 1954. Foi construída pela empresa sueca ASEA, usada para ligar a Suécia à ilha da Gotlândia (96km) através de um cabo submarino de 100 kV e com 20 MW de potência instalada. Com o aumento do consumo, em 1983, essa ligação com tecnologia HVDC LCC foi substituída por uma nova ligação da mesma tecnologia mas com capacidade para 150 MW. Outras ligações também foram realizadas tais como a ligação entre o Brasil e o Paraguai com uma tensão contínua de ± 600 kV.

Um exemplo de sistema de transmissão baseado na tecnologia HVDC-LCC está representado na figura 10.

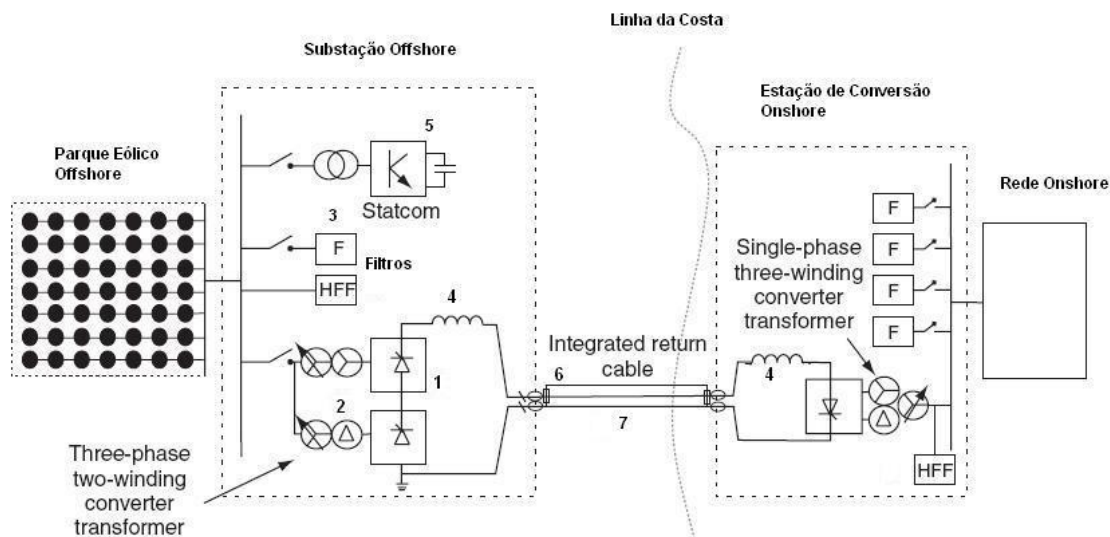


Figura 10 - Configuração de um Parque Eólico *Offshore* usando um sistema de transmissão em HVDC-LCC[7]

Legenda da Figura 10:

- 1- Válvulas (tirístores);
- 2- Transformador/Conversor;
- 3- Filtros AC;
- 4- Bobinas de alisamento;
- 5- Sistemas auxiliares de compensação de potência reactiva;
- 6- Filtros DC;
- 7- Cabo de corrente contínua com caminho de retorno integrado.

Em transmissão de corrente contínua é necessário existir um caminho de corrente de retorno (ponto 7 da Figura10). Para realizar este retorno temos duas opções, usar uma configuração monopolar ou bipolar.

A configuração monopolar utiliza um cabo único para a transmissão de energia, sendo o retorno de corrente efectuado por terra (e através de eléctrodos instalados nas duas extremidades do sistema de transmissão). Em áreas onde a resistividade da terra é muito elevada ou se o retorno pela água apresentar restrições devido à existência de estruturas metálicas na vizinhança dos eléctrodos de terra, pode-se utilizar um condutor metálico de retorno. [24]

A configuração bipolar é constituída por dois condutores, com polaridade positiva e negativa. Os pontos neutros definidos pela junção dos conversores encontram-se ligados à terra dos dois lados. Esta configuração apresenta algumas vantagens em relação à monopolar, tais como:

- Capacidade para transmissão de maior potência;

- Em caso de falha de um dos cabos o outro pode continuar a transmitir até metade de potência;
- O preço poderá ser uma desvantagem em relação à configuração monopolar.[24]

A grande maioria dos sistemas de transmissão de corrente contínua é do tipo bipolar, sendo a operação monopolar apenas permitida no caso da indisponibilidade de um dos pólos.

Depois de apresentado uma configuração e legendagem de um parque eólico usando um sistema de transmissão em HVDC, será mencionado e descrito, o equipamento que o constitui.

3.3.1.a - Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVDC LCC:

Tendo como referência a configuração de um sistema HVDC LCC apresentada na Figura 10, descrevem-se nesta secção os principais aspectos relativos a cada um dos elementos constituintes do sistema de transmissão.

3.3.1.a.1. Válvulas (Tirístores)

Este componente é essencial para assegurar a conversão corrente alternada/contínua e corrente contínua/alternada.

Hoje em dia os tirístores de silicone são capazes de bloquear tensões até 8 kV e correntes de 4 kA.[25]

O princípio básico de um tiristor é que só conduz se a tensão ânodo-cátodo for positiva e se for aplicada uma tensão positiva à porta, relativamente ao cátodo. Quando a sua corrente se anula e se a tensão ânodo-cátodo for negativa, a válvula bloqueia a condução. Na figura 11 representa-se uma mera ilustração de um tiristor com a identificação do ânodo e cátodo.

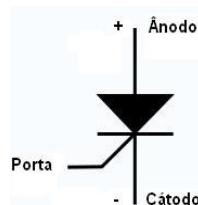


Figura 11 - Símbolo de um tiristor

3.3.1.a.2. Funcionamento

O elemento básico constituinte de um sistema de conversão de energia é a ponte trifásica de tirístores - ponte de *Graetz* trifásica a 6 pulsos. Cada conversor é constituído por um número de pontes de tirístores (ligadas em série e, se necessário, em paralelo), de forma a ser possível atingir os níveis de tensão e corrente adequados ao nível de potência a transmitir. O sistema usa duas pontes de *Graetz* em série do lado da corrente contínua, alimentadas por transformadores com ligação estrela/estrela e estrela/triângulo, respectivamente, obtendo-se assim uma configuração a 12 pulsos na Figura 12.

Funcionamento do rectificador: [24]

O valor da tensão de saída é calculado segundo a Equação 4 [13]:

$$V_{Saída} = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} V \cos(\alpha) - \frac{6\omega L_S}{\pi} I_d \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

$V_{Saída}$ é a tensão entre o terminal + e o terminal - [V]

V é a tensão eficaz entre as fases do transformador [V]

α é o ângulo de disparo [graus]

L_S é a indutância por cada fase do transformador [H]

I_d é a corrente que flui para o cabo de corrente contínua [A]

É possível controlar o valor médio da tensão contínua a partir do ângulo de disparo. Para um ângulo $\alpha=0^\circ$ a tensão é máxima, à medida que o α aumenta a tensão diminui e para $\alpha=90^\circ$ a tensão anula-se. [24] Devido a questões práticas o valor típico deste ângulo de extinção é de 14° e 16° e mínimo de 5° a 7° . [24, 29]

Como a indutância da fonte de corrente alternada não é nula, não é possível existir uma comutação instantânea logo demora um tempo finito. Esse tempo é chamado de tempo de comutação. Durante este tempo três válvulas conduzem corrente: duas num dos grupos e uma no outro grupo. O ângulo associado a este tempo é representado por μ . O valor de μ é compreendido na gama 15° - 25° . [24]

Os valores de α e μ podem definir o factor de potência e portanto a potência activa e reactiva transmitida, ou seja, através do controlo do ângulo de disparo dos tirístores

consegue-se controlar o nível de tensão DC, controlando assim rapidamente a potência a transmitir.

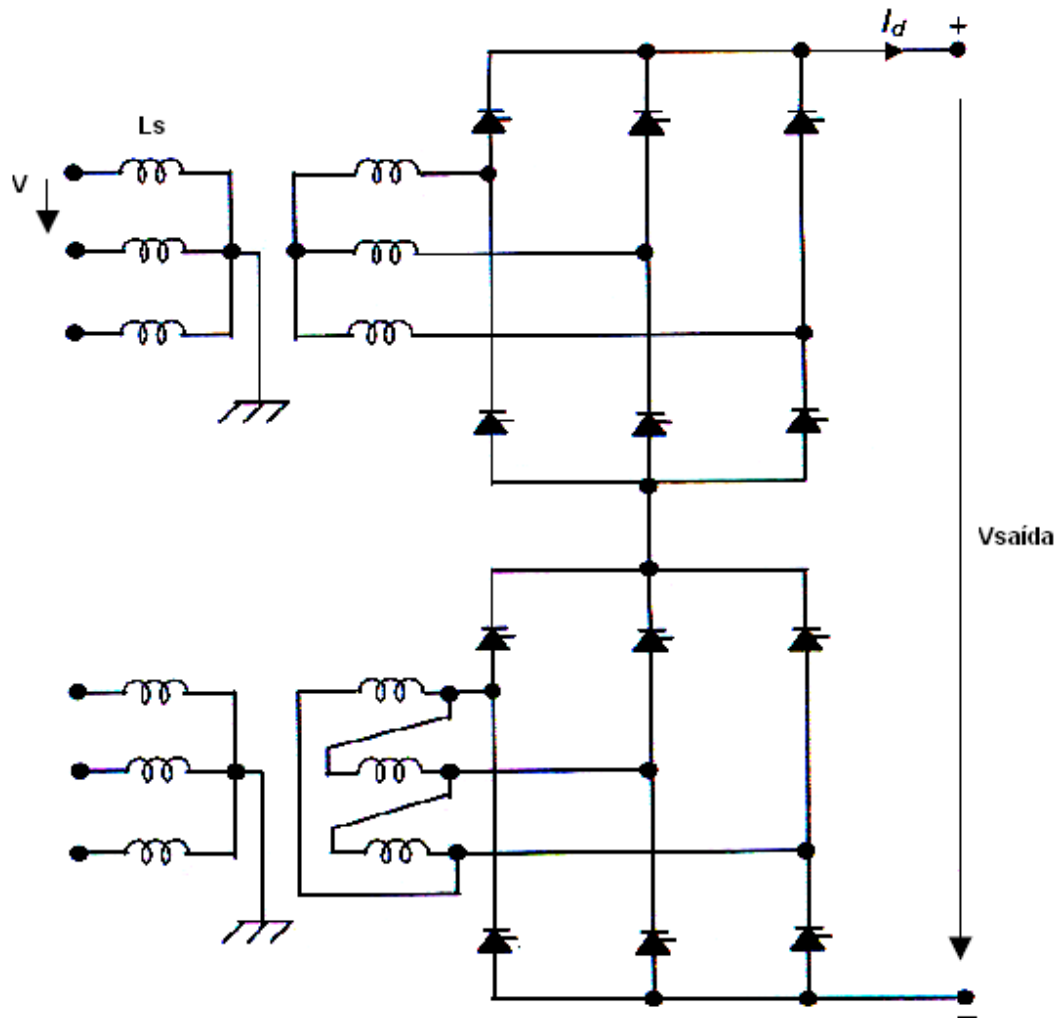


Figura 12 - Conversor a 12 pulsos [7]

Pode-se definir a potência activa e reactiva enviada pelo parque eólico *offshore* pela equação 5 e 6 respectivamente.

$$P_e = V_{\text{Saída}} \times I_d \quad \text{Equação 5}$$

$$Q_e = V_{\text{Saída}} \times I_d \times \tan \alpha \quad \text{Equação 6}$$

Funcionamento do Inversor:

A operação do modo inversor e as fórmulas são similares com o funcionamento do rectificador, mas é usado para a extinção do ângulo γ que depende de α . O valor deste ângulo de extinção situa-se normalmente entre 15° e 18° . [29]

Pode-se verificar pela equação 7:

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + \mu) \quad \text{Equação 7}$$

3.3.1.a.3. Transformador[17]

A sua ligação em *Offshore* é em realizada em estrela/estrela e estrela/triângulo. Em *onshore* os transformadores são conectados em estrela/estrela e triângulo/estrela, deste modo elimina-se harmónicos e reduz-se o tamanho do filtro.

Para além de fornecer isolamento galvânico entre o gerador e as válvulas (tirístores), converte o sistema para um nível de tensão adequado.

3.3.1.a.4. Filtros AC e DC[17, 24]

Os filtros são usados para eliminar ou pelo menos atenuar os harmónicos presentes na corrente e na tensão originados pelos conversores. Os filtros de corrente alternada juntamente com o banco de condensadores podem ser usados para absorver ou fornecer potência reactiva. Quanto aos filtros de corrente contínua, são usados para prevenir a entrada de harmónicos AC, no cabo de corrente contínua.

3.3.1.a.5. Bobinas de alisamento[24]

As bobinas de alisamento possuem uma indutância elevada (na ordem de 1,0 H) ligadas em cada pólo. Podem ser isolados a ar ou isolados a óleo, tendo como objectivo reduzir o conteúdo harmónico da tensão e intensidade da corrente contínua, prevenir falhas de comutação dos inversores e limitar a corrente de pico no rectificador devido a um curto-circuito que possa ocorrer no cabo de corrente contínua. De um modo geral tem funções de funcionamento de um filtro DC.

3.3.1.a.6. Sistemas auxiliares de compensação de potência reactiva

Os sistemas auxiliares de compensação de potência reactiva são usados para fornecer potência reactiva à estação de conversão em *offshore*, nos períodos em que a produção ao nível do parque eólico não seja suficiente para manter um nível de tensão estável que garanta um correcto funcionamento da estação conversora localizada em *offshore*. De um outro modo, quando existe muito pouca produção no parque eólico, este não é capaz de alimentar a estação de conversão. Daí ser necessário o uso de um sistema auxiliar de compensação de potência reactiva para garantir uma referência estável de tensão em períodos de baixa produção.

Este sistema auxiliar poderá ser um grupo diesel ou um compensador estático denominado de *STATCOM*. O *STATCOM* é baseado na tecnologia VSC (Conversores de fonte de tensão), é ligado através de um transformador ao barramento cuja tensão se pretende regular ou até mesmo fornecer/absorver potência reactiva. [24]

O banco de condensadores é um grupo de condensadores conectados em paralelo ao transformador ou juntamente com os filtros. O *STATCOM* em relação ao banco de condensadores tem a vantagem de produzir e consumir potência reactiva, prover o suporte de tensão e assegurar uma maior estabilidade na estação de conversão.

3.3.1.a.7. Cabo de corrente contínua[26]

As tecnologias mais comuns para fabricação de cabos são duas: Cabos de massa impregnada (MI) e cabos revestidos a óleo (OF).

Os cabos de massa impregnada (MI) consistem num condutor com segmentos constituídos por cobre, cobertos por óleo e papel impregnado de resina, as camadas interiores são de papel carregado de carbono (*carbon-loaded papers*) e as outras camadas de telas entrelaçadas de cobre. Estes cabos são constituídos também por bainhas, ecrã de isolamento, armaduras e camada de protecção anti-corrosiva de polietileno extrudido para proteger o condutor e o isolamento do ambiente externo.

Esta tecnologia num sistema de corrente contínua pode transmitir até 1000MW por cabo a 600kV, e 2000MW num sistema bipolar. A temperatura térmica máxima no condutor é de 50°C.[27]

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 podem ser usados para transmissões de corrente contínua até 600kV. Devido ao canal que transporta o óleo ao longo do cabo, o comprimento de transmissão está

limitado para distâncias inferiores a 100km. Falando nas questões ambientais, este cabo não é amigo do ambiente derivado ao risco de derrame de óleo. [26]

Na figura 13 e 14, está exemplificado um cabo de massa impregnada (MI) para ligações *Offshore*.

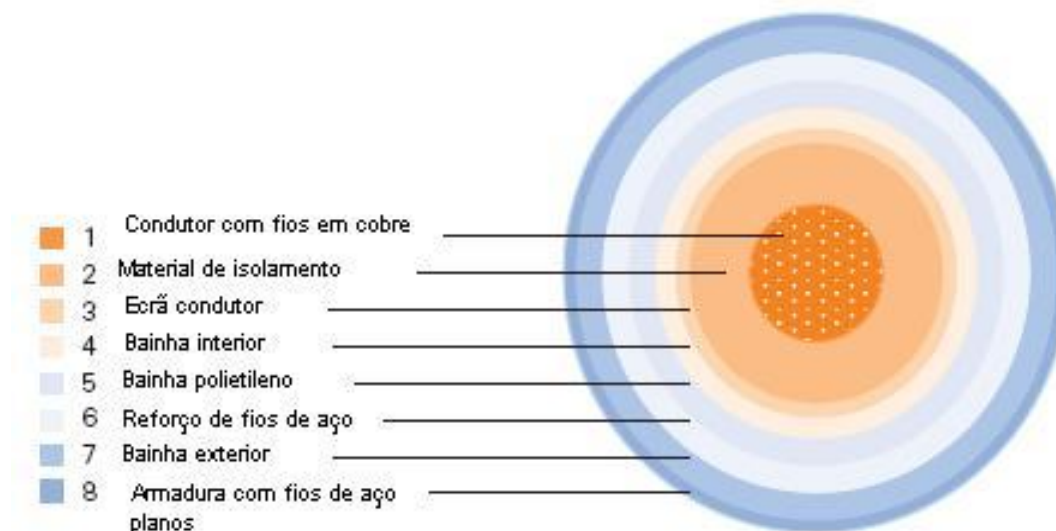


Figura 13 - Constituição do Cabo de Massa Impregnada (MI) para *Offshore* [26]



Figura 14 - Cabo de Massa Impregnada (MI) para *Offshore*[28]

3.3.2 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores de Fontes de tensão (HVDC VSC)

A tecnologia HVDC VSC é a tecnologia mais recente em relação às outras duas apresentadas. Após a descoberta dos transístores bipolares com porta isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor* - IGBT), surgiram novas oportunidades para a transmissão em corrente

contínua (HVDC). A tecnologia HVDC VSC é uma recente tecnologia onde os tiristores são substituídos pelos IGBTs. Devido à sua complexidade, existem dois grandes fabricantes no qual se destaca a ABB cujos produtos que fornece com base nesta tecnologia, são designados por HVDC *Light* e a *Siemens* que fornece soluções semelhantes, sob a designação HVDC *Plus*. [30]

Esta tecnologia foi usada pela primeira vez na Suécia em 1997. Foi implementado num sistema pequeno com 3MW e 10kV, pela ABB para realizar testes aos novos componentes do HVDC VSC. Outros projectos foram desenvolvidos ao longo dos anos, como por exemplo a ligação entre a Estónia e a Finlândia (350MW e ± 150 kV) e a ligação na Austrália do *Murraylink* (220MW e ± 150 kV). A tecnologia VSC está disponível para uma potência de 1200 MW e ± 320 kV numa instalação bipolar com cabos XLPE. [31]

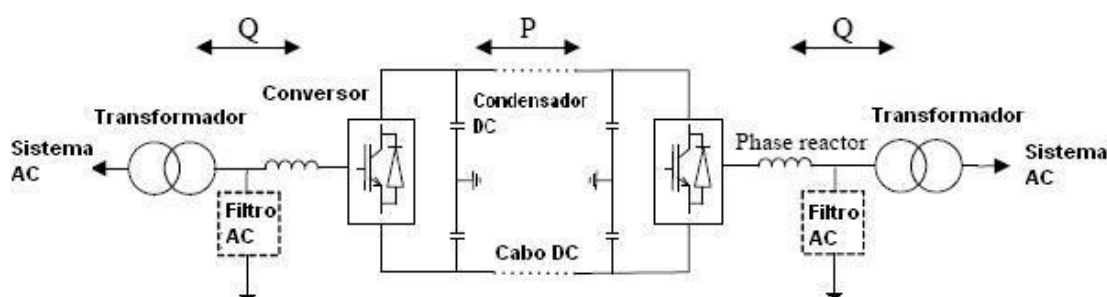


Figura 15 - Configuração de um sistema em HVDC VSC [36]

Depois de apresentado uma configuração de sistema de transmissão em HVDC VSC na figura 15, será mencionado e descrito o equipamento que o constitui.

3.3.2.a - Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVDC VSC: [7, 28]

- Conversores (Válvulas - IGBT'S);
- Transformadores;
- Filtros de corrente alternada (AC);
- Condensadores de corrente contínua (DC);
- Indutâncias de acoplamento dos conversores (*Phase reactor*);
- Cabo de corrente contínua (DC).

3.3.2.a.1. Conversores (Válvulas - IGBT's): [28]

A estação de conversão da tecnologia HVDC VSC utiliza válvulas IGBT's, comutadas a grandes frequências, aproximadamente 2000Hz. Devido ao seu funcionamento ser realizado a

grande frequência, é reduzido o número de harmónicos e assim é reduzido o tamanho dos filtros. No entanto, aumenta-se as perdas, reduzindo a eficiência do sistema.

Para controlar o circuito é usado a Modulação de largura de pulso optimizado (*Optimal Pulse Width Modulation* - OPWM), é um melhoramento do controlo PWM. O PWM fornece duas funções tais como: calcular o tempo do próximo instante (ou o instante da próxima amostragem) e modelizar a tensão de referência. Este método é utilizado para eliminação de harmónicos (concentra os harmónicos numa largura de banda) reduzindo o tamanho dos filtros e para reduzir perdas no conversor, isto é, comutando as válvulas menos vezes quando a corrente é elevada.[28]

O PWM usa um sinal de controlo sinusoidal à frequência desejada (modulação de frequência), para modelizar a razão cíclica (*duty cycle*). O sinal de controlo é comparado com a onda triangular, e a frequência da onda triangular define a frequência de comutação do inversor.

Com o aumento da frequência, os harmónicos tornam-se menores, mas a eficiência do conversor também diminui, e deste modo, há um aumento das perdas e existe problemas com a dissipação de calor. Portanto, a escolha da frequência é uma das decisões mais importantes na tecnologia HVDC VSC.

