



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Civil



A Engenharia Civil e a Produção Industrial de Energia Eólica

BRUNO SAMUEL CAMACHO E SILVA

Licenciado em Engenharia Civil

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil na Área de Especialização de Edificações

Orientadores:

Especialista, João António Antunes Hormigo (Eq. Prof. Adj. ISEL)

Doutor, Pedro Matos Soares (Eq. Prof. Adj. ISEL)

Júri:

Presidente:

Doutora, Maria Ana Baptista (Prof. Coord. ISEL)

Vogais:

Especialista, João Carlos Barata (Eq. Prof. Adj. ISEL)

Especialista, João António Antunes Hormigo (Eq. Prof. Adj. ISEL)

Doutor, Pedro Matos Soares (Eq. Prof. Adj. ISEL)

Dezembro de 2013

RESUMO

No advento da procura de fontes de energias renováveis, o setor da engenharia civil está fortemente implicado na sua evolução e inovação, nomeadamente no setor da energia eólica.

Nos últimos anos, o setor da energia eólica assistiu a inúmeras inovações que permitiram alguma redução dos seus custos de construção, o aumento da sua eficiência energética com equipamentos geradores de maior potência elétrica, o que resultou na construção de um número apreciável de parques eólicos *onshore* (em terra), e o surgimento de parques eólicos na costa marítima (*offshore*).

O setor da engenharia civil intervém em vários aspetos na construção de um parque eólico *onshore* como estradas, plataformas de montagem das gruas, fundações das torres dos aerogeradores, valas e travessias dos cabos de média tensão, construção do edifício de comando, da subestação elétrica e da linha de transporte de energia, para ligação à rede nacional.

A dissertação incluirá a caracterização da componente de engenharia civil neste ramo de produção de energia, nomeadamente, nas vertentes técnicas e económicas.

Focar-se-á igualmente nos desafios associados à execução das estruturas de suporte dos aerogeradores. Estes têm sofrido uma evolução temporal significativa no que diz respeito às suas potências e consequentes alturas de instalação, o que coloca novas exigências no cálculo estrutural das torres que os suportam e das fundações das torres.

Finalmente estudar-se-ão as novas tendências de mercado e as oportunidades e desafios para a engenharia civil.

Palavras-chave: energia, eólica, fundações, *onshore*, *offshore*, torres eólicas, parque eólico, engenharia, civil.

ABSTRACT

The increasing demand for renewable energy sources, involves the civil engineering sector in its evolution and innovation, particularly when it comes to wind energy.

In recent years, the wind energy sector witnessed various innovations that reduced some of its construction costs, increased the energy efficiency generation, resulting in the construction of a substantial number of onshore wind farms and the emergence of offshore wind farms.

The civil engineering sector intervenes in various aspects of the construction of an onshore wind farm such as roads, assembly platforms for the crane towers, wind turbines towers foundations, ditches and medium voltage cables crossings, the construction of the control building, the construction of the substation and of the power lines for national grid connection.

This dissertation will include the characterization of technical and economic aspects of civil engineering in the wind energy sector.

It shall also be focused on the challenges associated with the construction of the support structures of wind turbines. The evolution of these structures shaped their energy potential and therefore higher installation heights, which puts new demands on the structural design of the towers that support them and the foundations of the towers. New market trends, opportunities and challenges for the civil engineering in the wind energy sector, will be studied.

Keywords: energy, wind, foundations, onshore, offshore, wind towers, wind farm, engineering, civil.

AGRADECIMENTOS

Um especial agradecimento aos meus pais por todos seus esforços, pelo seu apoio, pela educação e princípios que me foram transmitidos, nada seria possível sem eles. Agradeço à minha irmã por todo seu apoio e motivação em todos os momentos.

Agradeço aos meus orientadores, o Engenheiro João Hormigo e o Doutor Pedro Soares, pela orientação, conhecimentos transmitidos, rigor e disponibilidade na elaboração da dissertação. Agradeço ao Engenheiro António Gorgulho pela sua disponibilidade e partilha de conhecimentos, que me ajudaram na elaboração desta dissertação.

Agradeço a todos os meus amigos e colegas de curso, que me acompanharam durante o meu percurso académico, que me incentivaram, motivaram e ajudaram durante este período da minha vida.

Índice de texto

1 - Introdução	1
1.1 - Enquadramento do tema.....	1
1.2 - Objetivos	1
1.3 - Metodologia e estrutura da dissertação.....	1
2.0 – Panorama e evolução da produção industrial eólica no Mundo	3
2.0.1 – Consumo de energia elétrica a nível mundial.....	3
2.0.2 – Medidas de apoio e incentivo.....	3
2.0.3 – Evolução da energia eólica a nível Mundial.....	4
2.0.4 – Evolução da energia eólica na Europa	9
2.0.4.1 – Apoios e incentivos na União Europeia.....	10
2.0.5 – Evolução da energia eólica offshore na Europa e no Mundo	11
2.1 – Panorama da produção industrial eólica em Portugal.....	12
2.1.1 - Introdução	12
2.1.1.1 - Âmbito da Estratégia Nacional para a Energia	12
2.1.1.2 - Âmbito do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética e do Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis	12
2.1.2 - Capacidade de Energia Eólica Instalada em Portugal.....	13
2.1.3 - Localização dos parques eólicos em Portugal	18
2.1.4 - Energia eólica offshore em Portugal.....	20
2.1.5 - Produção e consumo de eletricidade proveniente da energia eólica em Portugal.....	20
2.1.6 - Complementaridade Hídrica-Eólica em Portugal.....	24
2.1.7 - Impacto do Memorando de Entendimento no setor eólico português	24
2.2 – Caracterização do Setor Eólico Português no Mundo.....	26
2.2.1 - Evolução das políticas de apoio ao setor eólico	26
2.2.2 - Empresas que atuam em Portugal.....	27
2.2.3 - Interação das empresas portuguesas a nível internacional.....	28
2.2.4 - Atividades de Pesquisa e Desenvolvimento no setor eólico.....	29
3.0 – Engenharia Civil e o Setor Eólico	31
3.1 – Fundações na eólica onshore	31
3.1.1 - Caraterísticas gerais.....	31
3.1.2 - Caraterísticas do solo.....	31
3.1.3 - Formas de rutura do terreno	32
3.1.4 - Modelação da interação entre a estrutura e o solo	33
3.1.5 - Ligação torre-fundação	33

3.1.6 - Tipo de fundações existentes	36
3.1.6.1 - Vantagens e desvantagens.....	36
3.1.7 - Processo construtivo tipo da fundação.....	39
3.1.8 - Geometria da fundação.....	39
3.1.9 - Requisitos Estruturais.....	41
3.1.9.1 - Verificação em relação aos ELU – STR e GEO: Abordagens de cálculo	41
3.1.9.2 - Verificação em relação à capacidade de suporte do terreno	43
3.1.9.3 - Verificação em relação ao derrubamento	48
3.1.9.4 - Verificação em relação ao deslizamento	48
3.1.10 - Fendilhação nas fundações	48
3.1.10.1 - Danos associados às fundações com ligações do tipo anel	50
3.1.10.2 - Possíveis consequências da fendilhação	51
3.2 – Modelação de uma sapata de fundação tipo	51
3.2.1 – Características da sapata	51
3.2.2 – Ações consideradas	52
3.2.2.1 – Ações Permanentes	52
3.2.2.2 – Ações de cálculo	53
3.2.2.3 – Combinação de ações	54
3.2.2.3.1 – Estado limite último de resistência.....	54
3.2.2.3.2 – Verificação da estabilidade global	55
3.2.2.3.3 – Verificação geotécnica.....	55
3.2.3 – Dimensionamento geotécnico.....	55
3.2.3.1 – Levantamento da sapata	55
3.2.3.1.1 – Combinação rara de ações.....	55
3.2.3.1.2 – Combinação quase permanente.....	57
3.2.4 – Estabilidade global.....	58
3.2.5 – Estado Limite Último de Resistência.....	60
3.2.5.1 – Flexão na sapata.....	60
3.2.5.2 – Dimensionamento de armaduras de flexão	62
3.2.6 – Esforço transverso na sapata.....	63
3.2.6.1 – Dimensionamento de armaduras de esforço transverso.....	64
3.3 – Superestrutura Onshore.....	66
3.3.1 - Torre reticulada	66
3.3.1.1 - Vantagens da torre reticulada.....	66
3.3.1.2 - Desvantagens da torre reticulada	67
3.3.2 - Torre metálica tubular.....	67

3.3.2.1 - Vantagens da torre metálica	67
3.3.2.2 - Desvantagens da torre metálica.....	68
3.3.2.3 – Conceção da torre - Cargas atuantes.....	68
3.3.2.4 - Conceção da torre - Situação de carga extrema e cargas de fadiga	68
3.3.2.5 - Conceção da torre - Vibrações induzidas por vórtices	69
3.3.2.6 - Conceção da torre - Soldaduras.....	69
3.3.2.7 - Conceção da torre - Concentrações de tensões perto de escotilhas e portas.....	70
3.3.2.8 - Conceção da torre - Conexões das flanges	70
3.3.2.9 - Conceção da torre - Conexão das secções por juntas de fricção	70
3.3.3 - Torre mista de aço e betão.....	71
3.3.4 - Torre de betão	71
3.3.4.1 - Vantagens da torre de betão	72
3.3.4.2 - Desvantagens da torre de betão	73
3.3.5 - Torre de Madeira.....	73
3.3.6 – Métodos de elevação das torres.....	74
3.3.6.1 – Gruas	74
3.3.6.1.1 – Vantagens.....	74
3.3.6.1.2 – Desvantagens	74
3.3.6.2 - Torres de elevação.....	75
3.4 – Eólica Offshore	75
3.4.1 - Componentes da estrutura de suporte	75
3.4.1.1 - Estudos geotécnicos necessários para estruturas com fundações no solo	77
3.4.2 – Fundação Monopile	79
3.4.2.1 – Processo construtivo	79
3.4.2.2 - Vantagens e desvantagens.....	81
3.4.3 – Fundação Gravítica.....	81
3.4.3.1 - Processo construtivo	82
3.4.3.2 - Vantagens e desvantagens.....	82
3.4.4 - Tripile	83
3.4.4.1 - Processo construtivo	83
3.4.4.2 - Vantagens e desvantagens.....	84
3.4.5 - Fundação Suction Bucket Monotower	84
3.4.5.1 - Processo construtivo	85
3.4.5.2 - Vantagens e desvantagens.....	85

3.4.6 – Fundação Jacket	86
3.4.6.1 - Processo construtivo	86
3.4.6.2 - Vantagens e desvantagens.....	88
3.4.7 - Fundação Trípode.....	88
3.4.7.1 - Processo construtivo	89
3.4.7.2 - Vantagens e desvantagens.....	89
3.4.8.1 - Spar floater	90
3.4.8.2 - Estrutura híbrida baseada na spar floater.....	90
3.4.8.3 - Estrutura constituída por três spar floaters.....	91
3.4.8.4 - Tension leg plataform (TLP).....	91
3.4.8.5 - Barge floater	91
3.4.8.6 - Vantagens e desvantagens das estruturas flutuantes	91
4 – Componente da construção civil num parque eólico onshore.....	93
4.1 - Estradas.....	93
4.2 - Plataformas de montagem.....	94
4.3 - Fundações das torres dos aerogeradores	94
4.4 - Valas e travessias dos cabos de média tensão	94
4.5 - Edifício de comando e Subestação	94
4.6 – Estudo económico de um parque eólico onshore	96
5 - Oportunidades e Desafios.....	97
5.1 - O desafio do armazenamento de energia	97
5.2 - Atuação do setor da engenharia civil na construção de parques eólicos	98
5.3 - Engenharia civil na conceção de torres.....	98
5.4 - Estudo sobre diferentes tipos torres.....	100
5.4.1 - Aerogeradores de 3 MW	100
5.4.2 - Custo das torres.....	101
5.4.3 - Aerogeradores de 5MW	102
5.5 - Torres constituídas por betão de alta resistência.....	102
6 – Conclusões	105
Referências	107
Anexo A-1 Windfloat	113
Anexo A-2 Windfloat	115
Anexo B-1 Planta da sapata no SAP2000.....	117
Anexo B-2 Combinação 2 - Reações.....	119
Anexo B-3 Combinação 5 – Reações.....	121