Usando o PWM faz com que seja possível um rápido controlo da potência activa e reactiva, isto torna-se vantajoso para apoiar a rede de corrente alternada numa fase de distúrbios. O controlo é optimizado para ter um desempenho rápido e estável durante uma falha do sistema de corrente alternada. [28]

A figura 16 é um exemplo de um PWM de 2 níveis (*Two-level PWM*):

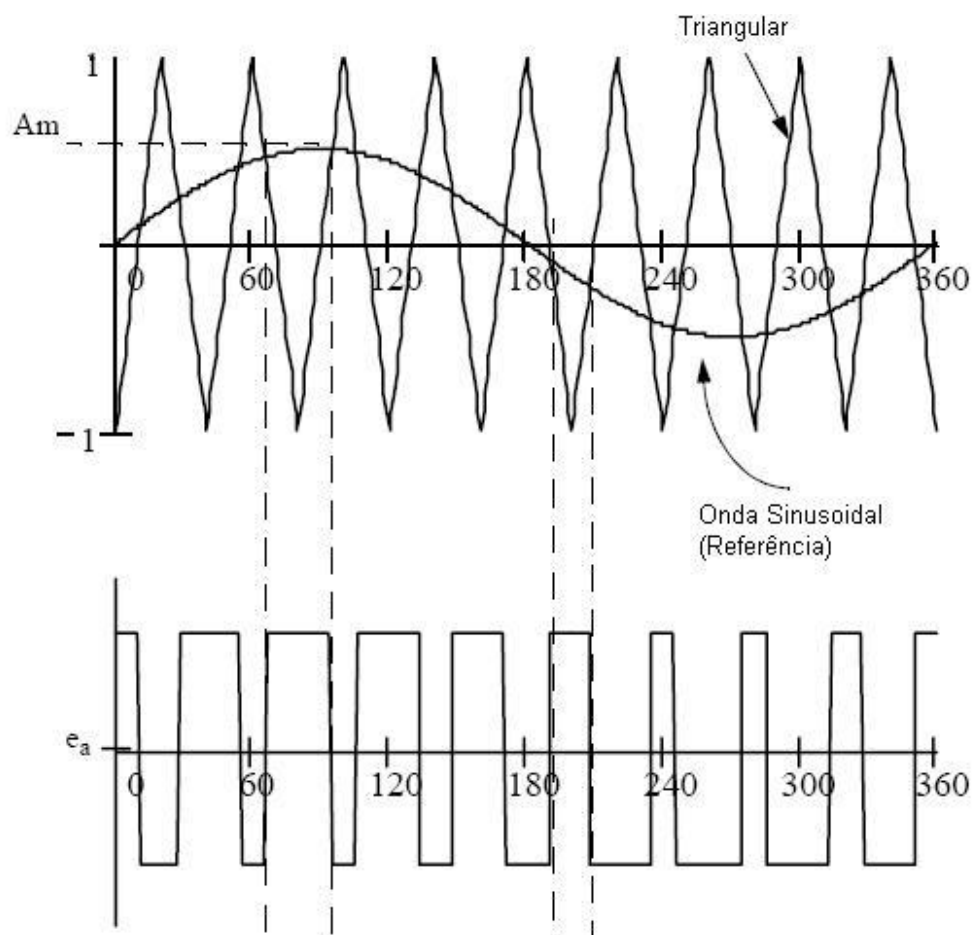


Figura 16 - PWM de 2 níveis, Onda Sinusoidal (Referência) e Sinal Triangular[32]

É possível também realizar um conversor com 3 níveis, mas as vantagens adquiridas (menos harmônicos e menos perdas) não são suficientes para equilibrar as desvantagens, ou seja, era necessário mais válvulas, logo o conversor ficava mais dispendioso e com maior volume, fazendo com que a plataforma *offshore* fosse maior e mais dispendiosa. [33]

Na figura 17 representa-se o diagrama do circuito inversor simplificado.

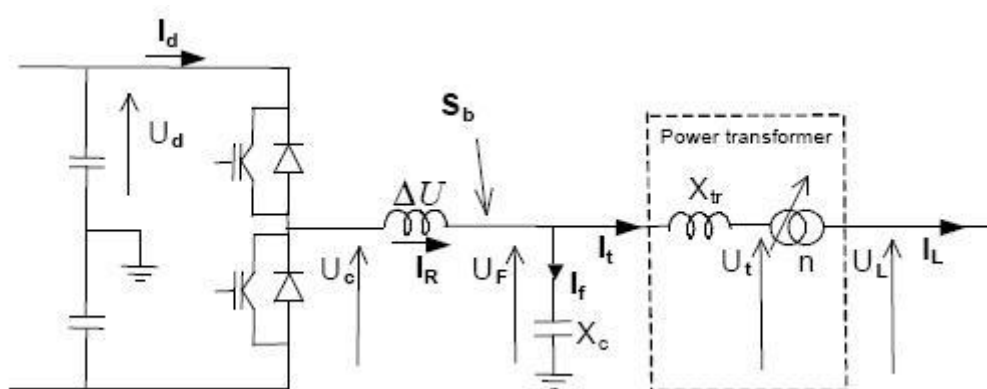


Figura 17 - Diagrama do circuito inversor simplificado [28]

O ângulo δ (ângulo de fase entre a tensão do filtro U_F e a tensão do conversor U_C) controla o trânsito de potência activa entre o conversor e a rede de corrente alternada. A diferença de amplitude entre U_F e U_C controla o trânsito de potência reactiva entre o conversor e a rede de corrente alternada.

As componentes activas e reactivas são definidas pela equação 8 e 9: [28, 34]

$$P = \frac{U_F \times U_C \times \sin \delta}{X_L} \quad \text{Equação 8}$$

$$Q = \frac{U_F \times (U_F - U_C) \times \cos \delta}{X_L} \quad \text{Equação 9}$$

Onde:

P é a potência activa depois do inversor [MW]

Q é a potência reactiva depois do inversor [MVar]

U_C é a tensão enviada pela frequência [V]

U_F é a tensão recebida pela frequência [V]

δ é o ângulo entre as tensões [graus]

$X_L = \omega L$ é a reactância do reactor conversor(bobina) [Ω]

3.3.2.a.2. Transformador [28]

Normalmente os conversores estão ligados à rede de corrente alternada via transformadores. O transformador é usado para funções normais, tal como alteração do nível de tensão e isolamento galvânico.

3.3.2.a.3. Filtros de corrente alternada[28]

Quando o PWM é utilizado, a tensão não é exactamente sinusoidal, sendo necessário o uso de filtros para se obter uma onda de tensão completamente sinusoidal. Desta forma reduz-se os harmónicos.

Na figura 18 representa-se um sistema HVDC VSC com filtro de corrente alternada.

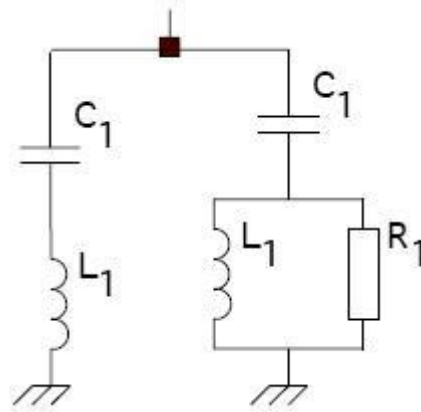


Figura 18 - Filtro de corrente alternada[28]

3.3.2.a.4. Condensadores de corrente contínua [28]

Estes condensadores têm como objectivo fornecer o caminho para a corrente de retorno, armazenar energia para manter o equilíbrio de potência e limitar as variações de tensão (em caso de falhas na rede de corrente alternada causa variações de tensão contínua).

3.3.2.a.5. Indutâncias de acoplamento dos conversores (*Phase reactor*)

Consiste em bobinas verticais sobre isoladores com armaduras para eliminar os campos magnéticos criados fora da reactância. As funções dos reactores do conversor são: fornecer filtragem passa baixo do PWM para obter a frequência desejada, bloquear correntes harmónicas relacionadas com a frequência de comutação.

3.3.2.a.6. Cabo de corrente Contínua (HVDC VSC)

A tecnologia HVDC VSC está disponível para potências até 1200 MW em configuração bipolar e tensão de $\pm 320\text{kV}$ usando cabos XLPE, apresentando uma temperatura térmica máxima de 90°C [31].

Neste tipo de tecnologia os cabos têm o condutor de alumínio ou de cobre, em forma redonda, constituído por várias fileiras de material condutor. Estes cabos submarinos tal como os de HVAC dispõem também de isolamento próprio, como o ecrã isolante, blindagem, protecção: bainha de polietileno extrudido, armadura com duas camadas, bainha exterior e protecção contra a corrosão marinha.

Este tipo de cabo comparativamente com o cabo da tecnologia LCC já apresentado, apresenta melhores características térmicas.

Na figura 19 está representado o cabo usado em sistemas de transmissão HVDC VSC.

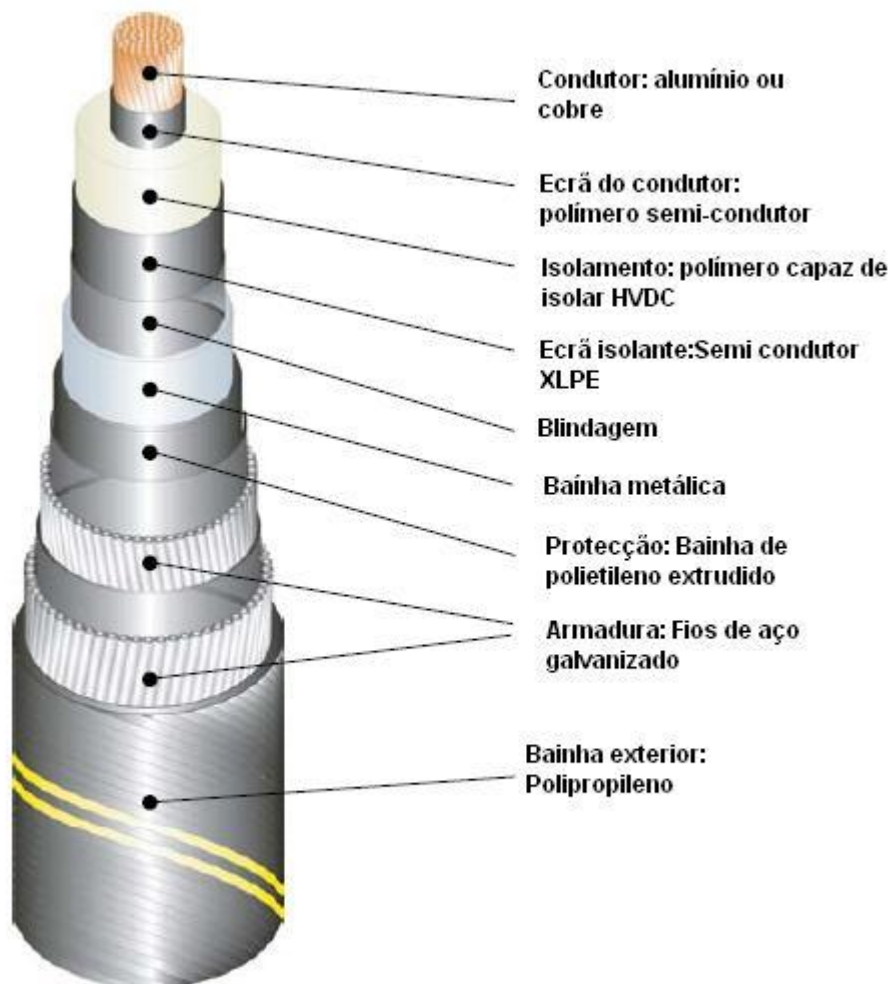


Figura 19 - Cabo Submarino para sistemas HVDC VSC[28]

3.4 - Vantagens e desvantagens dos Sistemas de Transmissão de energia para Parques Eólicos *Offshore*

Nesta secção apresenta-se as vantagens e desvantagens dos sistemas de transmissão de energia para parques eólicos.

Começemos pelo sistema de transmissão em HVAC.

As principais vantagens associadas a sistemas de transmissão em HVAC são: [7]

- Custos reduzidos, uma vez que não necessita de conversores electrónicos de potência nas subestações;
- Apresenta menores perdas para transmissão de potência de sistemas *offshore* para terra para distâncias até cerca de 50km (como também se demonstra nos resultados obtidos no capítulo 5);
- É uma tecnologia já dominada há bastantes anos, estando implementada na maioria dos parques eólicos existentes;
- Em relação à tecnologia HVDC não necessita de uma fonte de tensão auxiliar.

As principais desvantagens associadas a sistemas de transmissão em HVAC são:[7] [15][16]

- Devido aos efeitos capacitivos dos cabos submarinos, geram grandes quantidades de potência reactiva com o aumento do comprimento do cabo. Esta potência reactiva, tem que ser consumida nas extremidades do cabo (quer *onshore*, quer *offshore*), devido aos valores de tensão nos barramentos serem elevados;
- Em resultado dos efeitos capacitivos acentuados que se verificam nos cabos submarinos, não é exequível o uso da transmissão em HVAC para grandes distâncias da costa (superior a 50 km);
- As perdas aumentam significativamente, com o aumento das potências do parque eólico e aumento da distância a *onshore*.

Sistema de transmissão em HVDC LCC

As principais vantagens associadas a sistemas de transmissão em HVDC LCC são:[7, 15]

- Pode ser usado para grandes distâncias, transportando grandes quantidades de potência. [7]
- A ligação pode ser assíncrona, ou seja, na interligação entre duas redes, a frequência de cada rede pode ser diferente uma da outra (50Hz e 60Hz por exemplo).
- Através da electrónica de potência, é permitido o controlo de potência activa no parque eólico *offshore*;

As principais desvantagens associadas a sistemas de transmissão em HVDC LCC são:[7]

- Esta tecnologia requer estações volumosas de conversão, tanto em *Offshore* como em *Onshore*.
- Em caso de um colapso generalizado do sistema, não contribui activamente para a fase de reposição de serviço, uma vez que só consegue entrar em funcionamento quando as duas extremidades AC da ligação, estiverem sob tensão.
- Os conversores geram harmónicas de corrente, sendo necessário o uso de filtros para as atenuar ou até mesmo as eliminar.
- Como é constituído por vários componentes electrónicos, a probabilidade de avariar torna-se maior em relação à tecnologia de HVAC.

As principais vantagens associadas a sistemas de transmissão em HVDC VSC são:[31]

- Apresenta todas as vantagens do HVDC LCC incluindo o controlo independente da potência activa e reactiva. Este controlo permite operar nos quatro quadrantes do plano P-Q (ver figura 20).
- Para realizar a comutação, não necessita de nenhuma fonte de corrente alternada, nem do *STATCOM* ou bancos de condensadores, ao contrário da tecnologia HVDC LCC.
- No que se refere à quantidade de filtros, não será necessário um número tão elevado de filtros, tornando assim, o conversor de menor dimensão em relação ao HVDC LCC.
- Pode ser usada a função "*Black start*", permitindo um apoio parcial ou total do sistema em caso de falha do mesmo.

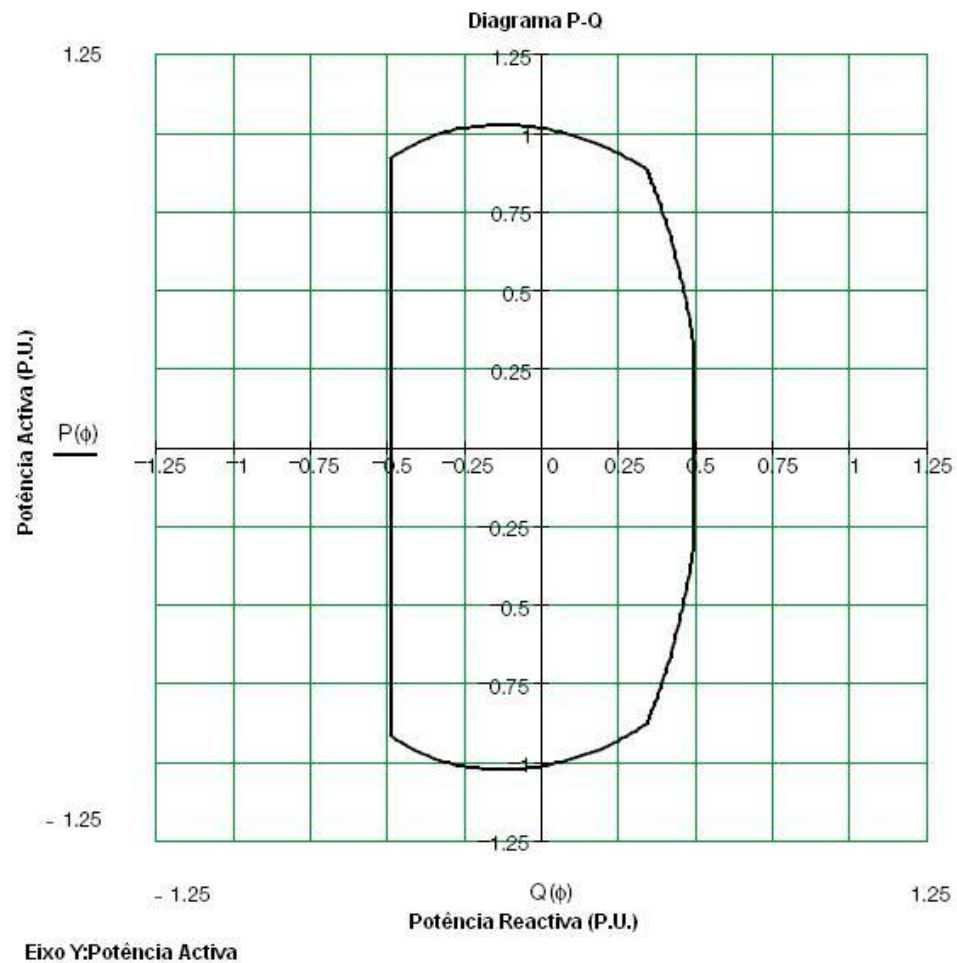


Figura 20 - Diagrama P-Q da tecnologia HVDC VSC, 1º e 2ª quadrante representa o rectificador, 3º e 4º o inversor [28]

As principais desvantagens associadas a sistemas de transmissão em HVDC VSC são: [28]

- Devido ao uso dos IGBT's, é mais dispendioso do que a tecnologia HVDC LCC.
- A modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation* - PWM) apresenta uma frequência elevada, o que leva a que as perdas sejam maiores do que o HVDC LCC.
- Permite transmitir menores valores de potência, quando comparado com o HVDC LCC.

3.5 - Conclusões

Neste capítulo foi apresentado para além das tecnologias existentes de transmissão, as vantagens e desvantagens de cada uma das tecnologias. Quanto à tecnologia HVAC apresenta-se a que requer menos tecnologia para transmissão de potência e a tecnologia mais usada na

instalação de parques eólicos *offshore*. Por outro lado para comprimentos longos dos cabos, apresenta mais perdas devido à sua geração de potência reactiva.

A tecnologia HVDC LCC já é utilizada ao longo de alguns anos para transmissão de potência eléctrica, mas para parques eólicos ainda não está em uso. Quanto aos aspectos económicos é mais caro que a tecnologia HVAC, necessitando também de mais equipamento.

A tecnologia HVDC VSC é a tecnologia mais recente e como grande vantagem que apresenta em relação às outras duas tecnologias é a possibilidade de controlar a tensão na rede e nos barramentos, o que torna uma importante vantagem aquando a inclusão de parques eólicos de grandes potências. Tem também a vantagem de ter um controlo independente da potência activa e reactiva, o que torna muito interessante para redes fracas, no caso de ilhas isoladas.

O próximo capítulo servirá para se perceber de uma forma mais coerente, como estes sistemas de transmissão funcionam e como reagem em estudos de trânsitos de potência. Os sistemas utilizados para esses estudos serão os de HVAC e os HVDC LCC.

Capítulo 4

Representação dos sistemas de transmissão em estudos de trânsito de potências

4.1 - Introdução

Neste capítulo é apresentado o caso de estudo (Rede *IEEE*), onde foram realizados todos os estudos, incluindo a ligação de parques eólicos *offshore* a esta rede. O trânsito de potências realizado, incide nos dois níveis de tensão em que a rede *IEEE* é dividida, sendo explicado o seu procedimento.

Seguidamente pretende-se descrever a modelização dos sistemas de transmissão já referenciados nos capítulos anteriores para efeitos de estudos de trânsito de potências. Em especial, é apresentada a modelização de sistemas de transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission-HVAC*) e Alta Tensão de Corrente Contínua usando conversores com comutação natural de linha (*High Voltage DC Transmission using Line Commutated Converters-HVDC LCC*).

No que se refere à modelização dos sistemas de transmissão em HVAC, o seu estudo e integração nos modelos de trânsito de potência é apresentado com base no modelo em π dos cabos de transmissão. Para além da sua modelização, é ainda realizado o estudo referente ao número de cabos necessário para cada potência de parques eólicos. Adicionalmente, é ainda efectuado um estudo da influência do comprimento do sistema de transmissão e da potência a transmitir sobre o balanço de potência reactiva nesse sistema, bem como sobre os perfis de tensão nos barramentos que o delimitam.

Quanto à transmissão em corrente contínua, como foi mencionado no capítulo anterior, existem duas tecnologias em HVDC que podem ser usadas para ligar parques eólicos *offshore* a uma rede em terra, sendo elas: HVDC LCC e HVDC VSC. Nesta tese, a simulação e trânsito

de potências foi restrito para a tecnologia em HVDC LCC. É destacado também neste capítulo o tipo de conversores HVDC LCC usados e suas características, tal como detalhes da sua ligação a uma rede *onshore*.

4.2 - Caso de estudo - Rede

De maneira a estudar o impacto das tecnologias de transmissão em HVAC e HVDC quando inseridas numa rede, foi escolhida uma rede *IEEE* para fazer a simulação. Esta rede foi implementada no programa *Power World*, no qual foram inseridos com minúcia, todos os parâmetros fornecidos pelo artigo da rede em estudo. Esta rede é designada por configuração *IEEE One Area RTS-96* de onde foi considerado apenas o estudo de uma área de controlo. Essa área de controlo é constituída por 24 barramentos, 17 cargas e 11 geradores sendo um deles, compensador síncrono (barramento 14). Na figura 21 está representada a rede de teste *IEEE* considerada.

Todos os geradores tem os limites restritos de potência reactiva no seu barramento, por exemplo, no barramento 1, dois dos geradores tem os limites de potência reactiva entre 30 (Máx) e -25 (Min). A carga total do sistema é de 2850 MW e 580 MVar.

Quanto ao nível de tensão desta rede, está dividida em dois níveis, um de 230kV e outro de 138kV. O maior é usado normalmente para transportar a energia da geração (geradores) para as subestações e o menor nível de tensão é usado para fazer distribuição de energia dentro das áreas de consumo (cargas). Para interligar o parque eólico *offshore* e esta rede foram usados dois níveis de tensão (138 kV e 230 kV). Na parte de 138 kV foi ligado ao barramento número 1 e na de 230 kV ao barramento número 19. (Figura 21)

Existindo estas diferenças de tensão na rede, as maiores diferenças serão na corrente transportada pelos cabos, ou seja, para transmissão de potência a tensões mais baixas (138kV), as correntes serão maiores e portanto, como se poderá comprovar na secção das perdas, estas serão maiores.

As ligações provenientes de sistemas de transmissão de parques eólicos *offshore*, foram ligados a dois barramentos na rede *IEEE*. Ao barramento 19 foram ligados os sistemas de transmissão de parques eólicos *offshore* para níveis de tensão de 230 kV e ao barramento 1 para sistema de transmissão de parques eólicos *offshore* com nível de tensão de 138 kV.

4.3 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada (HVAC)

Para representar este sistema de transmissão foi estudado o modelo exacto do cabo. Este é constituído pelas equações que descrevem a propagação de ondas electromagnéticas, em função das tensões e correntes nas extremidades do cabo. Estas equações podem ser definidas por funções hiperbólicas, no qual descrevem o cabo de acordo com os seus parâmetros, tais como a resistência, capacidade e indutância.

As equações podem ser apresentadas na forma matricial, na equação 10, mostrando a relação entre tensões e correntes usadas na extremidade de emissão e recepção de um cabo. [38]

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma \cdot l & Z_0 \sinh \gamma \cdot l \\ \frac{1}{Z_0} \sinh \gamma \cdot l & \cosh \gamma \cdot l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad \text{Equação 10}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{j\omega C}} \quad \text{Equação 11}$$

Onde,

V_R é a tensão na recepção [V]

I_R é a corrente na recepção [A]

V_e é a tensão na emissão [V]

I_e é a corrente na emissão [A]

l é o comprimento do cabo [m]

Z_0 a impedância de onda [Ω]

γ é a constante de propagação [m^{-1}]

ωL é a reactância do cabo [Ω] e ωC a susceptância do cabo [S].

Este modelo corresponde ao modelo exacto de um cabo de transmissão de energia, cuja aplicabilidade directa em estudos de trânsitos de potência apresenta dificuldades, dada a complexidade do modelo. No entanto, é necessário ter em atenção que, nos cabos de corrente alternada para aplicações *offshore*, estes apresentam tipicamente elevados valores de capacidade linear por fase, requerendo alguma prudência no uso imediato de modelos simplificados, como seja o modelo em π , e em especial para comprimentos significativos. Assim sendo, e para simular os cabos submarinos em HVAC em estudos de trânsitos de potência, recorreu-se ao modelo em π equivalente (Figura 22), considerando algumas

suposições. Segundo [38], é possível aperfeiçoar este modelo, deste modo melhorando os resultados aplicados a cabos longos.

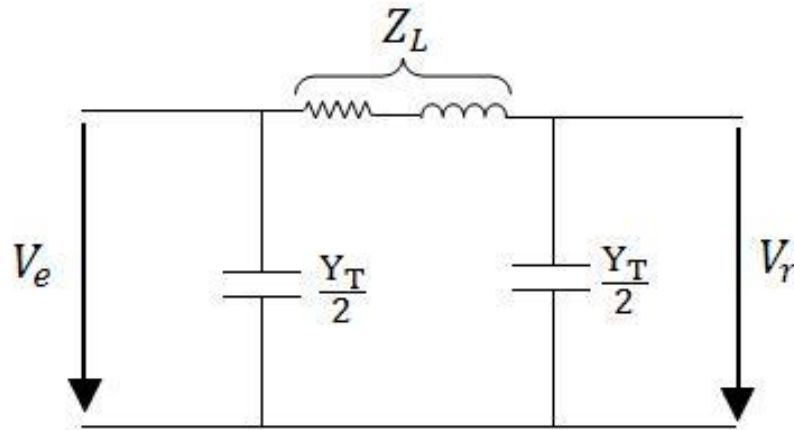


Figura 22 - Modelo em π do cabo

Usando os dois primeiros termos do desenvolvimento em série das equações hiperbólicas e equacionando estes termos com as equações do modelo exacto do cabo (Equação 12), consegue-se melhorar o modelo em π . [13] [38]

$$\begin{cases} Z_L = Z_0 \cdot \sinh \gamma \cdot l \\ 1 + \frac{1}{2} Y_T Z_L = \cosh \gamma \cdot l \end{cases} \quad \text{Equação 12}$$

Onde,

$$Z_0 = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad \text{Equação 13}$$

$$Y_T = y \cdot l \quad \text{Equação 14}$$

$$\gamma = \sqrt{z \cdot y} \quad \text{Equação 15}$$

$$z = R + j\omega L \quad \text{Equação 16}$$

$$y = j\omega C \quad \text{Equação 17}$$

Z_L é a impedância longitudinal do cabo e igual a $z \times l$, onde l é o comprimento do cabo, $\frac{Y_T}{2}$ é a admitância.

Simplificando as equações acima descritas, é possível obter um factor multiplicativo para a impedância e a admitância do modelo em π do cabo.

A nova impedância e admitância do cabo ficam assim definidos como está representado na equação 18 e 19. [38]

$$Z_{LN} = Z_L \cdot \frac{\sinh \gamma \cdot l}{\gamma \cdot l} \quad \text{Equação 18}$$

$$\frac{1}{2} Y_{TN} = \frac{Y_T}{2} \cdot \frac{\tanh \frac{\gamma \cdot l}{2}}{\frac{\gamma \cdot l}{2}} \quad \text{Equação 19}$$

Onde,

Z_{LN} é a nova impedância do cabo

Y_{TN} é a nova admitância do cabo

Para estudos da transmissão em HVAC, foram usados dois níveis de tensão. Os dados técnicos correspondentes, encontram-se expressos na tabela 2.

Tabela 2 - Dados técnicos para sistemas em HVAC [22]

	132kV	220kV
Resistência [Ω/km]	48×10^{-3}	48×10^{-3}
Indutância [H/km]	$0,34 \times 10^{-3}$	$0,37 \times 10^{-3}$
Capacidade [F/km]	$0,23 \times 10^{-6}$	$0,18 \times 10^{-6}$
Corrente nominal [A]	1055	1055
Secção do cabo [mm^2]	1000	1000
Temp.máxima de funcionamento [$^{\circ}\text{C}$]	90	90

Nota: As tensões de 132kV e 220kV dos parâmetros dos sistemas HVAC (tabela 2) foram usados para ligação à rede em terra de 138kV e 230kV, respectivamente.

4.3.1 - Cálculo dos parâmetros para transmissão HVAC

Nesta secção, pretende-se demonstrar o procedimento para o cálculo dos parâmetros para transmissão em HVAC, a inserir no programa *Power World*. Inicialmente calcula-se a impedância do cabo, depois a admitância do cabo e a constante de propagação. Através destes três parâmetros calculados, procede-se ao cálculo da nova impedância e admitância do cabo.

Para melhor compreensão, representa-se a seguinte sequência:

1. Cálculo da impedância do cabo Z , através da equação 16.
2. Cálculo da admitância do cabo y , através da equação 17.
3. Cálculo da constante de propagação γ , através da equação 15.
4. Cálculo da nova impedância longitudinal do cabo Z_{LN} , através da equação 18.
5. Cálculo da nova admitância longitudinal do cabo $\frac{Y_{TN}}{2}$, através da equação 19.

Esta sequência foi aplicada ao cálculo dos parâmetros para os vários comprimentos do cabo. Para tal, as equações foram implementadas em *Excel* e os resultados obtidos encontram-se na tabela 3.

Tabela 3 - Impedâncias e admitâncias a inserir no trânsito de potências

Nível de Tensão	Comprimento (km)	$Z_{LN} = R + jX [\Omega]$	$Y_{TN} = B [S]$
138kV	10	0,480 + 1,068j	0,000361
	30	1,435 + 3,201j	0,001087
	50	2,384 + 5,327j	0,001802
	100	4,783 + 10,643j	0,0036
	150	6,787 + 15,653j	0,0057
	200	8,634 + 20,491j	0,008
230kV	10	0,479 + 1,165j	0,000282
	30	1,439 + 3,482j	0,000848
	50	2,386 + 5,796j	0,001416
	100	4,857 + 11,762j	0,00284
	150	7,393 + 17,904j	0,004293
	200	8,775 + 22,411j	0,0058

Os valores de impedâncias e admitâncias mencionados na tabela 3 foram convertidos para o sistema p.u, para serem inseridos no programa *Power World*. Foram utilizadas duas tensões de base, sendo elas de 138 kV e 230 kV e um S_{base} de 100 MVA.

Como referido acima, dois níveis de tensão foram usados para se efectuar os testes no programa *Power World* versão 8.0. Estes valores foram escolhidos, pois são os níveis de tensão em que a nossa rede de teste está dividida (figura 21).

Na figura 23 está representado um exemplo dos parâmetros inseridos no programa *Power World*, para um parque eólico *offshore* de 180 MW de potência, a uma distância de 50 km da rede de 138 kV em terra. Na figura 24, um outro exemplo dos parâmetros para a mesma potência e distância mas a ligar à tensão diferente da rede em terra, de 230 kV.

Parameters		Transformer Info		Series Capacitor		Fault Parameters		Misc.		OPF	
Parameters											
Resistance (R)	0,01252	Limit A (MVA)	500,00	Status ☐ Open ☒ Closed							
Reactance (X)	0,02776	Limit B (MVA)	0,00								
Charging (B or C)	0,3433	Limit C (MVA)	0,00								
☐ Has Line Shunts		Line Shunts									
Flows											
Line flow at Bus 26		Line flow at Bus 1									
180,0 MW to 1		176,4 MW from 26									
11,6 Mvar from 1		18,1 Mvar from 26									
180,4 MVA		177,3 MVA									
36,1 % Loading		35,5 % Loading									

Figura 23 - Exemplo dos parâmetros no *Power World* para 180 MW, 50 km, 138 kV

Parameters		Transformer Info		Series Capacitor		Fault Parameters		Misc.		OPF	
Parameters											
Resistance (R)	0,00451	Limit A (MVA)	500,00	Status ☐ Open ☒ Closed							
Reactance (X)	0,01096	Limit B (MVA)	0,00								
Charging (B or C)	0,7489	Limit C (MVA)	0,00								
☐ Has Line Shunts		Line Shunts									
Flows											
Line flow at Bus 26		Line flow at Bus 19									
180,0 MW to 19		178,7 MW from 26									
11,8 Mvar from 19		66,3 Mvar from 26									
180,4 MVA		190,6 MVA									
36,1 % Loading		38,1 % Loading									

Figura 24 - Exemplo dos parâmetros no *Power World* para 180 MW, 50 km, 230 kV

4.3.2 - Dimensionamento do sistema de transmissão em HVAC

Os cabos têm uma capacidade de transmissão limitada, logo, se um parque eólico produzir uma potência nominal elevada, apenas um cabo será insuficiente para transmitir toda a potência, daí ser necessário colocar cabos em paralelo.

É com base no valor da potência a transmitir por cada cabo que se dimensiona a quantidade de cabos necessários para a transmissão do parque eólico. Neste caso, sendo uma potência trifásica e tendo os valores de tensão e corrente nominal para cada tipo de sistema na tabela 2, podemos calcular esta quantidade usando a equação 20.

$$S = \sqrt{3} \times U \times I$$

Equação 20

Onde,

U é a tensão e I a corrente mencionados na tabela 2.

A tabela 4 refere-se ao número de cabos que são necessários para a transmissão, estando estes em função do nível de tensão e potência a transmitir para cada parque eólico *offshore*.

Tabela 4 - Número de cabos necessários para transmitir cada potência do parque eólico *offshore*

Potência do Parque Eólico <i>Offshore</i>	180MW	300MW	400MW	500MW
138kV	1	2	2	3
230kV	1	1	2	2

4.3.3 - Estudo do comportamento de um sistema de transmissão em HVAC

Esta secção apresenta o estudo do comportamento do sistema de transmissão em HVAC, ou seja, inclui aspectos relativos ao trânsito de potência, bem como o seu impacto no perfil de tensões do sistema *offshore* e no barramento de interligação com a rede *onshore*.

Neste estudo, são realizadas simulações para parques eólicos *offshore* com potências de 180,300,400 e 500 MW, a ligar à rede em *onshore* com níveis de tensão de 138 kV e 230 kV. O nível de tensão de produção no barramento em *offshore* dos parques eólicos *offshore* utilizado foi de 33 kV. Na tabela 5 são apresentados os resultados relativos ao balanço de potência reactiva no sistema de transmissão HVAC *offshore* para as diferentes potências dos parques eólicos atrás referidas, bem como para diversos valores de tensão e de distâncias do parque *offshore* a terra. Esses resultados dizem respeito ao valor da potência reactiva que é injectada (valor positivo) ou absorvida (valor negativo) no barramento *onshore* onde é feita a interligação do sistema de transmissão *offshore* com a rede *onshore*.

Tabela 5 - Valores de potência reactiva produzida ou absorvida pelo cabo HVAC

Distância [km]	Potência [MW]	180	180	300	300	400	400	500	500
	Tensão [kV]	138	230	138	230	138	230	138	230
10		-6,3	2,8	-10,7	-20,7	-25,1	-16,3	-26,2	-35,5
30		5,9	33,8	2,3	8,4	-13,8	15,3	-13,8	-4,7
50		18,1	66,3	15,9	38,6	-1,9	48,8	-1	27,9
100		51,7	153,8	52,8	122,5	32,1	145	36,6	122,8
150		97,2	252,5	132	220,2	95,1	260,8	181,8	239
200		162,4	366,8	277,5	335,5	261,2	420,9	518	397

O grande problema da transmissão em HVAC é a potência reactiva, existindo três factores inerentes tais como a distância a terra, o número de cabos usados na transmissão e a tensão do sistema.

Para a melhor percepção dos valores de potência reactiva gerada pelos cabos HVAC está representada na figura 25.

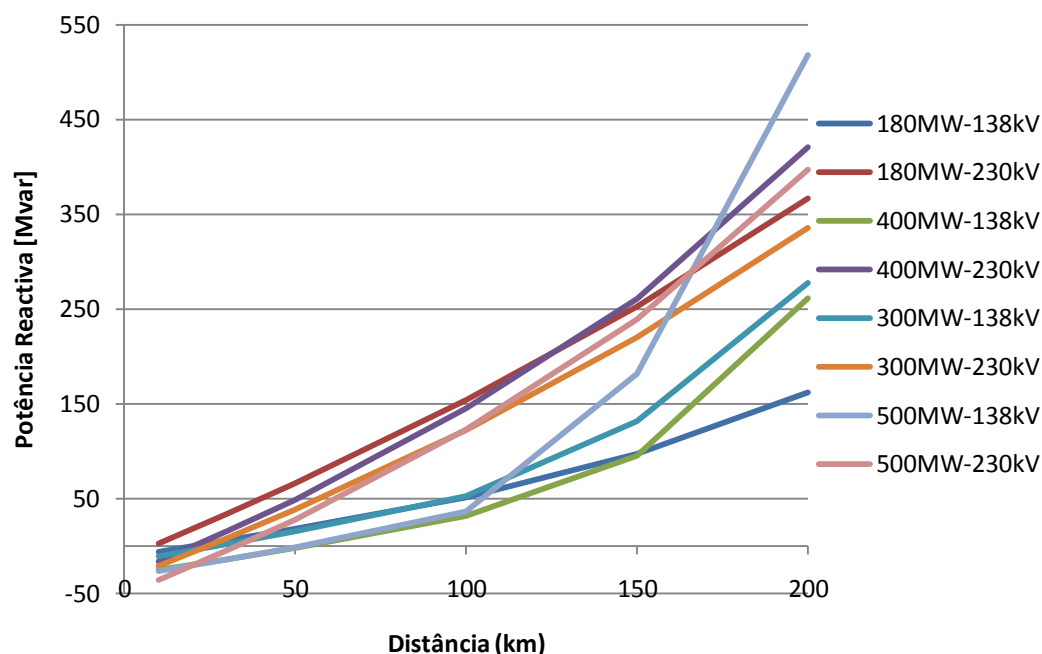


Figura 25 - Potência reactiva gerada por cabos de HVAC para diferentes potências de parques eólicos *offshore* a diversas distâncias

Verifica-se que o aumento de geração de reactiva no cabo é influenciado pelo número de cabos que requer cada tecnologia, pela potência a transmitir e pela tensão do sistema.

Quanto à influência do número de cabos, atentemos no caso da transmissão de 500 MW a 138 kV, necessita de 3 cabos (em vez de 2 utilizados para a mesma potência mas com tensão de 230 kV), a partir dos 150 km aproximadamente, tem uma produção de reactiva mais elevada do que nos outros casos.

Relativamente à potência a transmitir, comparando a transmissão de 400 MW e 500 MW através de uma ligação em HVAC a 230 kV, pode-se verificar na figura 25, que com o aumento da potência a transmitir, há uma redução da potência injectada na rede em *onshore*. Considerando a análise sobre o modelo em π do sistema HVAC, ao aumento da potência a transmitir, corresponde um aumento de corrente e consequentemente um aumento de perdas de potência reactiva nesta transmissão. O mesmo acontece quando comparado as potências de 300 MW e 400 MW, 180 MW e 300 MW com o mesmo nível de tensão de 230 kV.

Nesse mesmo modelo, a injeção de potência reactiva por parte do sistema de transmissão é apenas dependente do quadrado da tensão (equação 21), pelo que o balanço

global de potência reactiva, conduz a uma redução da potência injectada no barramento em *onshore*.

A tensão dos sistemas também se torna um factor fundamental na transmissão de potências iguais, sendo isso notado quando se transmite por exemplo uma potência de 180 MW a 138 kV e a 230 kV, detecta-se que existe maior geração de potência reactiva para a tensão de 230 kV. Estes resultados eram de esperar, pois como já foi referenciado, a geração de potência reactiva está dependente da tensão (equação 21), logo se a tensão do sistema é elevada, existirá também um aumento de reactiva gerada pelo cabo de HVAC.

$$Q = U^2 \times B \quad \text{Equação 21}$$

Em que:

Q é a potência reactiva, U a tensão e B a capacidade do cabo.

4.3.4 - Avaliação do impacto ao nível das Tensões (Sem compensação)

Os resultados da presente secção, foram obtidos para um cenário que corresponde à situação em que os parques eólicos *offshore* se encontram a produzir o máximo de potência activa. Neste seguimento, é avaliado o perfil dos níveis de tensão no barramento em *offshore* e *onshore*, para diferentes parques eólicos *offshore*, em função do comprimento do sistema de transmissão. A tensão do barramento do parque eólico *offshore* correspondente à cor azul e o barramento de ligação a *onshore* correspondente à cor vermelha.

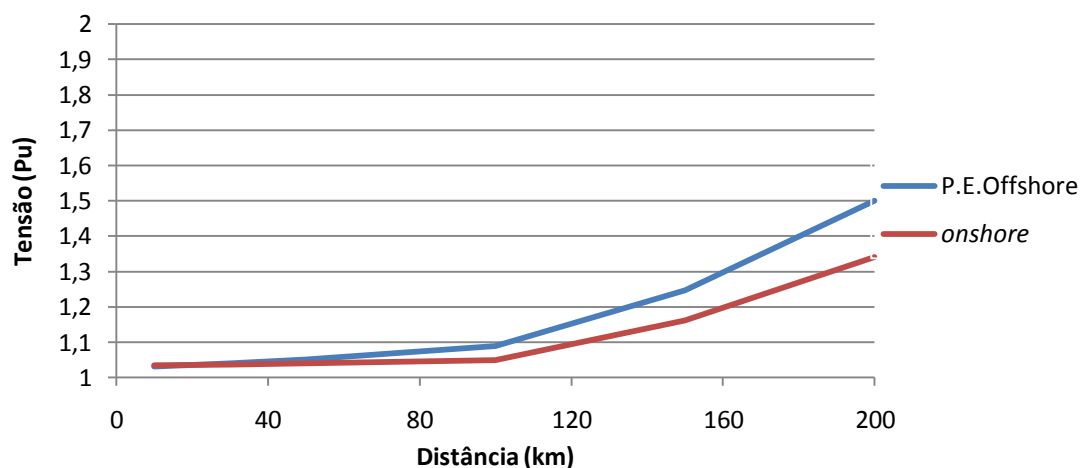


Figura 26 - Tensões para Parque eólico *offshore* de 300 MW com a ligação a 138 kV