Índice de figuras

Figura 1 - Consumo mundial de energia de 1990 a 2040.....	3
Figura 2 - Prognóstico e desenvolvimento da capacidade total instalada a nível mundial 1997-2020	5
Figura 3 - Capacidade Eólica Mundial Instalada Anual 1996 - 2012	6
Figura 4 – Capacidade Eólica Mundial Instalada Acumulada Anual 1996 - 2012.....	6
Figura 5 – Top 10 da nova capacidade instalada (Jan-Dez 2012)	7
Figura 6 - Top 10 da capacidade instalada acumulada (Jan-Dez 2012).....	8
Figura 7 – Percentagem de capacidade total instalada de energia eólica por continente	9
Figura 8 – Total de instalações na Europa (MW) no período 2007-2012.....	9
Figura 9 – Percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia na UE em 2010	10
Figura 10 – À esquerda a Capacidade eólica offshore instalada por país na UE. À direita Capacidade eólica offshore instalada no Mundo	11
Figura 11 – Capacidade geradora acumulada (MW) em Portugal até 2012.....	13
Figura 12 – Capacidade geradora de base eólica (MW) na Europa.....	14
Figura 13 – Top 10 mundial de países em termos de capacidade eólica instalada (MW)	14
Figura 14 – Capacidade instalada de energia eólica per capita (W/cap.).....	15
Figura 15 – Capacidade instalada de energia eólica por área terrestre (kW/km ²).....	15
Figura 16 – Percentagem de nova capacidade instalada na Europa.....	16
Figura 17 – Percentagem de nova capacidade instalada na Europa.....	16
Figura 18 – Capacidade geradora e número de aerogeradores em Dezembro de 2012	17
Figura 19 – Localização dos parques eólicos em Portugal, em Dezembro de 2012....	18
Figura 20 – Capacidade Geradora Eólica por Distritos e Regiões Autónomas, em Dezembro de 2012	19
Figura 21 - kW por 1000 habitantes.....	21
Figura 22 – Percentagem de energia eólica presente no consumo total de energia elétrica na UE (7%) e Países membros	21
Figura 23 – Produção Eólica e Consumo Total em 2012	22
Figura 24 – Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal em 2012	22
Figura 25 – Utilização mensal da Potência Ligada.....	22
Figura 26 – Índice de Produtibilidade Eólica Mensal.....	23
Figura 27 – Produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental.....	23
Figura 28 - Gráfico demonstrativo da complementaridade hídrica-eólica	24
Figura 29 – Quota de mercado dos Fabricantes de aerogeradores onshore em Portugal.....	27
Figura 30 – Quota de mercado dos Promotores em Portugal	27
Figura 31 - Formas de típicas de rutura. a) Geral; b) Punçoamento; c) Local	33
Figura 32 - Variação linear da distribuição de pressões no solo	33
Figura 33 - Módulo de reação	33
Figura 34 - Vista da ligação em anel de aço em corte.....	34
Figura 35 - Vista da ligação em anel de aço em perfil.....	35
Figura 36 - Ligação em formato gaiola.....	35
Figura 37 – Área efetiva de uma fundação quadrada. Na figura da esquerda, o momento fletor é paralelo a um dos lados da fundação e na figura da direita, o momento fletor faz 45° com um dos lados da fundação	45

Figura 38 - Tipos de fendas e causas associadas	49
Figura 39 - Vista da sapata em planta	52
Figura 40 - Sapata em corte transversal	52
Figura 41 - Esquema representativo das cargas atuantes	53
Figura 42 - Distribuição das forças verticais.....	53
Figura 43 - Distribuição de um momento fletor por forças verticais.....	54
Figura 44 - Combinação 2	56
Figura 45 - Combinação 5	57
Figura 46 - Esquema de cálculo ao deslize.....	59
Figura 47 - Momento fletor positivo e negativo de cálculo - M_{xx}	60
Figura 48 - Momento fletor positivo e negativo de cálculo - M_{yy}	61
Figura 49 - Armadura segundo XX em m^2/m	62
Figura 50 - Armadura segundo YY em m^2/m	62
Figura 51 - Esforço transversal segundo a direção XX.....	63
Figura 52 - Esforço transversal segundo a direção YY	64
Figura 53 - Torre tubular sujeita a cargas ao nível da turbina.....	68
Figura 54 - Detalhes de soldadura típicos da torre tubular. a. Soldadura na moldura da porta, b. Soldadura numa flange, c. Soldadura entre dois elementos de casca com espessuras diferentes.....	69
Figura 55 - a) Ligação aparafusada numa torre de com aerogerador de 2,5 MW em Celle, Alemanha. b) Torre produzida pela empresa Northstar com juntas unidas por fricção.....	71
Figura 56 - a) Cofragem da empresa Enercon, para a construção de torres cónicas. b) Torre da empresa, Advanced Tower Systems, constituída por elementos pré-fabricados.....	72
Figura 57 - Montagem de uma torre de madeira pela empresa Timber Tower na Alemanha	74
Figura 58 - Estrutura de suporte da torre	75
Figura 59 - Conexão com argamassa	80
Figura 60 - Conexão cónica	80
Figura 61 - Solução apresentada pela empresa Strabag	82
Figura 62 - a) Diferentes comprimentos da solução tripile. b) Montagem da peça de transição.....	83
Figura 63 - Protótipo do parque eólico Horns Ver 2 no mar do Norte, Dinamarca	85
Figura 64 - Post-piling: processo onde as estacas são executadas juntamente com a estrutura	87
Figura 65 - Pre-piling: processo onde as estacas são executadas primeiro que a estrutura	88
Figura 66 - Principais componentes da estrutura tripode	89
Figura 67 - Capacidade média de turbinas em novas instalações (MW) no período 2005-2010	99
Figura 68 - Índice de preços do betão pré-fabricado e minério de ferro no período 1980-2011	99
Figura 69 - Diferentes torres com um aerogerador de 3MW.....	101
Figura 70 - Custo das torres, com uma altura de 125 metros e um aerogerador de 3MW	101
Figura 71 - Diferentes torres com um aerogerador de 5MW.....	102

Índice de tabelas

Tabela 1 - Diminuição da superfície em área e volume comparativamente à sapata de forma quadrada	40
Tabela 2 - Kg de armadura usados em cada sapata.....	40
Tabela 3 - Redução da quantidade da armadura comparativamente à sapata quadrada	40
Tabela 4 - Conjuntos de coeficientes parciais das ações.....	42
Tabela 5 - Conjuntos de coeficientes parciais das propriedades do terreno.....	43
Tabela 6 - Ações resultantes provenientes da torre	54
Tabela 7 - Valores médios para a combinação 2	56
Tabela 8 - Valores médios para a combinação 5	57
Tabela 9 - Cálculo do Derrube	58
Tabela 10 - Cálculo do deslize	59
Tabela 11- Armadura de esforço transversal segundo XX'	65
Tabela 12 - Armadura de esforço transversal segundo YY'	65
Tabela 13 – Subestruturas dos aerogeradores offshore	76
Tabela 14 - Tipos de movimentos do solo, características dos constituintes do solo e causas	77
Tabela 15 - Estudo económico de um parque eólico	96