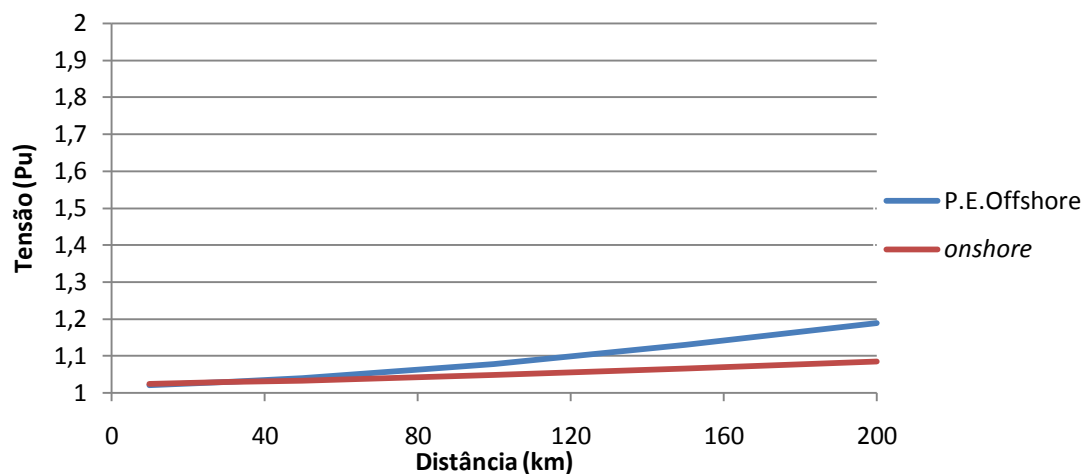


Figura 27 - Tensões para Parque Eólico *offshore* de 300 MW com ligação a 230 kV

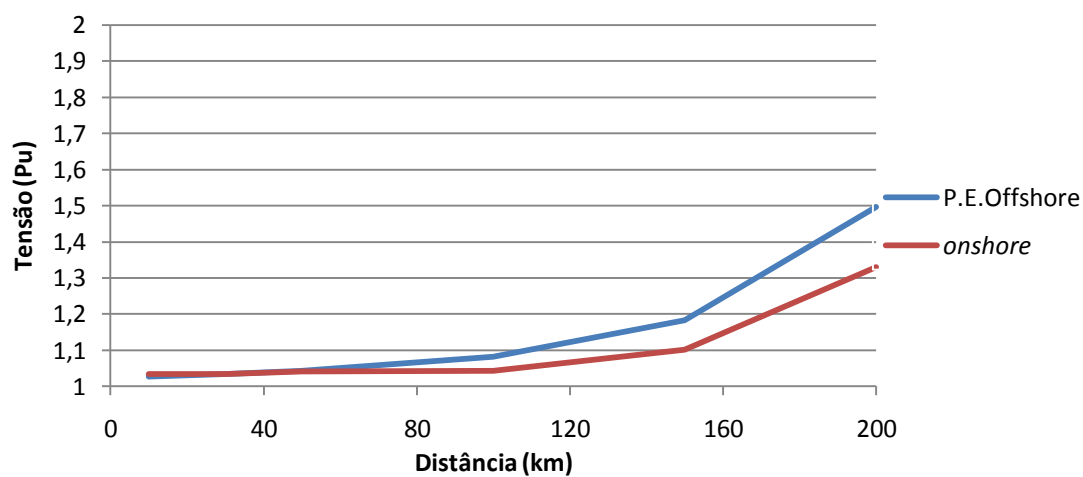


Figura 28 - Tensões para Parque Eólico *offshore* de 400 MW com ligação a 138 kV

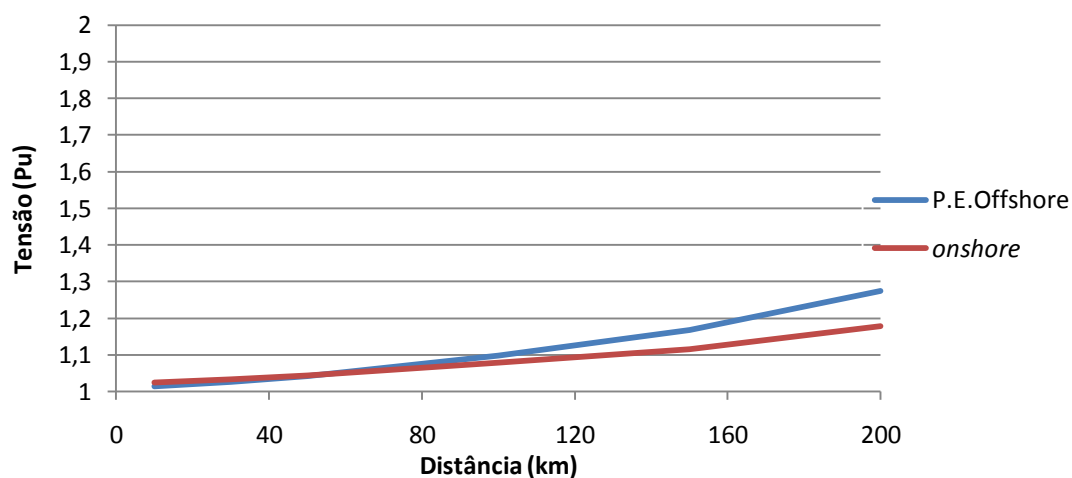


Figura 29 - Tensões para Parque Eólico *offshore* de 400 MW com ligação a 230 kV

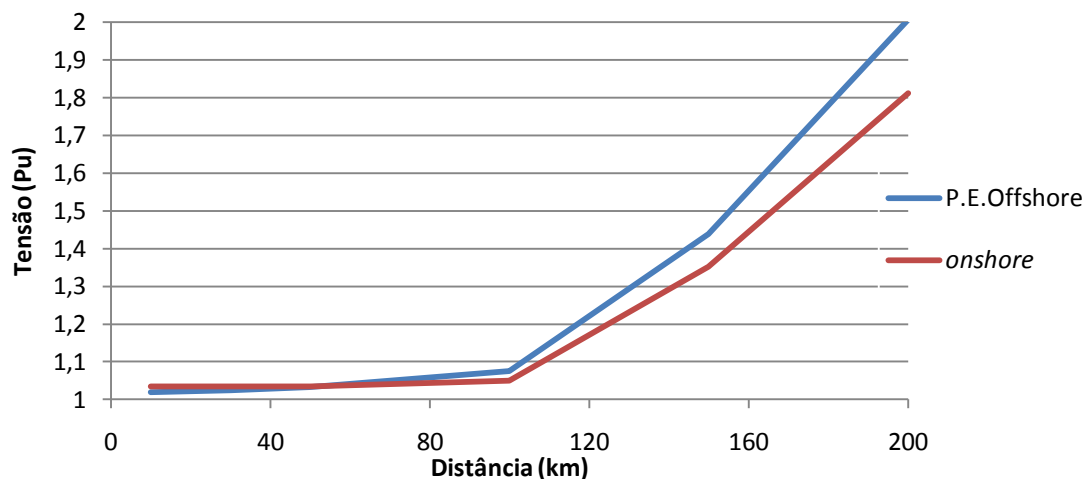


Figura 30 - Tensões para Parque Eólico *offshore* de 500 MW com ligação a 138 kV

Como se pode verificar nas figuras 26 a 30, não é sempre possível manter as tensões dentro de limites, entre 0,98 e 1,1 p.u. Para longas distâncias, as tensões excedem o limite máximo permitido de tensão 1,1 p.u. Comparando os dois níveis de tensão (138 kV e 230 kV) de um parque eólico *offshore* de 300 MW de potência, verifica-se que as tensões são muito mais elevadas para a simulação a 138kV. Deve-se ao facto de que nesta situação é necessário dois cabos para a transmissão, ao invés da simulação a 230 kV em que é utilizado apenas um cabo. Consequentemente há mais geração de reactiva para a simulação de 138 kV, fazendo aumentar as tensões nos barramentos, quer em *offshore* quer em *onshore*.

Como foi dito anteriormente, os cabos submarinos geram grandes quantidades de potência reactiva, que por conseguinte aumentam o nível de tensão nos barramentos quer em *offshore*, quer no barramento de ligação a *onshore*. Devido a este facto, é necessário proceder à compensação de potência reactiva. Esta compensação foi calculada, de maneira a injectar-se 20% de potência reactiva na rede em *onshore*. Trata-se de um valor indicativo, que é dependente das redes em estudo, e foi utilizado com base nos critérios actualmente seguidos pelo operador da rede de transporte em Portugal. Quando se simulou o trânsito de potências, dependendo da potência reactiva gerada pelo cabo e injectada na rede *onshore*, foi calculada a compensação de reactiva.

Esta compensação pode ser capacitiva ou indutiva, dependendo do comprimento do cabo, do nível de tensão e da potência a transmitir pelo parque eólico *offshore*. Neste caso de estudo, foram colocadas baterias shunt na extremidade do cabo em *onshore*. O próprio gerador no barramento em *offshore* para distâncias superiores a 100 km absorveu também o excesso de potência reactiva gerada pelo cabo de corrente alternada. Na tabela 6 representa-se os valores de compensação shunt em *onshore*, necessários para níveis de tensão e potência diferentes ao longo de várias distâncias a terra.

Tabela 6 - Compensação shunt da potência reactiva em *onshore* para diversos níveis de potência, várias distâncias e diferentes tensões

		Distância (km)					
Potência [MW]	Tensão[kV]	10	30	50	100	150	200
180	138	42,14	30,2	17,3	-17,3	-21,02	-35,1
	230	3,2	2,1	-30,8	-110,6	-196,6	-291,3
300	138	80,4	53,3	27,2	-46,8	-102,3	-125,2
	230	79,44	49,4	19,3	-58	-144,8	-240
400	138	128	103,9	79,8	-20,8	-38,4	-
	230	108	46,5	-16,2	-181,5	-357,6	-550,7
500	138	176	135,2	99	-12,2	-	-
	230	166,6	102,2	40,3	-120,8	-305,1	-491,9

De referir que os valores positivos pertencem à compensação capacitiva e valores negativos à compensação indutiva. Notemos que para tensões superiores, neste caso 230kV, aumentando a distância à costa, o cabo de corrente alternada gera mais potência reactiva do que em 138 kV e consequentemente terá que ser colocado baterias de condensadores ou de reactâncias. Para distâncias até 50 km e tensão de 138 kV é necessário haver ainda compensação de reactiva através de baterias de condensadores, pois o cabo ainda necessita de potência reactiva. Para distâncias superiores a 50 km será necessária compensação de potência reactiva mas através de reactâncias indutivas, ou seja, como foi referido que com o aumento da distância aumenta-se também o valor de reactiva gerada pelo cabo, deste modo torna-se necessário absorver este excesso de potência reactiva. Realça-se também, que para tensões de 230kV a absorção de reactiva através de *shunts* de bobinas terá que ser realizado mais antecipado (a partir dos 30km) em algumas das situações, mais concretamente nos casos de 180 e 400MW de potência.

Como comentário final, pode-se destacar que para a transmissão de parques eólicos a uma tensão de 138 kV, 400 MW de potência com distância de 200 km e para 500 MW de potência com distâncias de 150 e 200 km não é possível realizar. A razão pela qual não se pode transmitir potência é porque para esta solução existe muita geração de potência reactiva (devido ao numero de cabos envolvidos), levando a que as tensões nos barramentos de ligação quer em *offshore* quer em *onshore*, a valores muito acima do limite máximo de 1,1 p.u.

Para a transmissão de potências de parques eólicos *offshore* maiores ou iguais a 400MW, foi efectuado o re-despacho do trânsito de potências, diminuindo-se assim a produção em alguns geradores na rede em *onshore*, de forma a poder acomodar a produção proveniente dos sistemas *offshore*.

4.3.5 - Avaliação do impacto ao nível das Tensões após compensação de potência reactiva

Com a inclusão da compensação de potência reactiva através de baterias de condensadores ou de reactâncias indutivas, já representada na tabela 6, verifica-se que para distâncias mais longas onde os valores de tensão são mais críticos, através desta compensação de potência reactiva, em algumas das situações consegue-se manter as tensões dentro de um perfil adequado.

Poderemos observar esses valores de tensões nas tabelas 7 a 14 para alguns exemplos de potência, tais como 300 MW a uma tensão 138 kV e 230 kV, 400 MW e 500 MW ambas com tensão de 230 kV.

Tabela 7 - Tensões no barramento de ligação em *onshore* - Cenário de 300 MW/138 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,049	1,0431
150	1,1623	1,0432
200	1,3412	1,0432

Tabela 8 - Tensões no barramento de ligação *offshore* - Cenário de 300 MW/138 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0887	1,0826
150	1,2469	1,0766
200	1,5005	1,0977

Tabela 9 - Tensões no barramento de ligação em *onshore* - Cenário de 300 MW/230 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0488	1,0361
150	1,0663	1,0357
200	1,0853	1,0355

Tabela 10 - Tensões no barramento de ligação *offshore* - Cenário de 300 MW/230 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0788	1,0656
150	1,1309	1,0986
200	1,1883	1,1343

Tabela 11 - Tensões no barramento de ligação em *onshore* - Cenário de 400 MW/230 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0782	1,0460
150	1,115	1,0394
200	1,1787	1,0391

Tabela 12 - Tensões no barramento de ligação *offshore* - Cenário de 400 MW/230 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0977	1,0497
150	1,1685	1,0877
200	1,2746	1,1223

Tabela 13 Tensões no barramento de ligação em *onshore* - Cenário de 500 MW/230 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0707	1,0432
150	1,1083	1,0420
200	1,1678	1,0432

Tabela 14 - Tensões no barramento de ligação *offshore* - Cenário de 500 MW/230 kV

Distância [km]	Tensão antes	Tensão depois
100	1,0848	1,0552
150	1,158	1,0855
200	1,2613	1,1221

Esta compensação para além de injectar 20% da reactiva (regulado pelo operador de sistemas, em Portugal), tem por objectivo manter um perfil de tensões adequado nos barramentos quer em *offshore* quer em *onshore*. Depois de realizada esta compensação, verifica-se nas tabelas 10,12 e 14 que a tensão no barramento em *offshore* excede o limite máximo admissível de 1,1 p.u. Estes valores excedidos, são os mínimos que se conseguiu obter e todos eles dizem respeito a distância de 200 km e 230 kV.

4.4 - Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (HVDC-LCC)

Para sistemas de Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores com comutação natural de linha (HVDC LCC), está expresso na tabela 15, quatro dos tipos (L1,L2,L3 e L4) de conversores que estão correntemente em operação.

Tabela 15 - Características de sistemas de HVDC LCC [29] [35]

Conversor	L1	L2	L3	L4
Potência [MW]	130	250	300	440
Nível de Tensão [kV]	150	250	285	350
Potência Máx. de Transporte [MW]	260	500	600	880
Corrente Nominal [kA]	0,867	1	1,053	1,257
Secção [mm ²]	800	1000	1200	1400
Resistência a 20 °C [Ω/km]	0,0224	0,0176	0,0151	0,0126
Temperatura Máxima de funcionamento [°C]	55	55	55	55

A ligação deste tipo de sistemas a uma rede *onshore* requer alguns cálculos para adaptar as tensões dos conversores às tensões da rede em *onshore*.

As equações básicas fundamentais que descrevem o funcionamento de um sistema de alta tensão de corrente contínua usando conversores com comutação natural de linha estão representadas nas equações 22 e 23.[29]

$$V_{dR} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot np_R \cdot a_R \cdot V_{tR} \cdot \cos \alpha_R - \frac{3}{\pi} X_{CR} \cdot np_R \cdot I_d \quad \text{Equação 22}$$

$$V_{dI} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot np_I \cdot a_I \cdot V_{tI} \cdot \cos \alpha_I - \frac{3}{\pi} X_{CI} \cdot np_I \cdot I_d \quad \text{Equação 23}$$

Em que,

V_{dR} e V_{dI} são as tensões [kV] aos terminais do rectificador e do inversor, respectivamente.

np_R e np_I o número de pontes conectadas em série no rectificador e no inversor respectivamente. α_R é o ângulo de ignição (em graus) para a operação do rectificador e α_I o ângulo de extinção (em graus) para a operação do inversor. X_{CR} e X_{CI} as reactâncias [Ω] de comutação no rectificador e no inversor respectivamente. a_R e a_I são as tomadas dos transformadores quer do rectificador quer da parte do inversor respectivamente. V_{tR} e V_{tI} são as tensões [kV] de linha nos terminais do rectificador e inversor, respectivamente. I_d [A] é a corrente directa. Na figura 31 está representado um exemplo de uma transmissão em HVDC LCC.

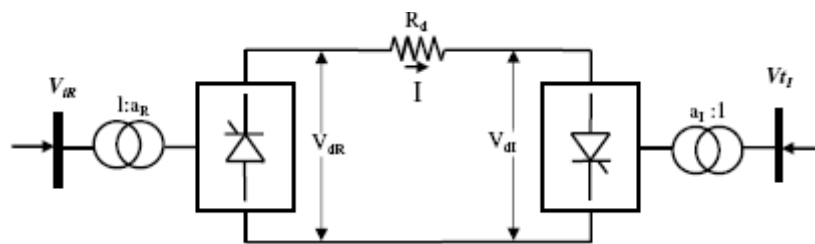


Figura 31 - Transmissão em HVDC LCC[29]

4.4.1 - Cálculo dos parâmetros para transmissão em HVDC LCC

Nesta secção, pretende-se demonstrar o procedimento para o cálculo dos parâmetros para transmissão em HVDC LCC, a inserir no programa *Power World* para efeitos de simulação.

Tendo especificado a tensão DC com que vão ser efectuadas as simulações, é necessário determinar a tensão para fazer o interface entre os conversores com comutação natural de linha e a tensão da rede em *onshore*. Começa-se por calcular V_{tR} , especificando o valor de V_{dR} . Para realizar este cálculo é necessário saber o número de pontes conectadas em série, o ângulo de ignição, reactância de comutação e a corrente do conversor. Após o cálculo de V_{tR} , se for realizado a ligação à rede de 230 kV *onshore* por exemplo, basta dividir o valor de V_{tR} pela tensão da rede (230 kV). O resultado insere-se no *Power World*, em “*XF Ratio*” (razão de transformação do transformador) da parte do inversor. Deste modo, adapta-se cada tipo de conversor à rede em *onshore*. O mesmo procedimento é realizado, para o cálculo da rede de 138 kV em *onshore*.

Para melhor compreensão pode-se visualizar a sequência:

1. Para um valor de V_{dR} da tabela 15, calcula-se V_{tR} através da equação 22.
2. O número de pontes conectadas em série que se usou foi de duas.
3. O ângulo de ignição α_R e extinção α_I usado, foi de aproximadamente 15° , por razões estritamente práticas.[29]
4. A própria resistência do tipo de conversor é multiplicada pela distância no qual se pretende fazer a simulação.
5. A reactância de comutação do rectificador e do inversor usada foi de valor igual a 10.

Exemplificação de valores de V_{dR} e V_{tR} , calculados para a simulação na tabela 16.

Tabela 16 - Valores de V_{dR} e V_{tR}

V_{dR}	V_{tR}
[kV]	[kV]
150	61
250	100
285	113

Na simulação deste tipo de tecnologia foi usado o programa *Power World* versão 8.0, no qual foram inseridos os parâmetros para os vários tipos de conversores e de simulações. Foram realizadas simulações para várias potências de parques eólicos, nomeadamente 180,300,400 e 500 MW para distâncias de 50 e 100 km. Na tabela 17, estão representados os diferentes tipos de conversores, que foram utilizados para as diferentes potências de parques eólicos *offshore* a transmitir.

Tabela 17 - Conversores de HVDC LCC usados para diferentes potências de parques eólicos *offshore*

Potência Parque Eólico <i>Offshore</i> [MW]	180	300	400	500
Tipo de Conversor	L1	L2	L2	L3

Para os casos onde a potência do parque eólico *offshore* era igual à potência máxima de transporte do conversor, o sistema não foi usado, ou seja, quando o parque eólico transmite uma potência de 500 MW, não foi usado o tipo de conversor L2 mas sim o L3 (ver tabela 15). Esta decisão foi tomada a pensar na vida útil dos materiais dos cabos submarinos, uma vez que se a corrente neles aumenta, aumenta também a temperatura levando a uma redução do tempo médio de vida dos cabos, no qual este tempo, está dependente da temperatura que transita no condutor do cabo submarino.

Para demonstrar com mais precisão o tipo de conversores utilizados e para se perceber melhor a decisão tomada na transmissão de 500 MW de potência, podemos verificar a tabela 18.

Tabela 18 - Potência máxima de transporte e respectivos níveis de tensão dos sistemas em HVDC-LCC

Potência do parque eólico <i>offshore</i> [MW]	180	300	400	500
Nível de Tensão [kV]	150	250	250	285
Potência Máx. de transporte [MW]	260	500	500	600

Nos sistemas em HVDC LCC, o inversor necessita de absorver potência reactiva para seu funcionamento. Sendo assim, torna-se necessário adicionar baterias de condensadores de maneira a fornecer potência reactiva. No que diz respeito à parte do rectificador, foi considerado que o consumo de potência reactiva foi realizado localmente através de um dispositivo apropriado, por exemplo o *Statcom*. Os valores das baterias de condensadores relativamente ao inversor para diferentes potências de parques eólicos e diferentes níveis de tensão a conectar à rede *onshore* estão expressos na tabela 19.

De salientar que quanto maior a potência do parque eólico maior terá que ser a compensação de reactiva.

Tabela 19 - Potência Reactiva de compensação nos barramentos de interligação à rede de *onshore* para diferentes potências de parques eólicos *offshore*

Nível de Tensão a ligar a rede <i>onshore</i> [kV]	Potência do parque eólico <i>offshore</i> [MW]	180	300	400	500
138	Compensação de reactiva [Mvar]	115,7	154,3	228,2	286
230	Compensação de reactiva [Mvar]	116,6	156,4	230,9	286,7

O valor da potência reactiva consumida pelo inversor foi calculado em função do trânsito de reactiva que a simulação no *Power World* estimou, obedecendo à equação 24, com uma $\tan(\gamma) = 0$.

$$Q = P \cdot \tan(\gamma) \quad \text{Equação 24}$$

Onde,

Q é a potência reactiva no barramento em *onshore*

P é a potência activa no barramento *onshore* e γ o ângulo de extinção do inversor.

Após a compensação de potência reactiva no sistema HVDC, pode-se visualizar os valores de tensões no barramento de ligação em *onshore*, para vários parques eólicos, na tabela 20.

Tabela 20 - Tensões [p.u] no barramento de ligação em *onshore*, para vários parques eólicos a distâncias de 50 e 100km da costa

Tensão [kV]	Distância [km]	Potência Parque Eólico <i>Offshore</i> [MW]			
		180	300	400	500
138	50	1,0346	1,035	1,035	1,035
	100	1,035	1,035	1,035	1,035
230	50	1,026	1,0279	1,029	1,0302
	100	1,0261	1,0279	1,0291	1,0303

Como principal conclusão, a distância à costa não influencia a tensão no barramento de ligação em *onshore*. Na tabela 20, verifica-se que as tensões são praticamente constantes para as diferentes distâncias. Para a ligação à rede de 230kV, com o aumento de potência a transmitir verifica-se um ligeiro aumento (1,02 p.u para 1,03 p.u) das tensões no barramento em *onshore*. Neste barramento, a potência reactiva que existe será apenas para compensação do inversor, daí as tensões manterem-se praticamente constantes ao longo da distância a terra.

Contudo, as tensões nos outros barramentos sofreram pequenas alterações. O uso da transmissão em HVDC influencia muito pouco a tensão dos outros barramentos. A destacar apenas, as alterações dos valores de tensão, no barramento de interligação à rede em terra.

4.5 - Conclusões

Findo o capítulo, averiguou-se que o cálculo dos parâmetros do cabo para transmissão em HVAC tornou-se um pouco mais trabalhoso que o HVDC, razão esta pela qual se calculou para distâncias de 10,30,50,100,150 e 200 km, todas as impedâncias (resistência (R) e reactância (X)) e admitâncias B do cabo.

Para cada valor de potência de parque eólico, foi calculada a quantidade de cabos necessários, levando à conclusão que quanto menor a tensão do sistema de transmissão em HVAC, maiores serão as correntes que lá transitam. Podemos referir como exemplo, para uma potência de 300 MW e tensão de 138 kV são necessários instalar dois cabos HVAC enquanto para tensão de 230 kV bastará apenas um cabo.

Para sistemas HVDC LCC o cálculo dos parâmetros a inserir no programa *Power World*, foi um pouco mais complexo, devido a ser necessário a escolha do tipo de conversores para cada valor de potência de parque eólico e depois projectar os cálculos para adoptar a tensão de funcionamento dos conversores à tensão da rede a inserir.

Analisando o trânsito de potências para as duas tecnologias em estudo, conclui-se que para a transmissão em HVAC, com o aumento da distância à costa, a geração de potência reactiva do cabo também aumenta, levando também ao aumento das tensões nos barramentos em *offshore* e no de ligação em *onshore*. Pela mesma razão verificou-se que torna-se impossível realizar transmissões de 150 e 200 km para 500 MW de potência com tensão de 138 kV pelas razões já justificadas. Devido a este facto, torna-se indispensável a realização da compensação de potência reactiva através de bancos de condensadores ou de bobinas.

Após esta compensação de reactiva, obteve-se melhoramentos nas tensões de alguns barramentos, no entanto, em alguns casos para longas distâncias, as tensões excedem o limite máximo de 1,1 p.u.

Quanto à tecnologia HVDC, por conseguinte o inversor necessita de absorver potência reactiva, sendo necessária compensação de reactiva no barramento de interligação à rede em *onshore*. Constatou-se que quanto maior a potência a transmitir, maior terá que ser a compensação de reactiva.

O próximo capítulo apresenta os cálculos energéticos efectuados, como potências e perdas médias para várias velocidades de vento de vários parques eólicos *offshore*. A comparação das perdas das tecnologias, são expostas com os devidos comentários e conclusões.

Capítulo 5

Resultados

5.1 - Introdução

No capítulo anterior foram abordados os sistemas de transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission-HVAC*) e Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores com Comutação Natural de linha (*High Voltage DC Transmission using Line Commutated Converters-HVDC LCC*) em estudos de trânsito de potências, após esse estudo, foi verificado que as tensões apresentam alguns valores proibitivos sendo necessário efectuar uma compensação de potência reactiva.

No presente capítulo, demonstra-se o estudo energético de diversos parques eólicos *offshore*, bem como a performance do respectivo sistema de transmissão de potência para *onshore*. Assim sendo, são assumidas várias potências instaladas em parques eólicos *offshore*, procedendo-se de seguida à sua caracterização em termos da distribuição das turbinas eólicas. Após se ter realizado esta caracterização quanto ao número de turbinas e sua disposição no parque eólico, procede-se aos cálculos de potências e perdas médias para várias potências de parques eólicos. São apresentados os valores de perdas médias e as perdas para várias velocidades de vento segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para vários parques eólicos *offshore*.

Com o aumento da instalação de parques eólicos *offshore* e da potência instalada nos mesmos, podem ocorrer situações de congestionamento das redes em terra, em cenários em que a potência proveniente de sistemas *offshore* a injectar apresente valores muito elevados. Assim sendo, têm-se verificado algum interesse em constituir sistemas *offshore* multi-terminal. Tais sistemas, construídos em tecnologia HVDC, dadas as suas potencialidades de controlo do fluxo de potência activa tornam-se interessantes, uma vez que permitem controlar de forma diferenciada a injeção de potência activa nos barramentos a que estão ligados na rede *onshore*. Deste ponto de vista, é espectável que este tipo de configuração

contribua para evitar congestionamentos acentuados dos sistemas de transmissão *onshore*, mediante a distribuição dos pontos de injeção da potência proveniente de sistemas *offshore*. Para isso são analisados dois casos práticos, da ligação de um parque eólico *offshore* à rede em *onshore*.

5.2 - Cálculo Energético

5.2.1 - Curva de Potência

Para a simulação de um parque eólico e posteriormente cálculo de potências médias produzidas é necessário adaptar um tipo de máquinas ao nosso parque. Foi então utilizado um tipo de turbina da *Enercon* com a referência E-126 e potência de 7,5 MW. Através dos dados técnicos da curva de característica, fornecidos pelo fabricante, foi retirada a potência produzida para cada velocidade de vento entre 0 a 25 m/s e foi traçado a curva de potência da turbina de 7,5MW. A curva de potência da turbina, traduz a relação entre velocidade do vento e a potência debitada por esta. A curva pode ser visualizada na figura 32. Os dados técnicos e curva de potência desta turbina encontram-se no anexo 1.

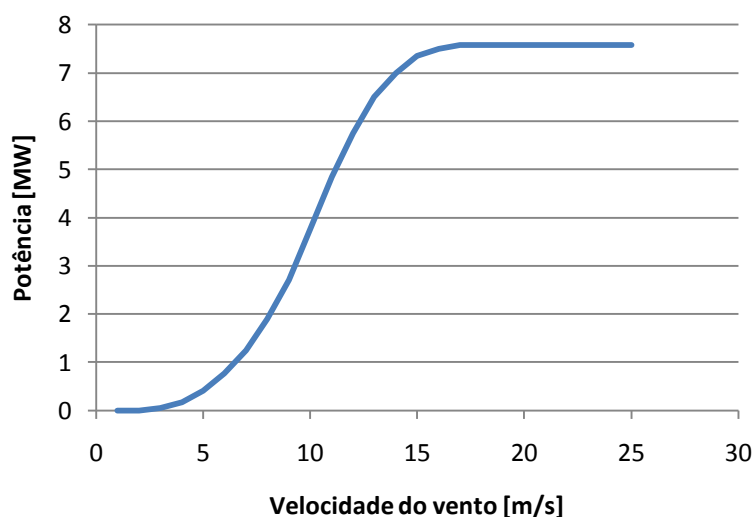


Figura 32 - Curva de Potência da Turbina de 7,5MW da *Enercon*

5.2.2 - Caracterização dos parques eólicos

Foram simulados quatro parques eólicos com potências de 225 MW, 300 MW, 375 MW e 487,5 MW, com máquinas de 7,5 MW de potência, distribuídos cada um como a tabela 21 indica.

Tabela 21 - Caracterização dos parques eólicos *offshore*

Potência instalada [MW]	Nº de fileiras	Nº de turbinas/fila	Nº aerogeradores
225	5	6	30
300	5	8	40
375	5	10	50
487,5	5	13	65

5.2.3 - Cálculo das potências médias produzidas pelos parques eólicos

Para realizar uma simulação exacta é necessário saber a direcção do vento e a probabilidade de cada direcção (rosa-dos-ventos). Dependendo das condições geográficas, a rosa-dos-ventos é sempre diferente. Devido a este facto, as simulações foram realizadas tendo em atenção que a direcção do vento é sempre a mesma.

A velocidade de vento média anual é usada na distribuição de *Rayleigh* como já foi referido no capítulo 2, na equação 2, para calcular as probabilidades para todas as velocidades médias de vento. Para o cálculo do efeito de esteira foi usada a equação 3, sendo usado como velocidades limite, 3m/s e 25m/s da turbina da *Enercon E-126*.

O processo de cálculo das potências médias produzidas pelos parques eólicos, inicia-se definindo a velocidade de operação da turbina, máxima e mínima, calculando o parâmetro de escala (c), em função do parâmetro de forma (k=2), para uma distribuição de *Rayleigh*. Esta distribuição é calculada para todas as velocidades de vento anuais médias tomando os valores de 7,8,9,10,11 e 12 m/s.

De seguida é calculado o efeito de esteira para todas as filas do parque eólico (excepto a primeira), pela equação 3, no capítulo 2. Relativo à primeira fila, como se sabe, não sofre com o efeito de esteira. A distância x (equação 3) que separa as turbinas, usada na simulação, foi com o valor de 889 metros. Este valor é aproximadamente 7 diâmetros do rotor, segundo [10].

Para o cálculo da potência instantânea por fila no parque eólico é considerado o efeito de esteira, a potência da primeira fila será sempre superior às antecedentes pois não incorpora este efeito.

Após se definir o número de turbinas por fila, já mencionados na tabela 21, calcula-se a potência instantânea produzida para cada parque eólico.

Finalmente, calcula-se as potências médias produzidas para cada parque eólico segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para velocidade de vento anual média de 7,8,9,10,11 e 12 m/s. Na ilustração 1, pode-se observar de um modo mais simplificado, um diagrama com seis passos a seguir para o cálculo das potências médias produzidas pelos parques eólicos segundo uma distribuição de *Rayleigh*.

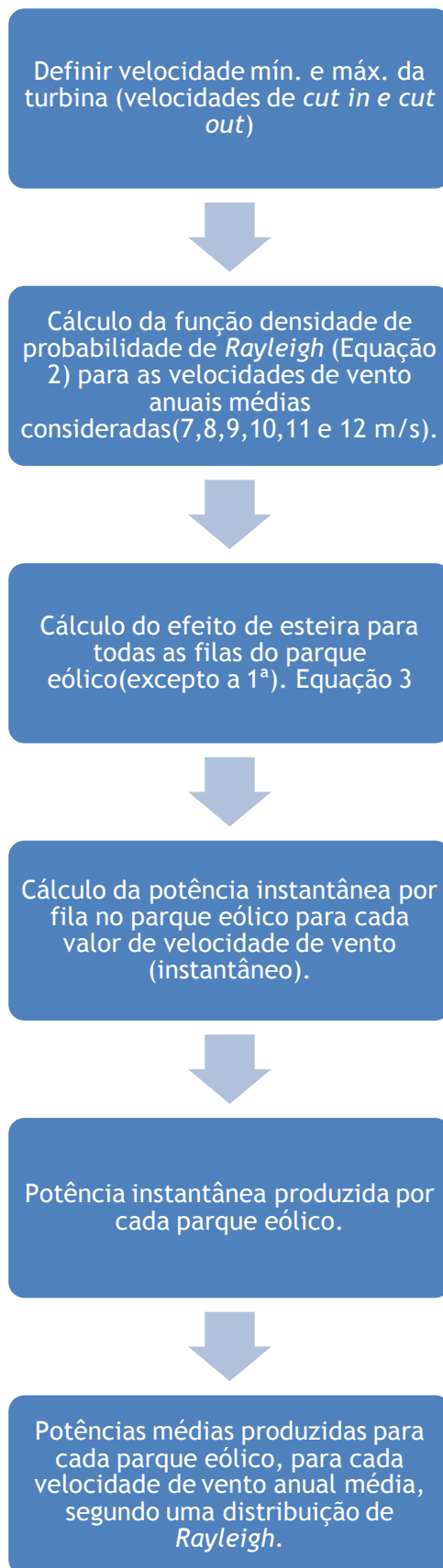


Ilustração 1 - Método para cálculo das potências médias produzidas pelos parques eólicos *offshore*

Resumidamente, para realizar o cálculo da potência média para cada parque eólico *offshore* a equação 25 é utilizada.

$$P(u_{ma}) = \sum_{\bar{u}_{in}}^{\bar{u}_{out}} P(\bar{u}) * f(\bar{u}) \quad \text{Equação 25}$$

Onde,

$P(u_{ma})$ é a potência média do parque eólico

$P(\bar{u})$ é a potência da turbina para uma velocidade $\bar{u}$

$f(\bar{u})$ é a distribuição de *Rayleigh*

$\bar{u}_{in}$ é a velocidade inicial que a turbina começa a produzir

$\bar{u}_{out}$ é a velocidade de paragem da turbina

$\bar{u}_{in}$ é designada nas características técnicas da turbinas como “*cut in wind speed*”. Normalmente as turbinas iniciam o seu movimento a partir de 3 a 5 m/s. Esta turbina em específico, inicia a partir de 3 m/s.

$\bar{u}_{out}$ é designada como “*cut out wind speed*”. A maioria das turbinas, estão programadas para parar a velocidades de vento a partir de 25 m/s, a fim de evitar danos na mesma.

Para cada potência instalada de parque eólico *offshore*, para cada velocidade anual média de vento, é apresentado na tabela 22 as respectivas potências médias.

Tabela 22 - Potências médias para diferentes Parques Eólicos *Offshore* para diferentes velocidades anuais médias de vento

Potência Parque Eólico <i>Offshore</i> [MW]	7 (m/s)	8 (m/s)	9 (m/s)	10 (m/s)	11 (m/s)	12 (m/s)
225	50,49	67,04	82,80	96,69	108,0	116,5
300	67,32	89,39	110,40	128,9	144,0	155,4
375	84,15	111,74	138,00	161,1	180,0	194,2
487,5	109,40	145,27	179,40	209,4	234,0	252,5

Para cada um dos parques eólicos *offshore*, e considerando os seus níveis de produção discretizados em intervalos de 10 MW, foi calculado o diagrama de produção classificada para as várias velocidades anuais médias de vento (7,8,9,10,11 e 12 m/s). Na figura 33,34,35 e 36 estão presentes os diagramas de produção classificada para parques eólicos *offshore* de 225, 300, 375 e 487,5 MW.

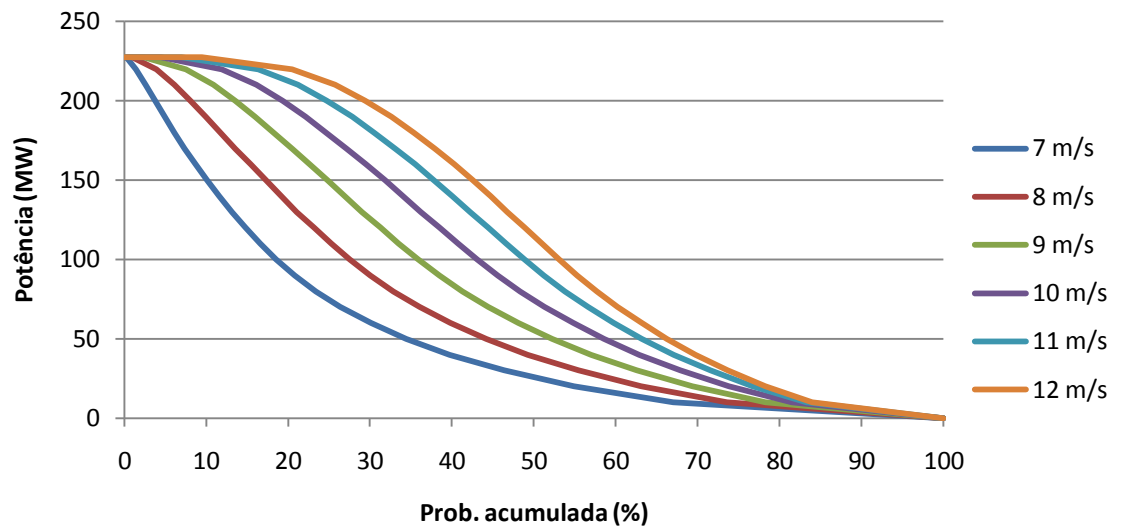


Figura 33 - Diagrama de produção classificado para parque eólico *offshore* de 225 MW

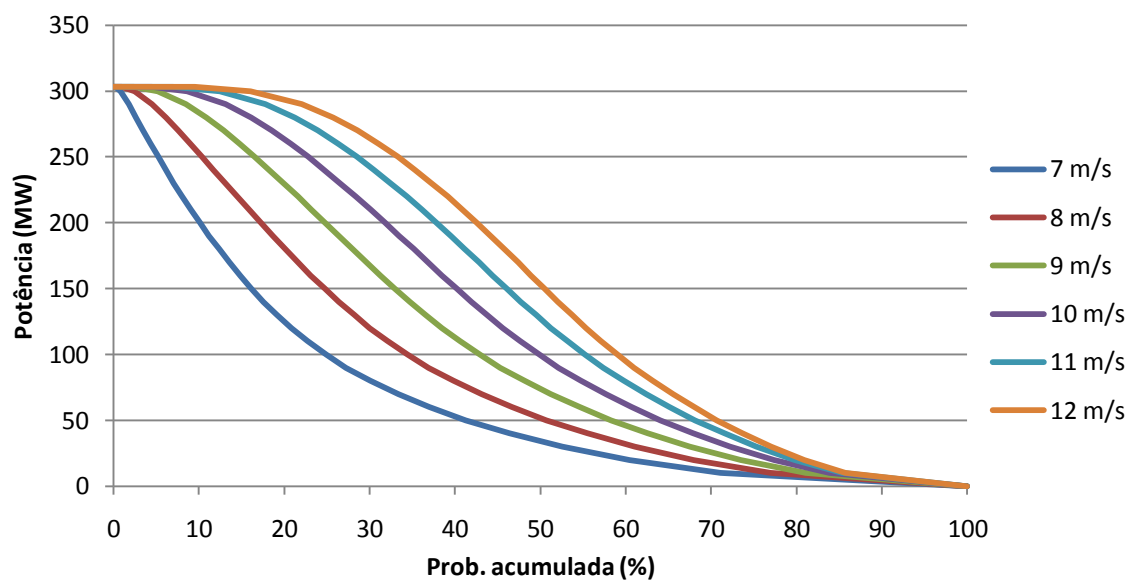


Figura 34 - Diagrama de produção classificado para parque eólico *offshore* de 300 MW

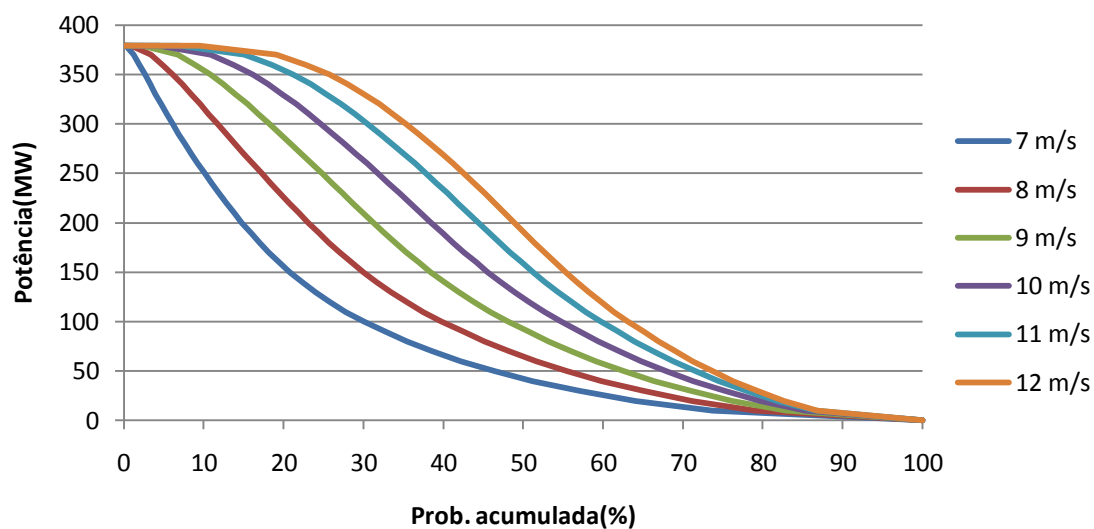


Figura 35 - Diagrama de produção classificado para parque eólico *offshore* de 375 MW

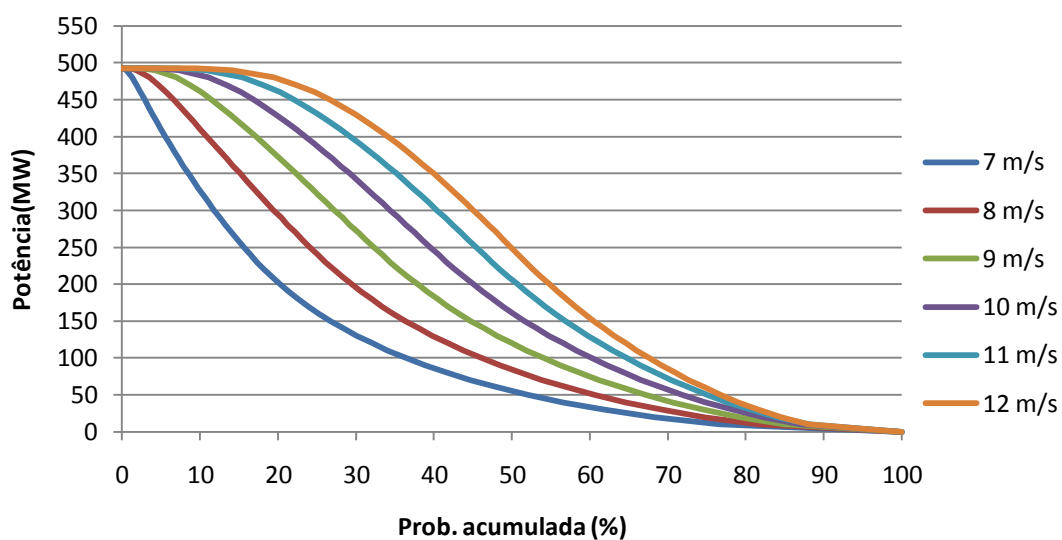


Figura 36 - Diagrama de produção classificado para parque eólico *offshore* de 487,5 MW

Com base nestes resultados que caracterizam o funcionamento de cada um dos parques eólicos, nas secções seguintes procede-se à avaliação do desempenho dos respectivos sistemas de transmissão, tendo em consideração as perdas espectáveis (de acordo com o respectivo dimensionamento que foi apresentado no capítulo 4).

5.3 - Avaliação do impacto ao nível das perdas para sistemas de transmissão em HVAC e HVDC LCC

5.3.1 - Sistema de transmissão em HVAC

Tendo por base o diagrama de produção classificado para cada um dos parques eólicos, e que já foi previamente apresentado, procedeu-se à caracterização das perdas que se verificam no sistema de transmissão que lhe está associado. Sem perda de generalidade, procedeu-se à discretização dos níveis de produção de cada parque em intervalos de 20 MW, efectuando de seguida o estudo do trânsito de potência que lhe está associado. Na avaliação desse trânsito de potência foi considerado que, no nível da interligação do sistema de transmissão com a rede *onshore*, era possível efectuar a compensação de potência reactiva de forma a operar com $\tan(\phi)=0,2$. Para exemplificar este procedimento, a tabela 23 mostra o valor de perdas obtido para o sistema de transmissão HVAC associado ao parque eólico de 225 MW, ligado à rede *onshore* de 138 kV e estando localizado a uma distância de 50 km desta.

Tabela 23 - Perdas em HVAC para um parque eólico *offshore* de 225 MW, 138 kV e distância de 50km

Potência Gerada [MW]	Perdas [MW]
20	0,086
40	0,221
60	0,444
80	0,755
100	1,153
120	1,637
140	2,208
160	2,865
180	3,611
200	4,432
220	5,337
225	5,697

Do mesmo modo que foi traçado o diagrama de produção classificado do parque eólico *offshore*, e com base nestes resultados, é possível traçar o diagrama classificado de perdas

para cada potência a transmitir. Na figura 37 representa-se o diagrama classificado de perdas de um sistema de transmissão em HVAC para um parque eólico *offshore* de 225 MW de potência, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km. Os restantes diagramas para os vários parques eólicos *offshore* encontram-se no anexo 2.

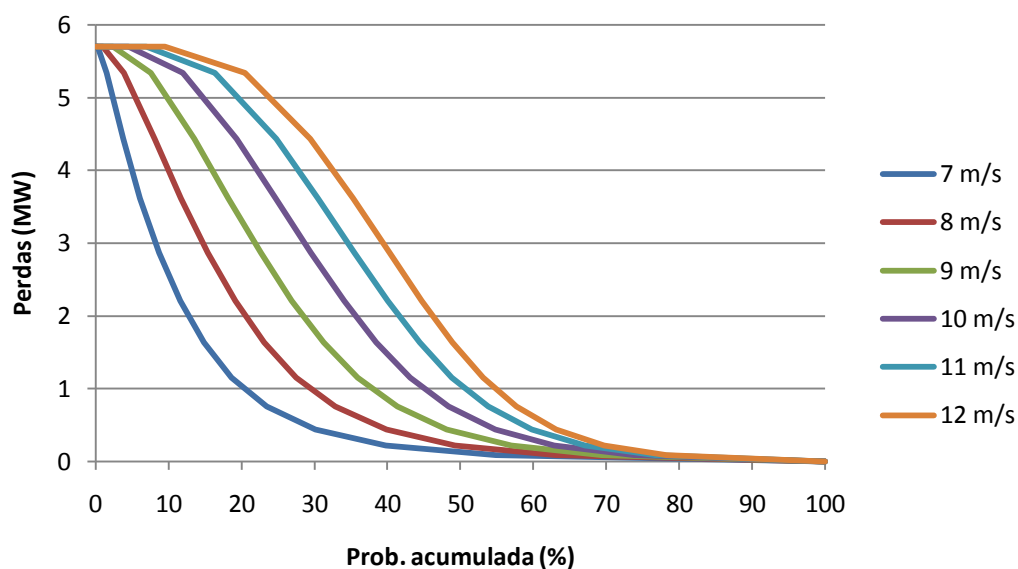


Figura 37 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

As perdas médias para cada velocidade de vento considerada, correspondem à área limitada pela correspondente distribuição de *Rayleigh*. Para a realização do seu cálculo foi utilizado o *Excel*, sendo os resultados obtidos apresentados na tabela 24.