Siglas e Abreviaturas

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BCE	Banco Central Europeu
CE	Marcação do Comité Europeu
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
EDPR	Energias de Portugal Renováveis
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ENEOP	Eólicas de Portugal, S.A
EWEA	European Wind Energy Association
EWI	The European Wind Initiative
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
GPS	Sistema de posicionamento global
GWEC	Global Wind Energy Council
INEGI	Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial
INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
IRENA	International Renewable Agency
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás Natural
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PH	Passagem Hidráulica
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PRE-FER	Produção de eletricidade de origem renovável em regime especial
PTC	Production Tax Credit
REN	Rede Elétrica Nacional
ROV	Veículos Subaquáticos operados por via remota
UE	União Europeia
WWEA	World Wind Energy Association

1 - Introdução

1.1 - Enquadramento do tema

As áreas da sustentabilidade e eficiência energética têm ganho recentemente uma proeminência crescente no quadro da engenharia civil em face de um conjunto de fatores cumulativos de extrema importância, entre os quais, dever-se-á destacar a crise atual, a necessidade de um novo paradigma energético e as alterações climáticas.

O desafio do aquecimento global, o aumento da procura de energia e a política europeia determinam a necessidade de avaliar o potencial energético de origem renovável, nomeadamente eólico, em todos os estados membros, tendo a produção eólica industrial registado um desenvolvimento apreciável. A engenharia civil intervém em diversas especialidades na construção de um parque eólico:

- A mecânica dos solos, no estudo geológico/geotécnico (através de ensaios “*in situ*” e ensaios laboratoriais) e na sequente elaboração de relatórios que permitam caracterizar o tipo de solo e a sua adequabilidade à instalação de um futuro parque eólico;
- O dimensionamento estrutural das torres eólicas de suporte dos aerogeradores e das respetivas fundações;
- A localização da construção das torres e subestações, a colocação de cabos elétricos e de controlo do parque, os apoios de linhas de média tensão, e outras infraestruturas, serão influenciadas pelas condições meteorológicas, potencial energético, topografia e condições geotécnicas do local;
- O planeamento e a construção das vias de acesso ao parque deverão cumprir determinados requisitos, por exemplo: não exceder uma determinada inclinação máxima, possuir capacidade resistente às solicitações decorrentes da construção e da exploração do parque e manter a sua funcionalidade sob condições meteorológicas adversas. Do que atrás se referiu, decorre a necessidade de dimensionar adequadamente, vias de acesso, pavimentos rodoviários e sistemas de drenagem.

1.2 - Objetivos

A dissertação incluirá a caracterização da componente de engenharia civil neste ramo de produção de energia, nomeadamente, nas vertentes técnicas e económicas. Estudar-se-ão as novas tendências de mercado e as oportunidades e desafios para a engenharia civil.

1.3 - Metodologia e estrutura da dissertação

A dissertação encontra-se dividida em seis capítulos, sendo o primeiro capítulo a introdução.

O segundo capítulo consiste numa análise ao estado atual e futuro do setor eólico *onshore* e *offshore*, no Mundo, na Europa e em Portugal.

No terceiro capítulo aborda-se a intervenção do ramo da engenharia civil no setor eólico, iniciando-se o capítulo com a temática das fundações de torres de aerogeradores de parques *onshore* no ponto 3.1, referindo-se os estudos geológico-geotécnicos necessários, dimensionamento geológico-geotécnico, tipos de fundações

existentes, requisitos estruturais de acordo com o Eurocódigo 2 e abordagem à fendilhação nestas fundações.

No ponto 3.2 efetua-se a análise da fundação de uma torre eólica, com foco no estudo geotécnico, na determinação da estabilidade global e no seu dimensionamento estrutural.

No ponto 3.3 são apresentadas várias torres eólicas existentes, enumerando as diversas vantagens e desvantagens associadas, e por fim aborda-se o aspeto dos métodos de elevação das torres. Este capítulo termina no ponto 3.4, com a enumeração das várias estruturas e fundações das torres eólicas *offshore*, vantagens e desvantagens associadas e respetivos processos construtivos.

O quarto capítulo destaca a componente da construção civil e as várias etapas do processo construtivo de um parque eólico *onshore*. Este capítulo é finalizado pelo estudo económico da componente da engenharia civil na construção de um parque eólico *onshore*.

O quinto capítulo refere oportunidades e desafios à engenharia civil no âmbito da construção dos parques eólicos, mais precisamente na eólica *onshore*.

Finaliza-se a dissertação com o sexto capítulo no qual se apresentam as conclusões.

2.0 – Panorama e evolução da produção industrial eólica no Mundo

2.0.1 – Consumo de energia elétrica a nível mundial

Segundo o relatório “*Global Wind Energy Outlook*” de 2012, a energia eólica poderá fornecer até 12% da produção de energia elétrica no mundo, em 2020, reduzindo as emissões de CO₂ em mais de 1,5 bilhões de toneladas por ano, sendo este valor, cinco vezes superior ao nível registado até hoje. Passada uma década, no ano de 2030, a energia eólica poderá fornecer mais de 20% da produção de energia elétrica, a nível mundial. [1] O setor da energia eólica irá tornar-se a fonte de energia principal em 2050, de acordo com as previsões da Comissão Europeia e da GWEC¹. [2]

O relatório da “*International Energy Outlook*” de 2013 prevê que o mercado do consumo de energia aumente 56% entre 2010 a 2040 e este crescimento deverá ocorrer nos países não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), devido ao crescimento económico a longo prazo que se tem verificado. O uso de energia em países não pertencentes à OCDE aumentou 90%, comparativamente ao aumento de 17% nos países pertencentes à OCDE (figura 1). [3]