Tabela 24 - Perdas médias em HVAC para parque eólico *offshore* de 225 MW, tensão de 138 kV e distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

Velocidade anual média de vento [m/s]	7	8	9	10	11	12
Perdas médias [MW]	0,720659	1,081017	1,455477	1,807833	2,112266	2,354995

Depois de representado as perdas médias para um parque de 225 MW de potência na tabela 24, pode-se visualizar as perdas médias para os restantes parques eólicos *offshore*, na tabela 25.

Tabela 25 - Perdas médias no sistema em HVAC para parques eólicos *offshore* de 225,300,375 e 487,5 MW, tensões de 138 kV e 230 kV, distâncias de 50 km e 100 km para várias velocidades anuais médias de vento

	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s	12 m/s
Parque de 225MW	0,720659	1,081017	1,455477	1,807833	2,112266	2,354995
138kV-50km						
Parque de 225MW	0,305514	0,440595	0,580401	0,711633	0,824799	0,914841
230kV-50km						
Parque de 225MW	1,556495	2,241272	2,948621	3,611654	4,182751	4,636655
138kV-100km						
Parque de 225MW	0,923706	1,199303	1,479058	1,738378	1,959725	2,133945
230kV-100km						
Parque de 300MW	0,670346	0,993206	1,328515	1,643934	1,916348	2,133413
138kV-50km						
Parque de 300MW	0,499	0,736658	0,983419	1,215506	1,41592	1,575586
230kV-50km						
Parque de 300MW	1,664455	2,284957	2,922677	3,518531	4,030294	4,435634
138kV-100km						
Parque de 300MW	1,303367	1,771438	2,251906	2,700506	3,085565	3,390341
230kV-100km						
Parque de 375MW	0,721275	1,05441	1,398725	1,721259	1,998771	2,219063
138kV-50km						
Parque de 375MW	0,447261	0,630224	0,818632	0,994725	1,145955	1,265747
230kV-50km						
Parque de 375MW	1,664455	2,284957	2,922677	3,518531	4,030294	4,435634
138kV-100km						
Parque de 375MW	1,55603	1,926756	2,298728	2,640606	2,930051	3,155607
230kV-100km						
Parque de 487,5MW	1,152417	1,71636	2,301482	2,850915	3,324441	3,700877
138kV-50km						
Parque de 487,5MW	0,681777	0,989461	1,308044	1,606797	1,863968	2,068123
230kV-50km						
Parque de 487,5MW	2,772705	3,833043	4,924303	5,943723	6,818445	7,510316
138kV-100km						
Parque de 487,5MW	2,007879	2,604834	3,213235	3,778003	4,259929	4,638628
230kV-100km						

Quanto às perdas obtidas, pode-se concluir que com o aumento da distância estas também aumentam. Como já foi fundamentado, os sistemas em HVAC com o aumento da distância geram mais reactiva e consequentemente apresentam perdas maiores.

Comparando parques eólicos com a mesma potência, mesma distância mas com nível de tensão maior, verifica-se que apresenta perdas menores. A razão pela qual isto acontece, é porque o nível de tensão maior significa menor corrente, logo, como as perdas são devidas ao efeito de joule, e como este efeito é proporcional ao quadrado da corrente, então apresenta menores perdas.

5.3.2 - Sistema de transmissão em HVDC LCC

O procedimento de avaliação de perdas nos sistemas de transmissão HVDC LCC baseia-se na caracterização do funcionamento dos parques eólicos, já anteriormente apresentado. Nos estudos de trânsito de potência associados a cada sistema de transmissão HVDC LCC, foi considerado que era possível compensar o trânsito de potência reactiva na interligação com a rede *onshore*, de forma a operar com $\tan(\varphi)=0$. Para exemplificar este procedimento, a tabela 26 mostra o valor de perdas obtido para o sistema de transmissão HVDC LCC, operando a uma tensão DC de 150 kV, e associado ao parque eólico de 225 MW, ligado à rede *onshore* de 138 kV e estando localizado a uma distância de 50 km desta.

Tabela 26 - Perdas num sistema em HVDC-LCC, operando a uma tensão DC de 150kV, para um parque eólico *offshore* de 225 MW, tensão de 138 kV e distância de 50 km

Potência Gerada [MW]	Perdas [MW]
20	0,02
40	0,079
60	0,178
80	0,316
100	0,493
120	0,708
140	0,962
160	1,254
180	1,585
200	1,952
220	2,358
225	2,509

O diagrama classificado das perdas para um sistema de transmissão em HVDC LCC, obtém-se do mesmo modo que se obtém o diagrama classificado das perdas para um sistema em HVAC. Do mesmo modo que foi traçado o diagrama de produção classificado do parque eólico *offshore*, e com base nestes resultados, é possível traçar o diagrama classificado de perdas para cada potência a transmitir. Na figura 38 representa-se o diagrama classificado de perdas de um sistema de transmissão em HVDC LCC para um parque eólico *offshore* de 225 MW de potência, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km. Os restantes diagramas para os vários parques eólicos *offshore* encontram-se no anexo 3.

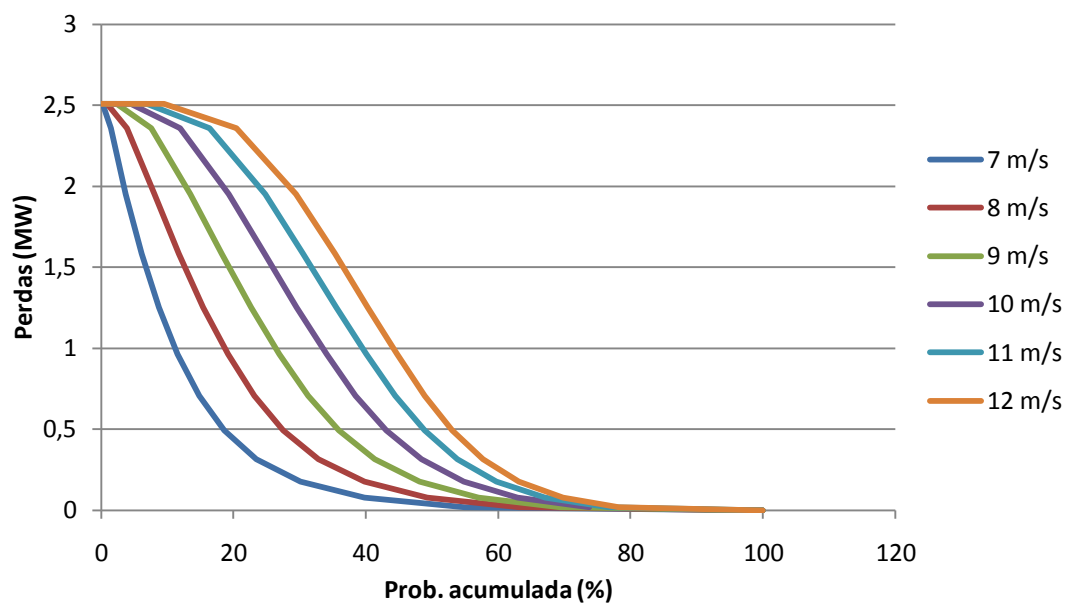


Figura 38 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

As perdas médias para cada velocidade de vento considerada, correspondem à área limitada pela correspondente distribuição de *Rayleigh*. Para a realização do seu cálculo foi utilizado o *Excel*, sendo os resultados obtidos apresentados na tabela 27.

Tabela 27 - Perdas médias em HVDC-LCC para parque de 225 MW, operando a uma tensão DC de 150 kV, 138 kV e distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

Velocidade anual média de vento [m/s]	7	8	9	10	11	12
Perdas médias [MW]	0,305727	0,465091	0,630909	0,787046	0,922014	1,029678

Depois de representado as perdas médias para um parque eólico *offshore* de 225MW na tabela 27, pode-se visualizar as perdas médias para os restantes parques eólicos *offshore* na tabela 28.

Tabela 28 - Perdas médias em HVDC LCC para parques eólicos de 225, 300, 375 e 487,5MW, 230kV, distâncias de 50 e 100km para várias velocidades de vento médio anual

	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s	12 m/s
Parque de 225MW	0,305727	0,465091	0,630909	0,787046	0,922014	1,029678
230kV-50km						
Parque de 225MW	0,602543	0,915268	1,240319	1,546171	1,810401	2,021065
230kV-100km						
Parque de 300MW	0,154111	0,235582	0,320481	0,400506	0,469732	0,524987
230kV-50km						
Parque de 300MW	0,305958	0,467731	0,636219	0,794975	0,932262	1,041807
230kV-100km						
Parque de 375MW	0,238731	0,364927	0,495878	0,618847	0,724867	0,80922
230kV-50km						
Parque de 375MW	0,473584	0,723728	0,983164	1,226695	1,4366	1,603562
230kV-100km						
Parque de 487,5MW	0,265988	0,407611	0,554744	0,692986	0,812185	0,907009
230kV-50km						
Parque de 487,5MW	0,528549	0,809582	1,101402	1,375481	1,611734	1,799619
230kV-100km						

Como seria de esperar, relativamente às perdas na tecnologia em HVDC LCC, como conclusão destacável é de salientar que com o aumento da distância de 50 para 100km, as perdas também aumentam. Com o aumento da velocidade média do vento, como se produz mais potência através do parque eólico *offshore*, faz sentido aumentar também o nível de perdas. A tensão no *link* DC usada para cada tipo de parque eólico *offshore* pode ser visualizada na tabela 18.

5.4 - Congestionamento das linhas na rede em terra

Hoje em dia com a grande aplicabilidade de parques eólicos *offshore* em transmitir potência para a rede em terra, torna-se necessário compreender as implicações ao nível do sistema eléctrico em terra, quanto aos congestionamentos e perfil de tensões. No caso de se

verificar a ocorrência de congestionamentos (devido a limites de capacidade das redes) torna-se necessário obter soluções para os enfrentar.

Numa perspectiva interessante de se combater estes congestionamentos, tem-se estudado o desenvolvimento de redes *offshore* multi-terminal (HVDC). Por isso, simulou-se um parque eólico *offshore* com sistema HVDC LCC, com 360 MW de potência ligado à rede em *onshore* para dois casos diferentes, sendo eles apresentados:

- Parque eólico *offshore* ligado apenas a um barramento à rede em *onshore* (barramento 19);
- Parque eólico *offshore* ligado a dois barramentos à rede em *onshore* (barramento 14 e 19).

Para visualizar a simulação em concreto, procede-se à ilustração 2 e 3. Na ilustração 2, é apresentado um parque eólico *offshore* ligado ao barramento 19 na rede em *onshore*. Nesta situação existe algum congestionamento na linha que conecta o barramento 16 ao barramento 14. Suponhamos que em vez de um parque eólico *offshore* de 360 MW de potência, existia um parque de 500 MW de potência, o congestionamento agrava-se na rede em *onshore*.

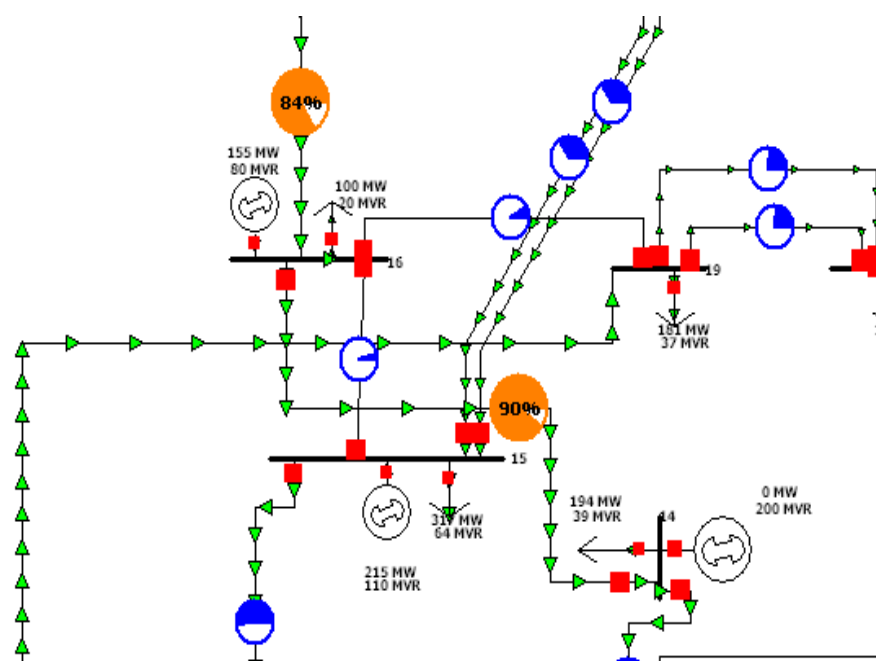


Ilustração 2 - Parque eólico *offshore* ligado apenas ao barramento 19 na rede *onshore*

Para contornar esta situação de congestionamento, ligou-se o parque eólico *offshore* a dois barramentos situados na rede em *onshore*, sendo eles o barramento 14 e 19. A linha que liga o barramento 16 ao barramento 14 na situação anterior encontrava-se um pouco congestionada e desta forma melhorou-se o seu trânsito de potência, passando a estar descongestionada. Pela ilustração 3, pode-se confirmar o melhoramento do trânsito dessa linha.

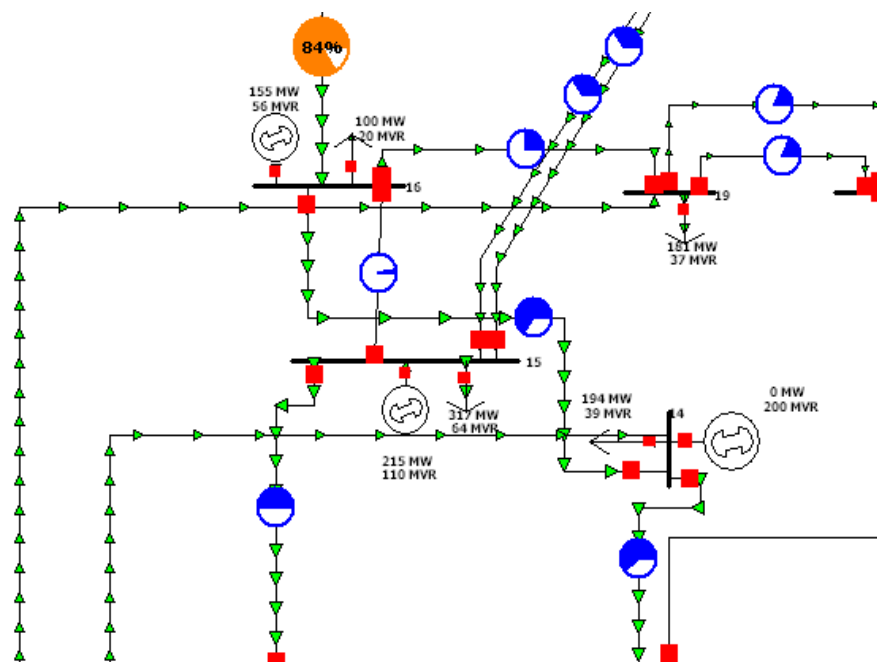


Ilustração 3 - Parque eólico *offshore* ligado ao barramento 14 e 19 na rede *onshore*

No que diz respeito às tensões nos barramentos da rede, adoptando a solução de ligar o parque eólico *offshore* a dois barramentos em terra, consegue-se melhorar um pouco, baixando as tensões em alguns barramentos. Para se comprovar pode-se verificar pelas tabelas 29 e 30.

Tabela 29 - Parque eólico *offshore* ligado ao barramento 19

Name	▲	Area Name	PU Volt
1		1	1,03500
10		1	1,02135
11		1	0,99243
12		1	0,99823
13		1	1,03000
14		1	1,02611
15		1	1,01556
16		1	1,01700
17		1	1,03120
18		1	1,04091
19		1	1,01071
2		1	1,04000
20		1	1,03396
21		1	1,03150
22		1	1,05000
23		1	1,05000
24		1	0,97302
25		1	1,05000
26		1	1,01240
27		1	1,00942
3		1	0,98028
4		1	1,00004
5		1	1,01484
6		1	0,99768
7		1	1,03000
8		1	0,98508
9		1	0,99269

Tabela 30 - Parque eólico *offshore* ligado ao barramento 14 e 19

Name	▲	Area Name	PU Volt
1		1	1,03500
10		1	1,01739
11		1	0,98177
12		1	0,99795
13		1	1,03000
14		1	1,00508
15		1	1,01551
16		1	1,01700
17		1	1,03119
18		1	1,04090
19		1	1,01375
2		1	1,04000
20		1	1,03507
21		1	1,03149
22		1	1,05000
23		1	1,05000
24		1	0,97263
25		1	1,05000
26		1	1,02284
3		1	0,97879
4		1	0,99795
5		1	1,01288
6		1	0,99458
7		1	1,03000
8		1	0,98286
9		1	0,98887

5.5 - Conclusões

Relativamente à comparação das perdas dos dois sistemas de transmissão de parques eólicos *offshore* (HVAC e HVDC LCC), verifica-se que o sistema HVAC apresenta menores perdas para distâncias pequenas (50km) e potências a transmitir relativamente baixas (225 MW). No entanto, para distâncias superiores, as perdas no sistema HVAC aumentam significativamente quando comparadas com o sistema HVDC. Este comportamento justifica-se pelo facto de o aumento da distância provocar aumentos significativos de potência reactiva injectada no sistema por parte do cabo utilizado em HVAC, devido aos seus efeitos capacitivos, o que não é verificado na ligação HVDC.

A injeção de volumes de potência significativos na rede *offshore* num único nó pode trazer problemas ao nível do congestionamento dos ramos da rede receptora. Explorando as possibilidades de controlo de potência activa nos sistemas HVDC, pode ser analisada uma solução multi-terminal para conduzir à injeção de potência activa em barramentos diferenciados da rede receptora de modo a controlar os congestionamentos. Os resultados

obtidos neste trabalho permitem verificar que, mesmo a exploração de uma solução HVDC multi-terminal muito simples, apresenta benefícios ao nível da redução dos congestionamentos na rede de teste utilizada.

Capítulo 6

Conclusões Finais

Actualmente, tem-se assistido a nível mundial ao constante aumento das metas que se pretendem atingir futuramente no que se refere à integração de energias renováveis no sistema eléctrico. Dadas as características da energia eólica, tem-se percebido que esta forma de energia é fundamental para que sejam atingidas tais metas. Assim sendo, a sua exploração massiva em terra tem contribuído para que tenham diminuído os locais com potencial eólico interessante para a exploração de parques eólicos. Adicionalmente, estudos de caracterização do recurso eólico *offshore* tem mostrado o seu elevado potencial face ao recurso eólico *onshore*, o que tem vindo a despertar o interesse na sua exploração. No entanto, factores tecnológicos e respectivos custos de instalação, exploração e manutenção têm travado a exploração massiva deste recurso.

Tendo em conta o recurso disponível, tem-se verificado a possibilidade de vir a instalar e explorar parques eólicos *offshore* com dimensões significativas (escala das centenas de MW), o que coloca desafios tecnológicos importantes ao nível da transmissão da potência produzida para a rede *onshore*. Relativamente às tecnologias de transmissão disponíveis, os Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission* - HVAC) são utilizados com mais frequência, em resultado de ser uma tecnologia bem dominada e de apresentar custos relativamente reduzidos, quando comparados com outras soluções (como por exemplo, os Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua). No entanto, verifica-se que esta tecnologia apresenta sérios problemas no diz respeito à operação do sistema, nomeadamente quando está envolvido o transporte de potências elevadas a longas distâncias. Esses problemas dizem respeito ao controlo das tensões no parque eólico *offshore* e no barramento de interligação com a rede *onshore* devido aos efeitos capacitivos dos cabos submarinos. Este problema relativo à operação do sistema de transmissão foi avaliado numa rede de teste e em diversas condições de operação. Numa tentativa de controlar as tensões elevadas que foram verificadas, tornou-se necessário a utilização de equipamentos de

compensação de potência reactiva de grandes dimensões, o que pode inviabilizar a utilização deste tipo de soluções.

De modo a contornar este problema, foi explorada a utilização de soluções de transmissão baseadas em tecnologias de Alta Tensão em Corrente Contínua usando conversores com comutação natural de linha (*High Voltage DC using Line Commutated Converters* - HVDC LCC), uma vez que o trânsito de potência reactiva no sistema de transmissão é nulo. No entanto, esta solução de transmissão requer a compensação de potência reactiva ao nível dos conversores (tanto do lado do inversor, como do lado do rectificador), de modo a garantir uma adequada regulação da tensão nos barramentos que delimitam o sistema de transmissão.

Por fim, foi efectuada uma avaliação das perdas para ambas as tecnologias de transmissão, tendo em conta vários regimes de exploração dos parques eólicos *offshore*. Os resultados permitem concluir que nos sistemas de transmissão em HVAC, as perdas são claramente superiores às verificadas nos sistemas de transmissão em HVDC, em especial quando as distâncias envolvidas são elevadas. Verifica-se ainda que o valor das perdas aumenta com a distância e nível de potência a transmitir, sendo esse aumento inferior no caso da transmissão em HVDC, o que juntamente com as suas características de funcionamento já referidas, justifica a adopção desta solução para distâncias de transmissão elevadas e grandes potências a transmitir.

6.1 - Futuros Desenvolvidimentos

Numa perspectiva de recentes tecnologias de sistemas de transmissão para parques eólicos *offshore*, existe já uma grande investigação da mais recente tecnologia HVDC VSC, exposta no capítulo 3.

Será interessante comparar o estudo de trânsito de potência desta tecnologia com as outras duas tecnologias, assim como avaliar o perfil de tensões, perdas e em situações de multi-terminal HVDC, apoiando nos congestionamentos nas redes em terra.

Como já foi investigado, a tecnologia HVDC VSC apresenta vantagens e desvantagens. Relativamente às perdas no conversor electrónico, são maiores em relação à tecnologia HVDC LCC. Contudo apresenta algumas vantagens como, o controlo da potência reactiva em ambas as extremidades do cabo (podendo ajudar no controlo das tensões da rede), outra das vantagens é que como as frequências de comutação são elevadas (aproximadamente 2 kHz), emitem menos harmónicas, consequentemente os filtros serão de menor tamanho, comparado com a tecnologia HVDC LCC.