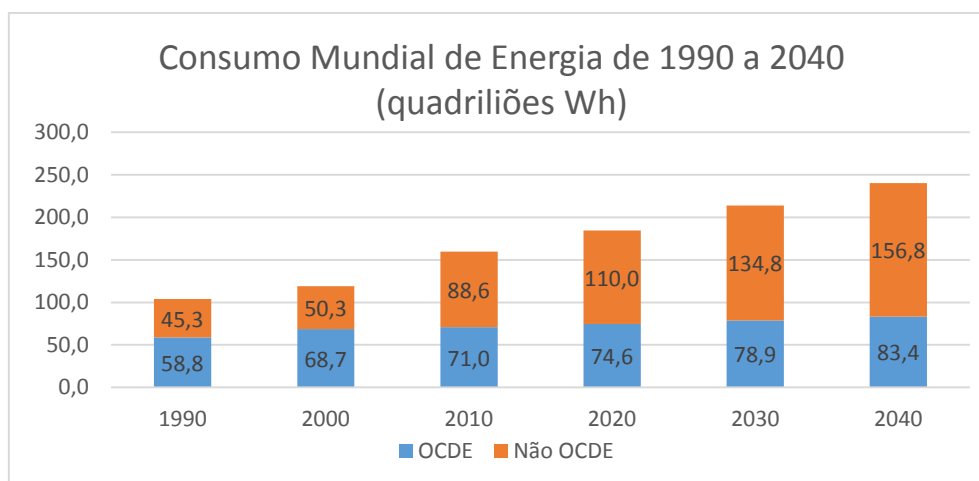


Figura 1 - Consumo mundial de energia de 1990 a 2040. Fonte [3]

Ainda no relatório da “*Global World Energy Outlook*” de 2012, verifica-se que determinados países da OCDE como por exemplo a Alemanha e o Japão, procuram transitar da energia nuclear para o gás natural e energias renováveis. As energias renováveis têm crescido rapidamente devido à diminuição dos custos da tecnologia e ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis e do carbono. [1]

A taxa de carbono atribui um determinado preço por tonelada de carbono emitida, que por sua vez é convertida numa taxa sobre a eletricidade, gás natural ou petróleo. Esta taxa tem o intuito de tornar as energias alternativas mais competitivas em relação às energias que recorrem a combustíveis poluentes, procurando reduzir o seu consumo e aumentar a eficiência energética. [4]

2.0.2 – Medidas de apoio e incentivo

Constata-se que a energia eólica possui custos de produção elevados quando comparados com outras fontes de energia. Nos mercados livres, de energia, ainda existe uma competição direta com as fontes de energia poluentes, onde muitas vezes

¹ *Global Wind Energy Council*

estas são alvo de subsídios diretos como por exemplo o caso do carvão e da energia nuclear. Estas falhas no mercado de energia prejudicam o setor eólico e para que este tenha condições de competir no mercado, torna-se necessário criar políticas de incentivos, para sustentar o seu desenvolvimento. [5]

No apoio à construção de parques eólicos, o relatório “*30 Years of Policies for Wind Energy*”, indica que têm sido desenvolvidos e implementados vários mecanismos, desde o final da década de 1970, para apoiar a construção e desenvolvimento de parques eólicos [6]:

- Incentivos fiscais tais como créditos fiscais, incentivos à produção, depreciação acelerada, etc.;
- Regimes de tarifas preferenciais;
- Exigência de quotas;
- Sistemas de negociação;
- Facilidades de financiamento, entre outros.

Por exemplo na Alemanha, Espanha e Dinamarca a tarifa *feed-in* é o principal instrumento de incentivo utilizado, sendo que em Espanha, em 2012, várias medidas de apoio ao setor foram retiradas, devido à crise financeira que o país atravessa. A tarifa *feed-in* consiste no pagamento ao produtor por cada quilowatt-hora produzido por fontes renováveis, a um preço acima do preço de mercado e estipulado por lei. Este sistema “bonificado” é pago pelo consumidor final, por meio de um acréscimo na conta de eletricidade, proporcional ao seu consumo de energia. [5]

Nos EUA, existe a PTC² e um conjunto de políticas federais de apoio ao setor eólico. A PTC é também um crédito baseado na produção de energia, concedido pelo governo, por meio de descontos no imposto de renda, tendo sido esta medida renovada no início de 2013. [5]

No ano de 2011, o total de subsídios concedidos, atingiu um valor global de 88 mil milhões de dólares, estimando-se que em 2035 seja cerca de 240 mil milhões de dólares, segundo a GWEC.

2.0.3 – Evolução da energia eólica a nível Mundial

A WWEA³, no seu relatório “*The World Wind Energy 2012 Annual Report*”, em relação à situação do setor da energia eólica em 2020, afirma [7]:

- Apesar da necessidade de reforçar as políticas nacionais e internacionais, para acelerar a implantação da energia eólica, pode-se observar que existe uma grande apetência para investir em energia eólica, havendo muitos projetos de construção em andamento;
- É expectável um crescimento substancial na China, Índia, Europa e América do Norte;
- São esperadas elevadas taxas de crescimento em vários países da América Latina, com destaque para o Brasil, bem como nos novos mercados da Ásia e da Europa Oriental;
- No médio prazo, alguns dos países Africanos assistirão um grande investimento, no Norte de África e também na África do Sul;
- Por volta de 2016, é possível atingir os 500 000 MW instalados a nível mundial;

² *Production Tax Credit*

³ *World Wind Energy Association*

A Engenharia Civil e a Produção Industrial de Energia Eólica

- No fecho de 2020, é expectável que estejam instalados a nível mundial 1 000 000 MW (figura 2).

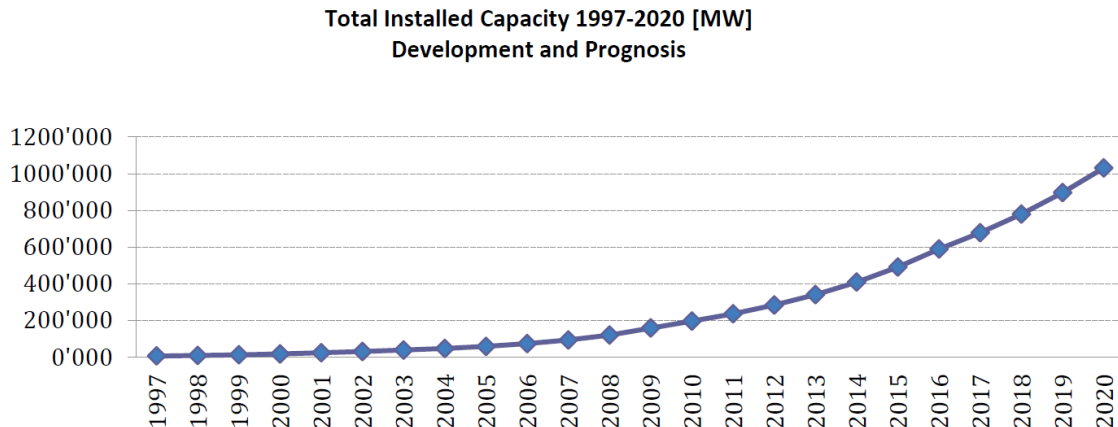


Figura 2 - Prognóstico e desenvolvimento da capacidade total instalada a nível mundial 1997-2020. Fonte: [7]

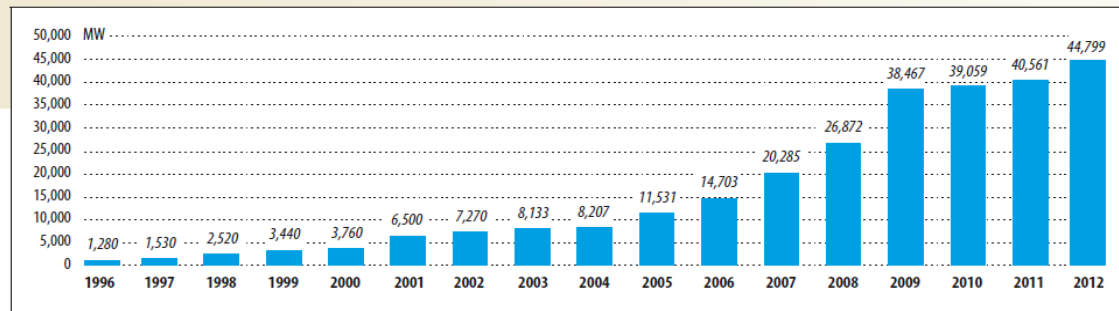
A mesma publicação refere seis fatores chave, que terão um impacto significativo no setor eólico, no médio e longo prazo [7]:

- O crescente debate em relação às mudanças climáticas e a procura de soluções energéticas que sejam livres de emissões de gases com efeito de estufa;
- O esgotamento tanto dos combustíveis fósseis, como dos recursos nucleares, refletindo-se por sua vez, maioritariamente, no aumento dos preços do petróleo, que se traduzem em grandes dificuldades para os países em desenvolvimento;
- Um número crescente de comunidades locais, regiões e países estão comprovando que é possível subsistirem praticamente a 100% da energia renovável;
- A crescente consciência dos riscos que envolve a utilização de energia nuclear, devido aos relatórios sobre o mais recente desastre nuclear em *Fukushima*;
- O aumento da consciencialização sobre as potencialidades e contribuições reais da energia eólica e de outras energias renováveis para uma fonte de energia que demonstra ser economicamente, socialmente e ecologicamente sustentável;
- Melhorias efetuadas na energia eólica e em tecnologias relacionadas, incluindo as tecnologias de armazenamento de energia.

A Engenharia Civil e a Produção Industrial de Energia Eólica

O relatório da GWEC de 2012 mostra que pela primeira vez em três anos, a maior parte do crescimento da Energia Eólica, ocorreu em países pertencentes à OCDE. Apesar deste crescimento, no horizonte temporal até 2035 prevê-se que esse crescimento ocorra em países não pertencentes à OCDE. A capacidade energética instalada de energia eólica no mundo cresceu 10%, correspondendo a cerca de 45 GW instalados (figura 3), que por sua vez refletem-se em um investimento na ordem dos 56 bilhões de euros neste setor.

Global Annual Installed Wind Capacity 1996-2012

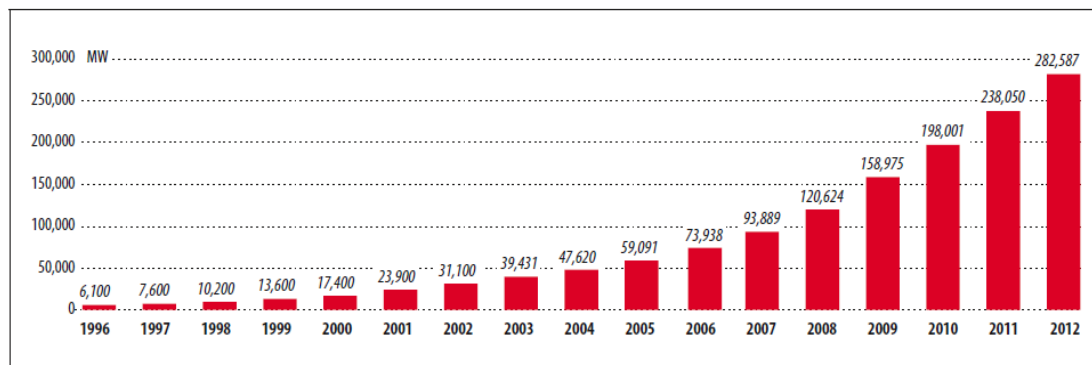


Source: GWEC

Figura 3 - Capacidade Eólica Mundial Instalada Anual 1996 - 2012. Fonte: [2]

Este crescimento de 10% na capacidade energética da energia eólica, em 2012, incrementou a capacidade total instalada acumulada mundial, de 238,05 GW para 282,5 GW (figura 4). [2]