Referências

1. Geologia, D.d.; Available from: geologia.fc.ul.pt/Aulas/STDS/Docs/STDS0708Aula21.pdf.
2. Lopes, J.P., *ENERGIA EÓLICA - I*, in *Energia Eólica e Solar*, FEUP, Editor. 09/10.
3. ISEL-DEEA, *Energia eólica*, in *Resumo de apoio a Energias Renováveis*. 30-11-2007, Cristina Inês Camus.
4. Ferro, L.M.C., *ENERGIA EÓLICA: CARACTERIZAÇÃO DOS RECURSOS E AERODINÂMICA DAS TURBINAS EÓLICAS*, E.S.d.T.d.S.d.I.P.d. Setúbal, Editor. Maio de 2009.
5. Lazaridis, L.P., *Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability*, in *Department of Electrical Engineering*. 2005, Royal Institute of Technology: Stockholm
6. Resende, F., *Tecnologias de conversão de energia eólica para grandes sistemas ligados à rede*, in *renováveis magazine*. 2010.
7. Ackermann, T., *Wind Power in Power Systems*, L. John Wiley & Sons, Editor. 2005: Stockholm, Sweden.
8. Nordex. Available from: <http://www.nordex-online.com/en>.
9. Peter Fuglsang, K.T., *Cost Optimization of Wind Turbines for Large-scale Off-shore Wind Farms*. February 1998: Risø National Laboratory, Roskilde.
10. Lundberg, S., *Evaluation of wind farm layouts*, D.o.E.P.E.C.U.o. Technology, Editor: Goteborg, Sweden.
11. Vanessa da Cunha Melo Ribeiro, M.J.B.V., Ricardo Souza Martin, *Atlas do Potencial Eólico*, in *Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento COELBA-ANEEL - Grupo Iberdrola*.
12. Energy, D., *Offshore Wind Farms and the Environment*, in *Danish Experiences from Horns Rev and Nysted*.
13. Silva, F.M.F.d., *Offshore wind parks electrical connection*, in *Instituto Superior Técnico*. Julho de 2008, Universidade Técnica de Lisboa.
14. Castro, R.M.G., *INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA*, U.T.D.L.-I.S. TÉCNICO, Editor. Março de 2009.
15. *Transmission Issues for Offshore Wind Farms With Specific Application To Siting Of The Proposed Cape Wind Project* November 2004
16. *Efficiency of HVAC Power Transmission from Offshore-Windmills to the Grid*. in *IEEE Bologna PowerTech Conference*. 2003. Italy.
17. Inigo Martí'nez de Alegria, J.L.M.n., Inigo Kortabarria, Jon Andreu, Pedro Iban'ez Eren'io, *Transmission alternatives for offshore electrical power*. 2008: Spain.
18. Soares, J.L.V.M., *Postos de Transformação Submarinos para Parques de Energias Renováveis Offshore*. Maio 2007, FEUP: Porto, Portugal.
19. S.A, S.C.E., *Guia Técnico*, Esposende-Portugal.
20. Systems, X.C., ABB: [http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/62523d62797878abc125720a00285e3a/\\$File/XLPE%20Cable%20Systems%20Users%20Guide%20-%20US.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/62523d62797878abc125720a00285e3a/$File/XLPE%20Cable%20Systems%20Users%20Guide%20-%20US.pdf).
21. Y. Nakamura, T.K., M. Takeuchi, *INSTALLATION OF 66kV XLPE POWER-OPTICAL FIBER COMPOSITE SUBMARINE CABLE AND WATER PIPE FOR THE TRANS-TOKYO BAY HIGHWAY*, in *IEEE Transactions on Power Delivery*. July 1995.

22. N. Barberis Negra , J.T., T. Ackermann, *Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms*. 2 May 2006.
23. Facts, W.E.T.: p. <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-i-technology/chapter-5-offshore/wind-farm-design-offshore/electrical-system.html>.
24. Paiva, J.P.S., *Redes de energia eléctrica-uma análise sistémica*.
25. Jun Ueda, T.I., Tatsunori Yoshizumi, *Development of the 500-kV DC Converter System*. 1998. 47.
26. SIEMENS, *High Voltage Direct Current Transmission- Proven Technology for Power Exchange*
27. ABB: p. <http://www.abb.com/product/db0003db002618/c12573e7003302adc125702e0055084a.aspx>.
28. ABB, *It's time to connect -Technical description of HVDC Light® technology*. 2008.
29. H. Ambriz-Pérez , E.A., C.R. Fuerte-Esquivel, *High voltage direct current modelling in optimal power flows*. ELSEVIER.
30. Association, E.W.E., *Oceans of Opportunity. Offshore-Report 2009*, September 2009.
31. *Offshore Development Information Statement Appendices*. 2009.
32. Electronics, P.: p. <http://encon.fke.utm.my/nikd/SEM4413/spwm.pdf>.
33. Rahman, K.M., *Comparative Analysis of Two Level and Three Level PWM for Two Phase Inverter*, in *Second International Conference on Electrical and Computer Engineering*, D.o.E.a.E.E.B.U.o.E.a. Technology, Editor.
34. Nikolas Flourentzou, S.M., IEEE, Vassilios G. Agelidis, Senior Member, IEEE, and Georgios D. Demetriades, Member, IEEE, *VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview*. MARCH 2009.
35. *Power Flow Analysis of HVAC and HVDC Transmission Systems for Offshore Wind Parks*. 10(3).
36. DU, C., *VSC-HVDC for Industrial Power Systems*. 2007: Sweden.
37. p. www.nexans.com.
38. Das, J.C., *Power System Analysis: Short-circuit Load Flow and Harmonics*. Marcel Dekker Ltd.
39. p. www.aquaret.com

Anexos

Anexos 1 - Características técnicas da Turbina de 7,5 MW

TECHNICAL SPECIFICATIONS E-126			
Rated power:	7,500 kW	Drive train with generator	
Rotor diameter:	127 m	Hub:	Rigid
Hub height:	135 m	Main bearing:	Single-row tapered roller bearing
Wind zone (DIBT):	WZ III	Generator:	ENERCON direct-drive annular generator
Wind class (IEC):	IEC/NVN IA	Grid feeding:	ENERCON Inverter
Turbine concept:	Gearless, variable speed Single blade adjustment	Brake systems:	– 3 Independent pitch control systems with emergency power supply – Rotor brake
Rotor		Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Type:	Upwind rotor with active pitch control	Cut-out wind speed:	28–34 m/s (with ENERCON storm control*)
Rotational direction:	Clockwise	Remote monitoring:	ENERCON SCADA
No. of blades:	3		
Swept area:	12,668 m²		
Blade material:	GRP (epoxy resin)/GRP; GRP (epoxy resin)/steel; Integrated lightning protection		
Rotational speed:	Variable, 5–11.7 rpm		
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system, one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply		
		*Details – ENERCON Storm Control – (see last page)	

Figura 39 - Características técnicas da Turbina de 7,5 MW

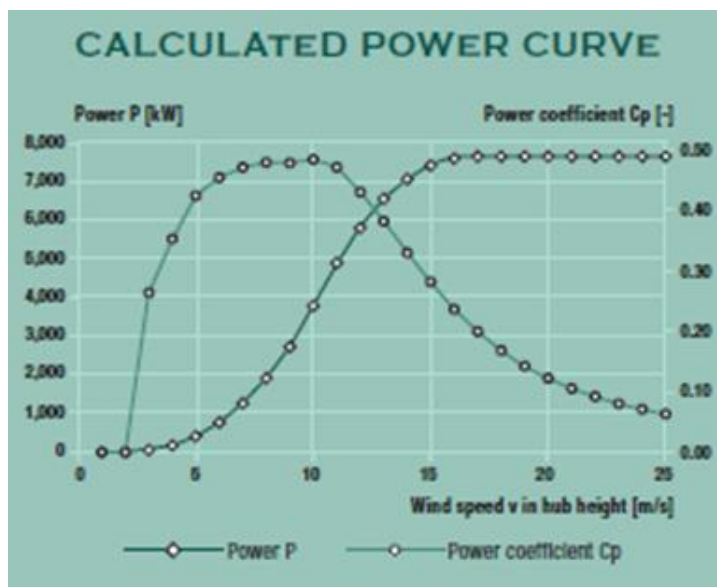


Figura 40 - Curva de Potência da Turbina E-126

Anexos 2 - Avaliação das perdas para sistemas de transmissão em HVAC segundo uma distribuição de *Rayleigh*

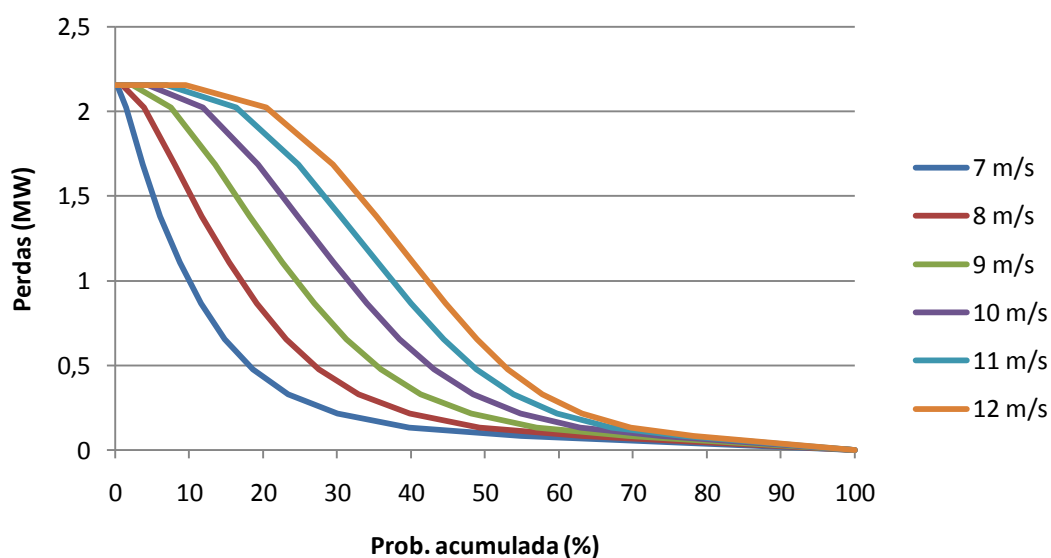


Figura 41 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

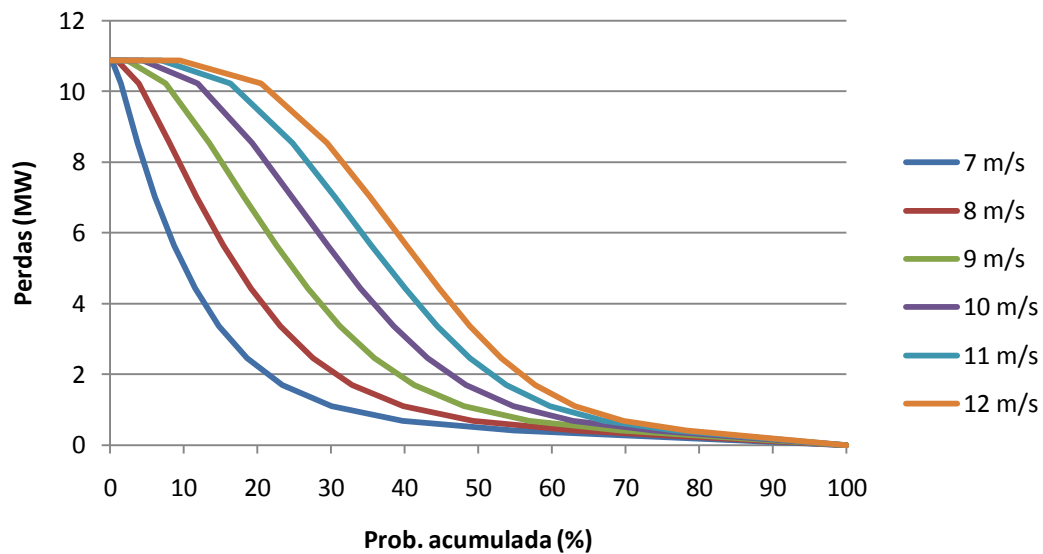


Figura 42 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento.

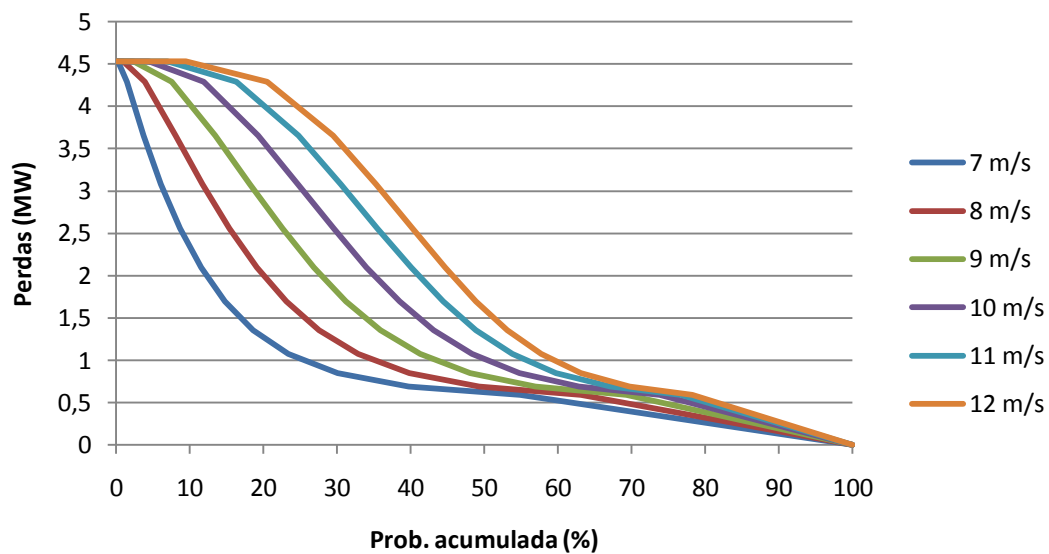


Figura 43 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 225 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento.

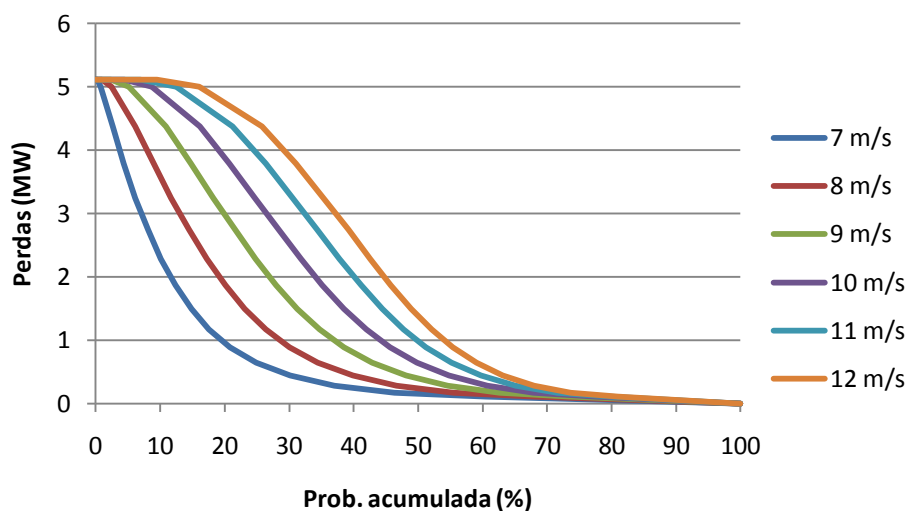


Figura 44 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

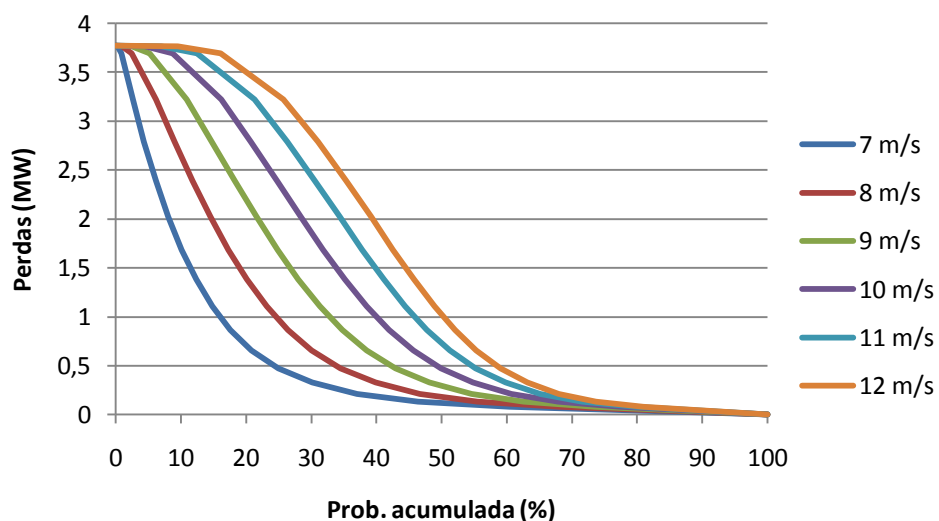


Figura 45 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

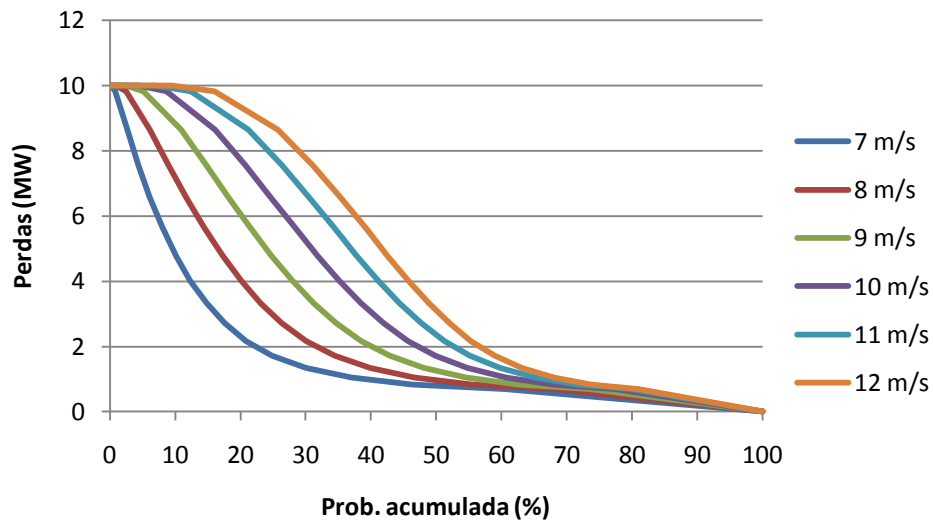


Figura 46 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

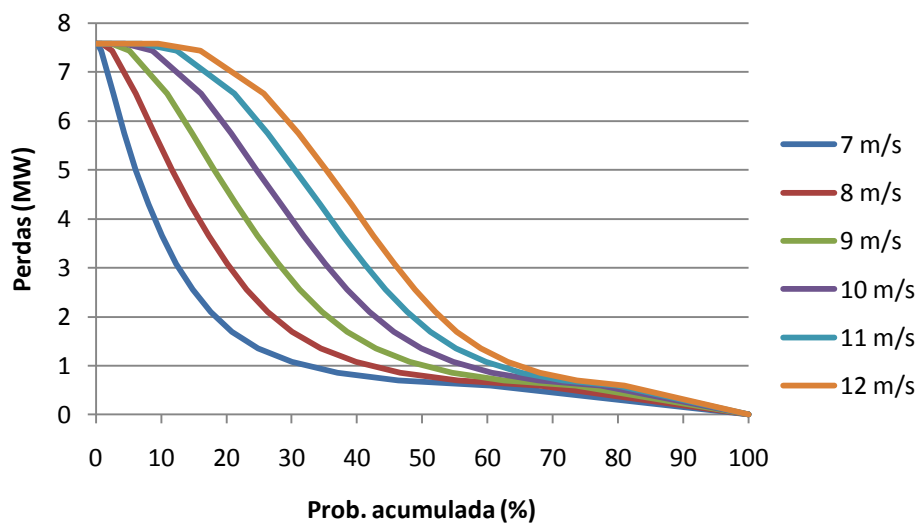


Figura 47 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 300 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

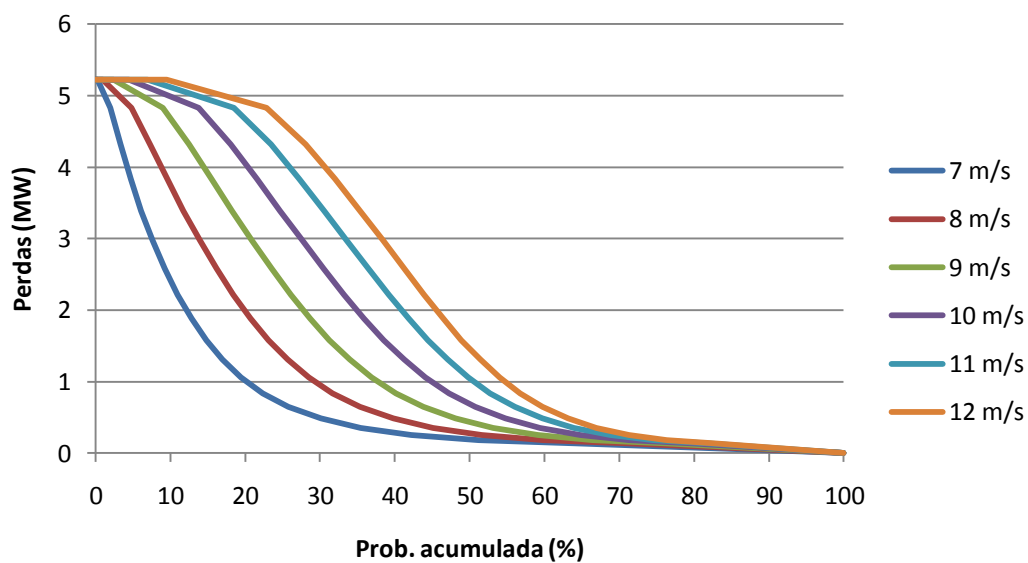


Figura 48 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

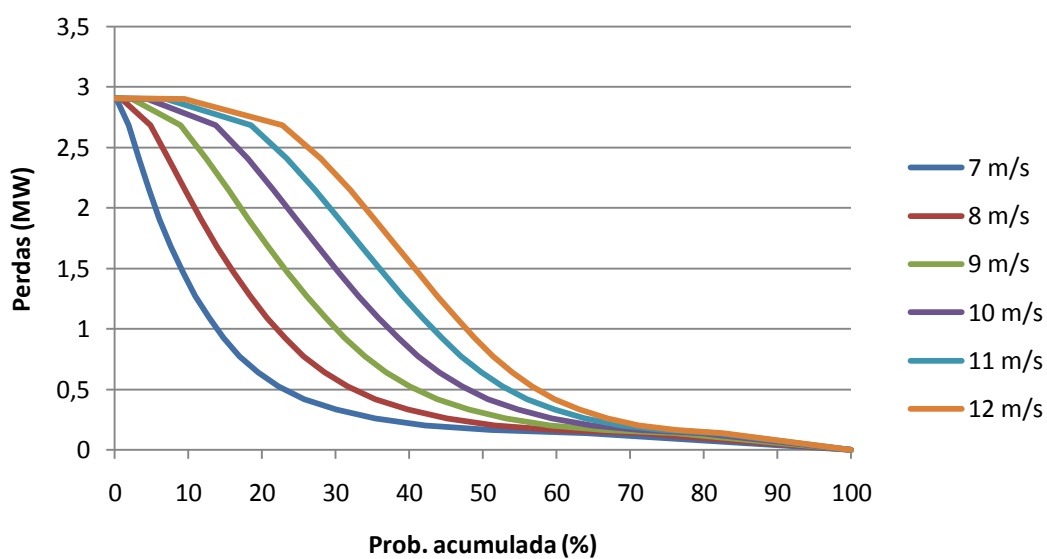


Figura 49 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

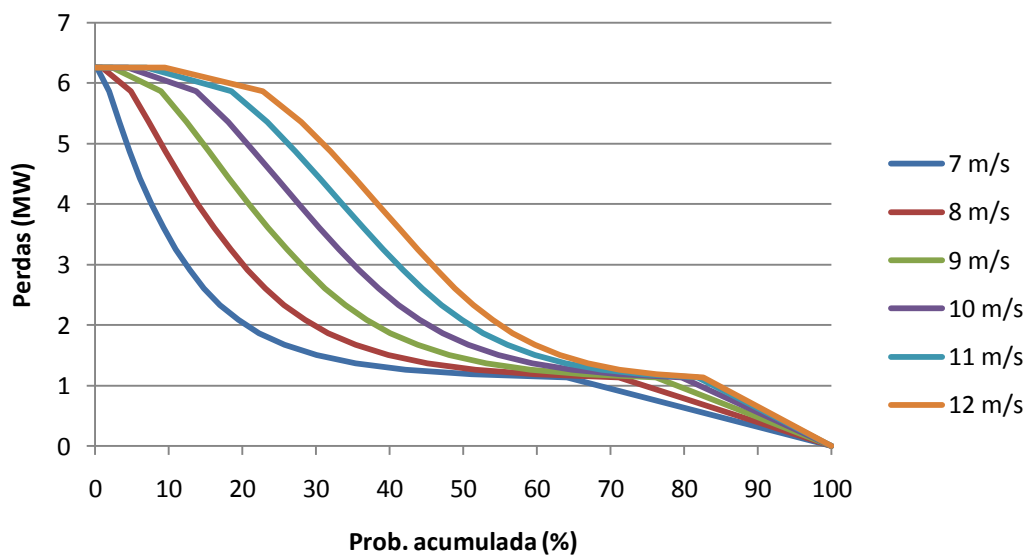


Figura 50 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 375 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