Global Cumulative Installed Wind Capacity 1996-2012

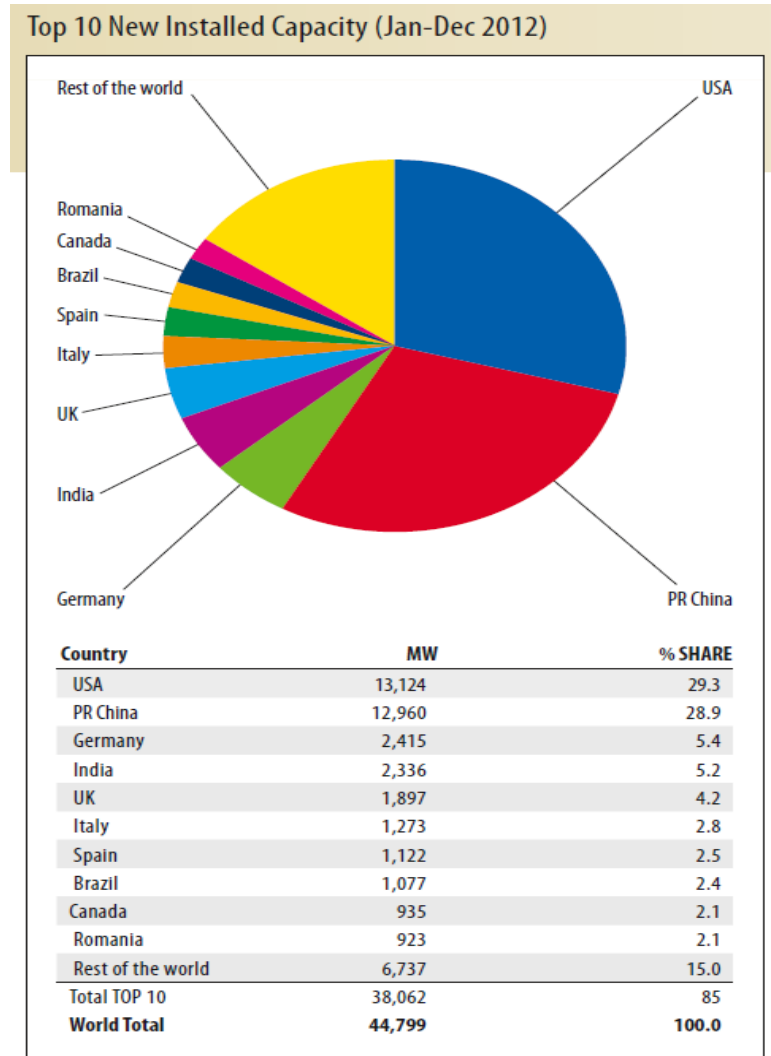


Source: GWEC

Figura 4 – Capacidade Eólica Mundial Instalada Acumulada Anual 1996 - 2012. Fonte: [2]

Segundo a GWEC, em 2012, (figura 5) os 4 países que mais construíram parques eólicos e conseqüentemente incrementaram a sua capacidade instalada foram respetivamente [2]:

- EUA (13.124 MW);
- China (12.960 MW);
- Alemanha (2.415 MW);
- Índia (2.336 MW).



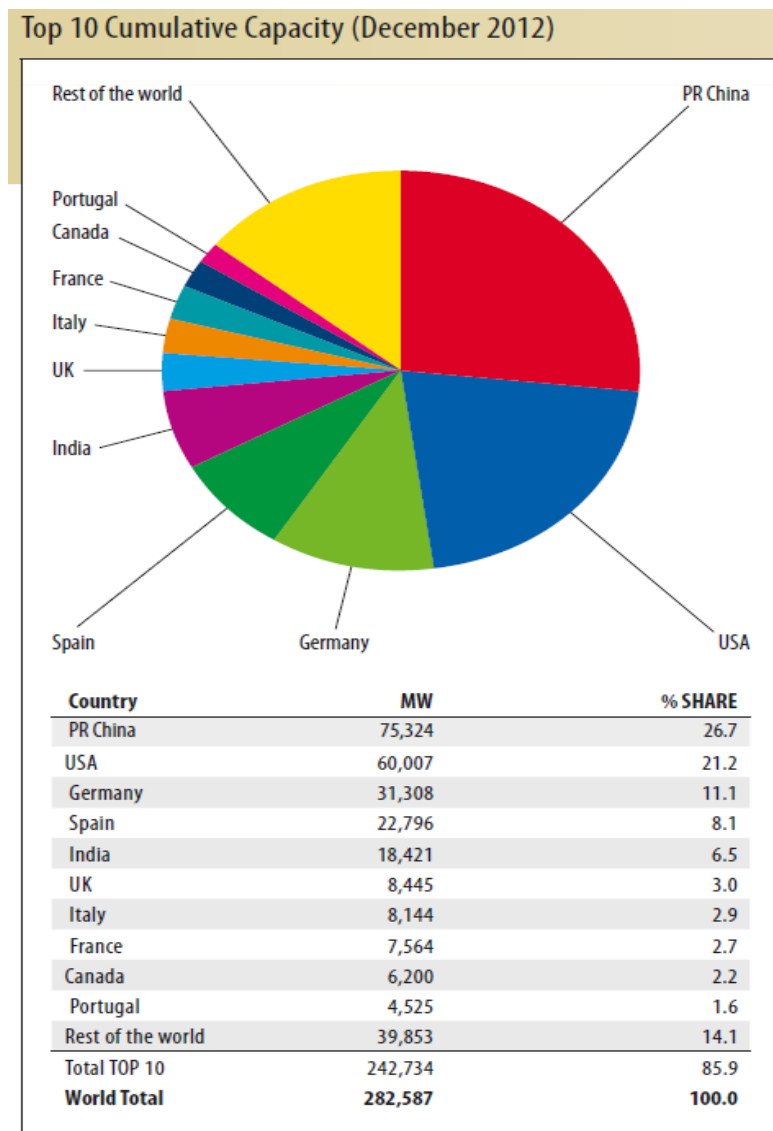
Source: GWEC

Figura 5 – Top 10 da nova capacidade instalada (Jan-Dez 2012). Fonte: [2]

Em termos de capacidade de energia eólica instalada acumulada, no ano de 2012 (figura 6) [2], verificam-se as seguintes posições:

- China continua a liderar (26,7%);
- EUA (21,2%);
- Alemanha (11,1%);
- Espanha (8,1%);
- Índia (6,5%).

De salientar que a energia eólica na China, em 2012, tornou-se a terceira maior fonte de energia no país ultrapassando a energia nuclear. A energia eólica passou a representar 2% do total de energia produzida, nesse mesmo ano, com um potencial de crescimento, que continua a ser elevado. [2]



Source: GWEC

Figura 6 - Top 10 da capacidade instalada acumulada (Jan-Dez 2012). Fonte: [2]

2.0.4 – Evolução da energia eólica na Europa

A Europa continuou a ser o principal produtor de energia eólica no mundo em 2012, contando com 38% da capacidade instalada a nível mundial (106 915,3 MW) segundo as estatísticas, apresentadas nas figuras 7 e 8. [7]