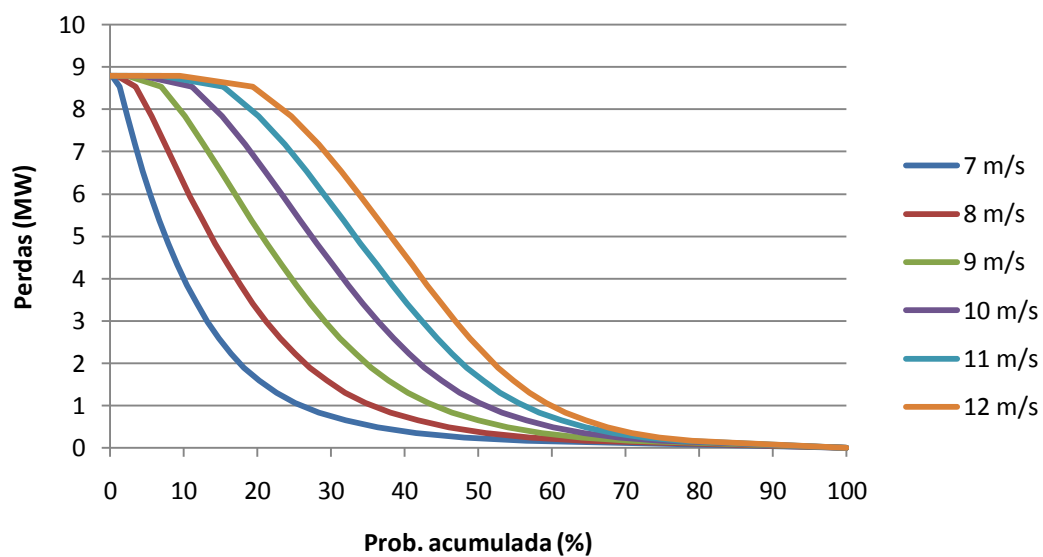


Figura 51 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

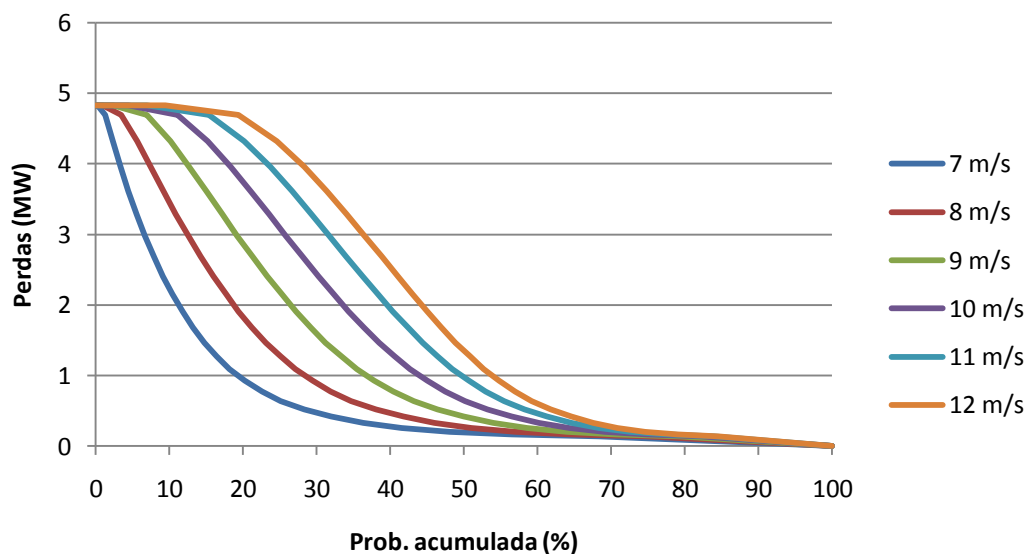


Figura 52 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

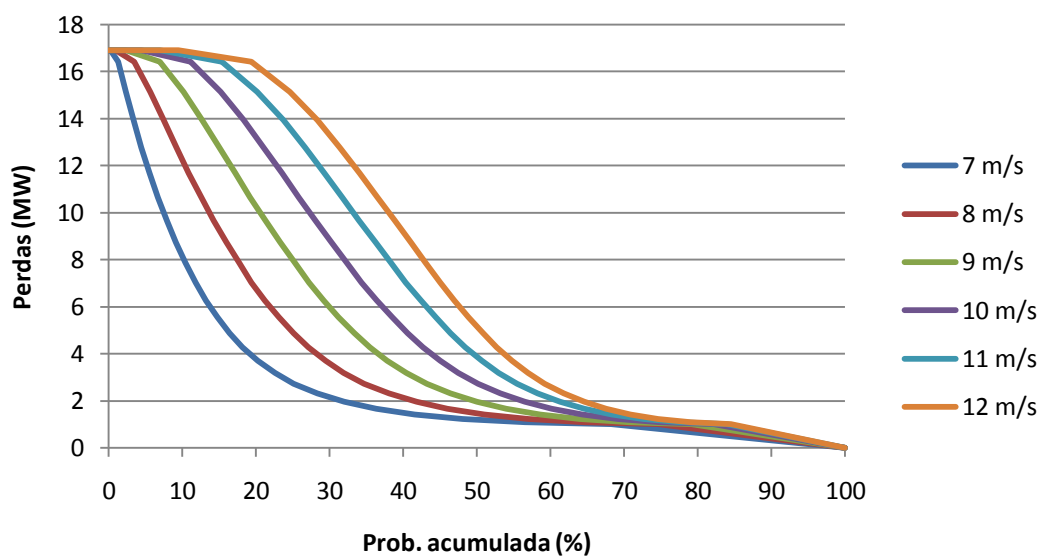


Figura 53 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

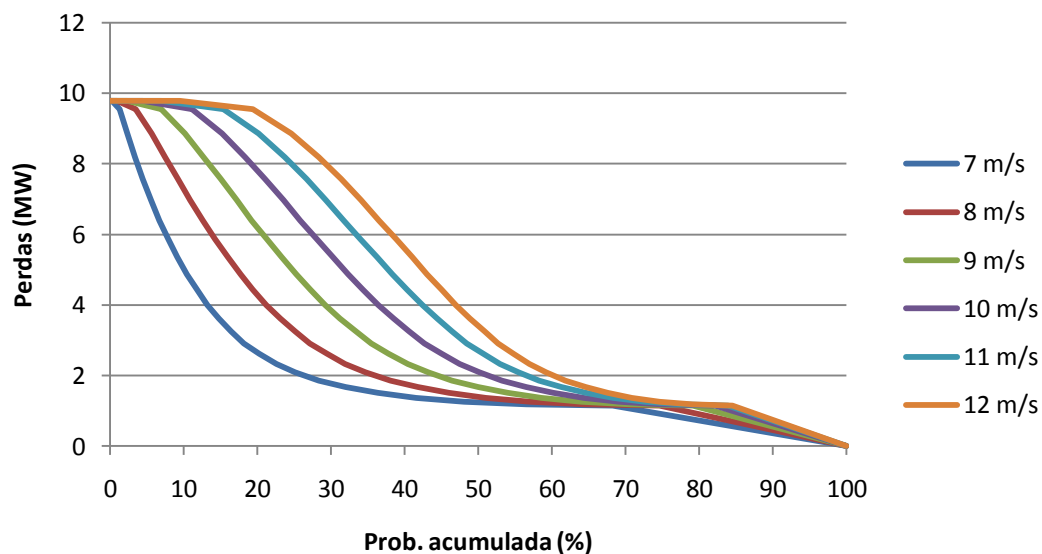


Figura 54 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVAC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 230 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

Anexos 3 - Avaliação das perdas para sistemas de transmissão em HVDC LCC segundo uma distribuição de *Rayleigh*

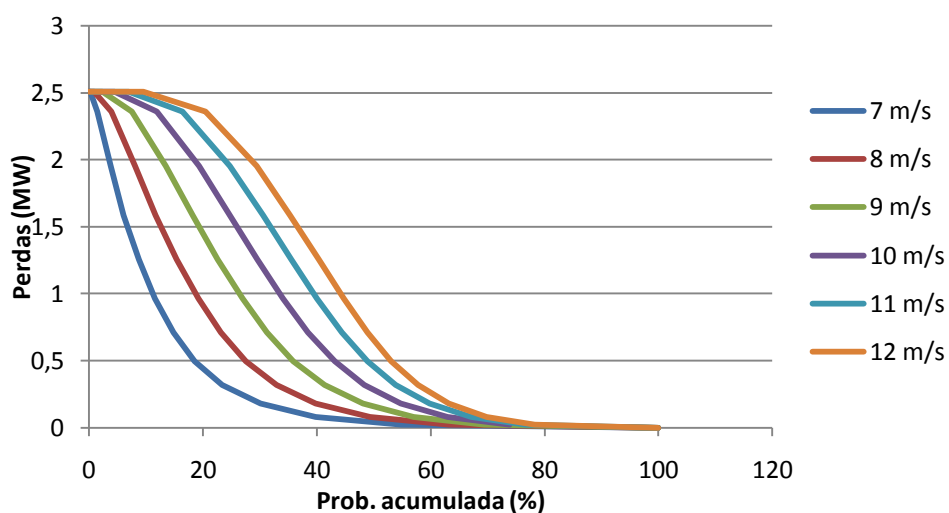


Figura 55 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

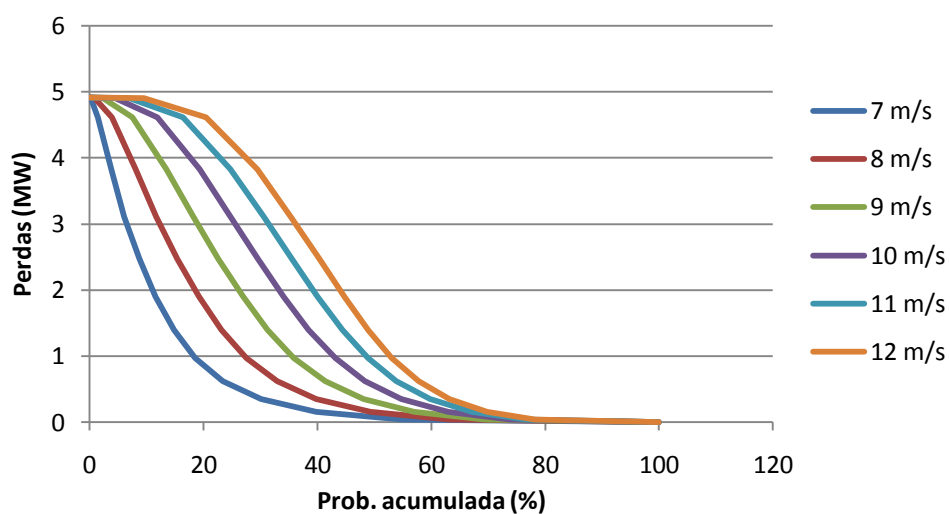


Figura 56 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 225 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

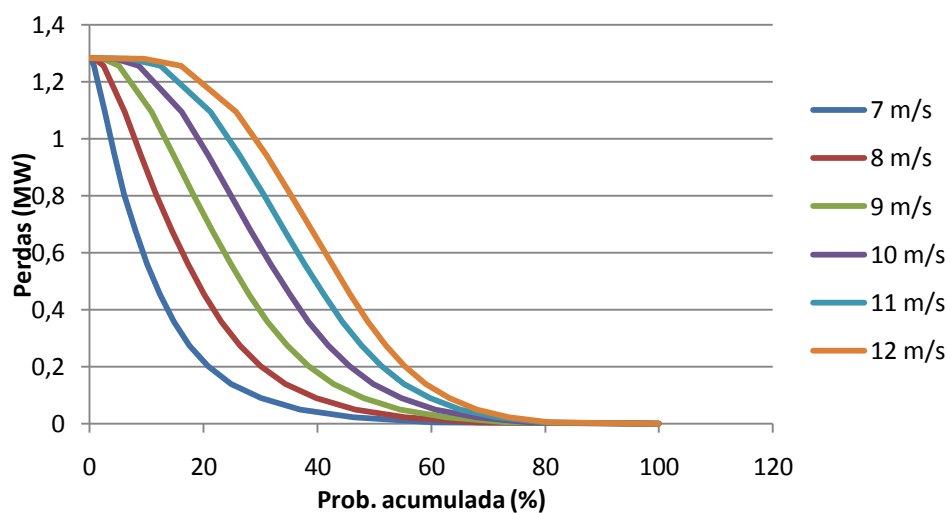


Figura 57 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

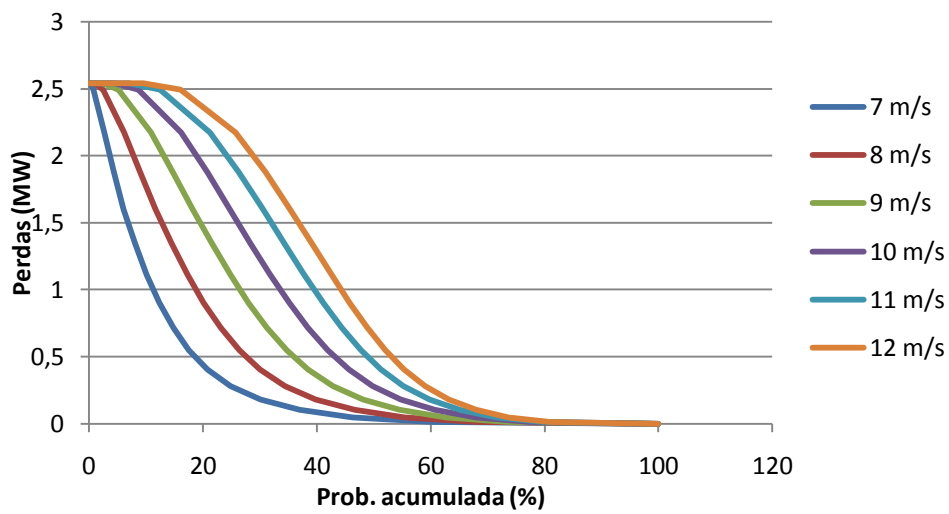


Figura 58 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 300 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

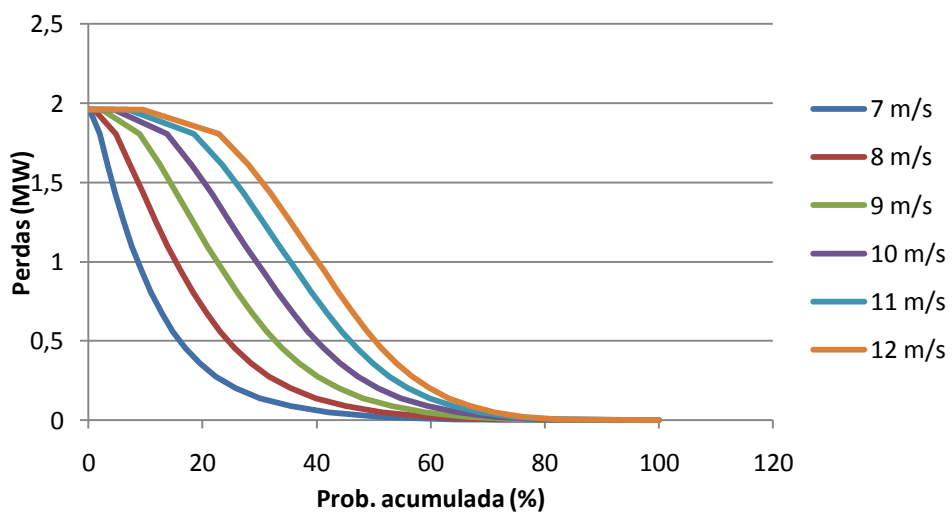


Figura 59 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

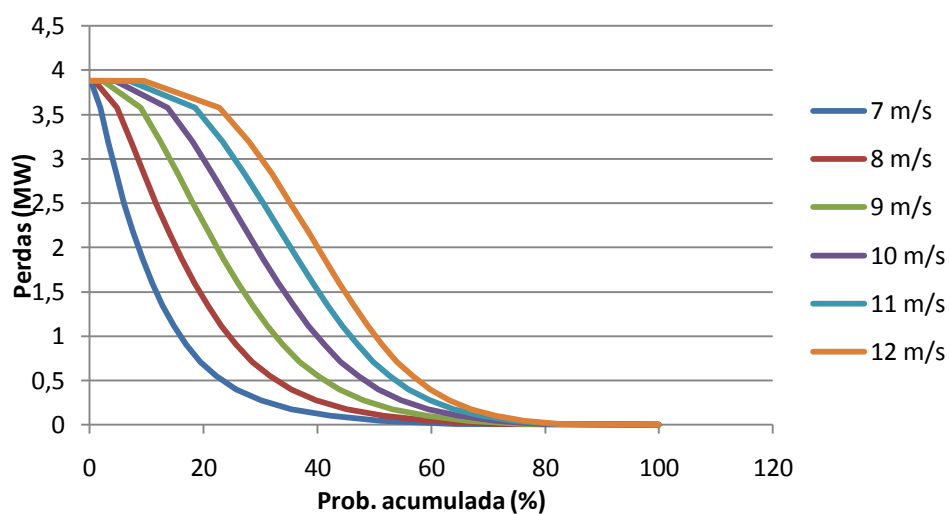


Figura 60 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 375 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento

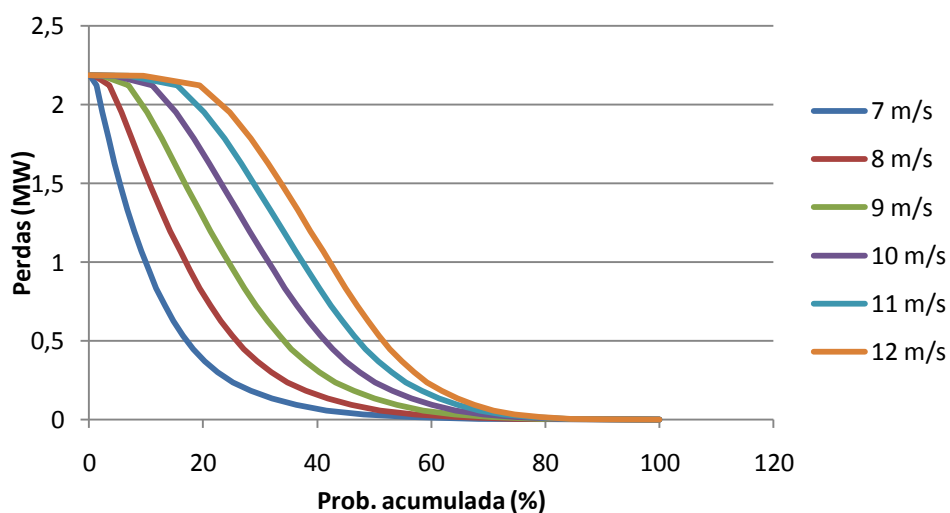


Figura 61 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 50 km, para várias velocidades anuais médias de vento

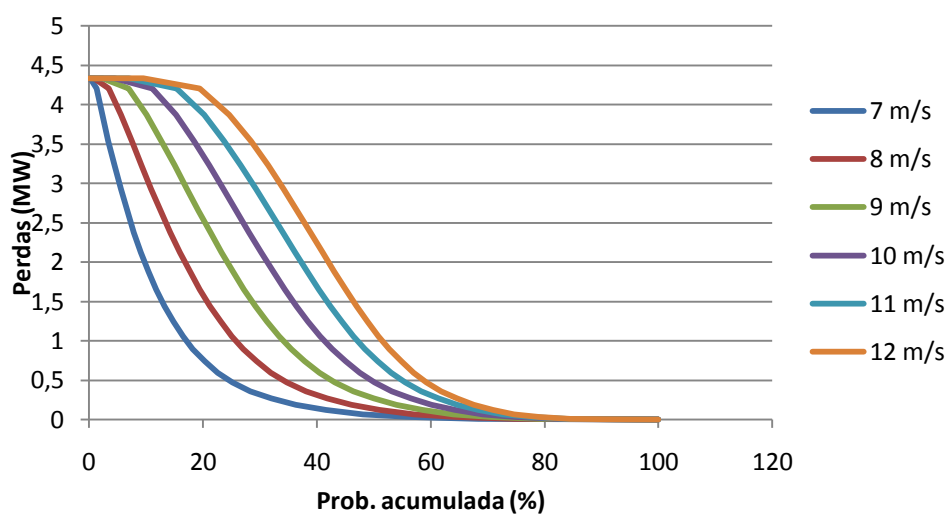


Figura 62 - Diagrama classificado de perdas, segundo uma distribuição de *Rayleigh*, para um sistema de transmissão em HVDC LCC, para um parque de 487,5 MW, tensão de 138 kV a uma distância de 100 km, para várias velocidades anuais médias de vento