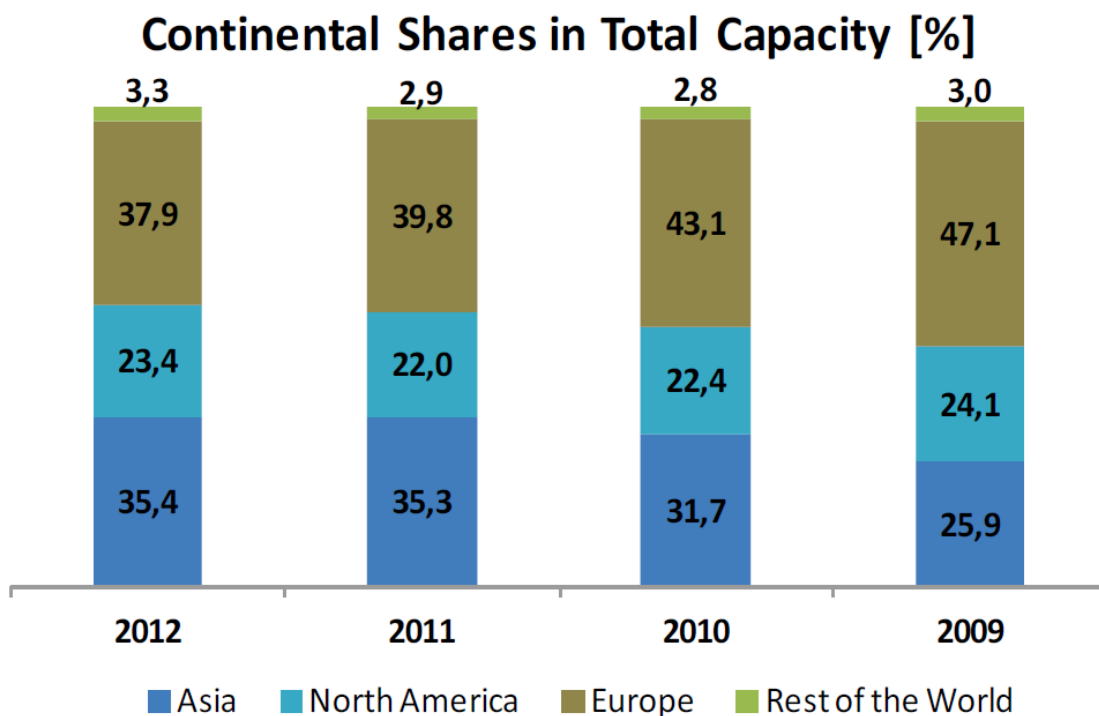


Figura 7 – Percentagem de capacidade total instalada de energia eólica por continente. Fonte: [7]

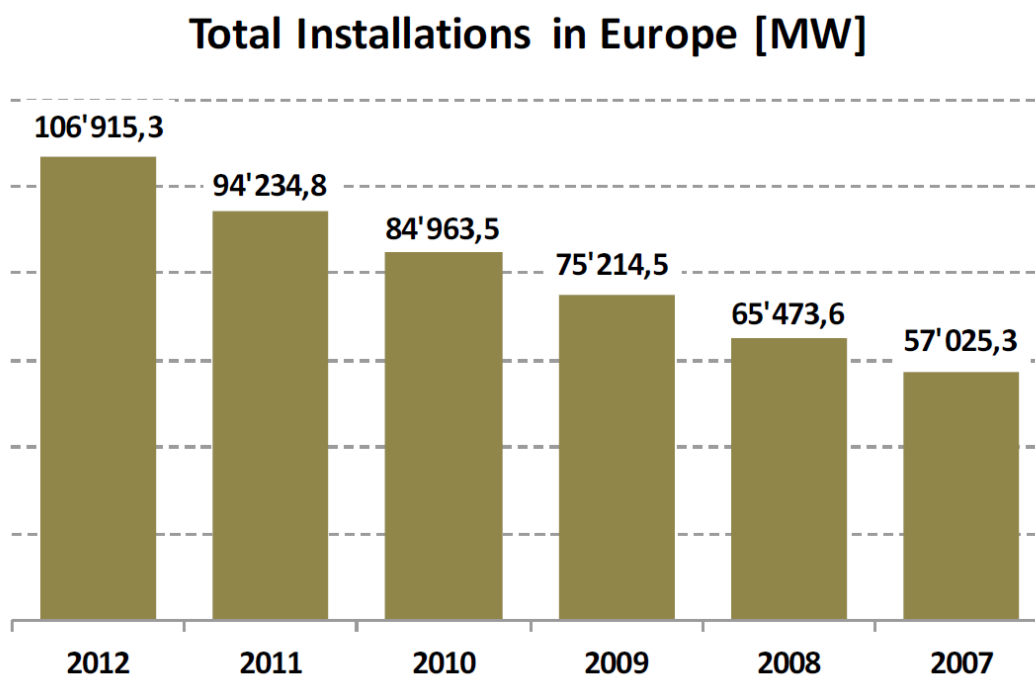


Figura 8 – Total de instalações na Europa (MW) no período 2007-2012. Fonte: [7]

2.0.4.1 – Apoios e incentivos na União Europeia

Até 2020, a UE pretende atingir a meta de 20% de energia produzida por fontes de energia renováveis, implementando várias diretivas que produziu e que definem objetivos chave até 2020 [8]:

- Reduzir em 20% a emissão de gases com efeito de estufa em relação ao ano de 1990 (Diretiva 2010/31/UE);
- Aumentar em 20% o consumo de energia proveniente de fontes energia renováveis (Diretivas 2009/28/CE e 2010/31/UE);
- Aumentar em 20% a eficiência energética na União Europeia (Diretiva 2012/27/UE).

Com a criação da “*The European Wind Initiative*” (EWI), a Europa pretende-se afirmar como líder no setor da energia eólica e segundo a “*European Wind Energy Association*” (EWEA), a indústria da energia eólica em conjunto com a Comissão Europeia, criou este programa de pesquisa e desenvolvimento (EWI) para o período de 2010 a 2020. Esta iniciativa possui um orçamento planeado de 6 biliões de euros, sendo mais de metade destes fundos cedidos pela indústria da energia eólica. Os objetivos principais são [9]:

- Manter a liderança tecnológica da Europa, em energia eólica *onshore* e *offshore*;
- Tornar a energia eólica *onshore* a fonte de energia mais competitiva até 2020 e a *offshore* até 2030;
- Alcançar 20% de energia eólica no consumo total de eletricidade na UE até 2020;
- Criar 250 mil novos postos de trabalho qualificados na UE até 2020.

Na UE, segundo as estatísticas do relatório Eurostat de Novembro de 2012, a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto atingiu 12,5%, apresentando um crescimento estável para os 20% pretendidos pela UE em 2020 (figura 9). O relatório refere ainda que o crescimento mais acentuado, no consumo interno bruto de energia de todas as energias renováveis deu-se em 2010 em relação a 1990.

O relatório indica também que a Energia Eólica duplicou durante o período de 2005 a 2010, sendo desde 2002 a segunda maior contribuinte para a energia elétrica renovável, substituindo a biomassa sólida, que ocupava a mesma posição desde 1990. [10]

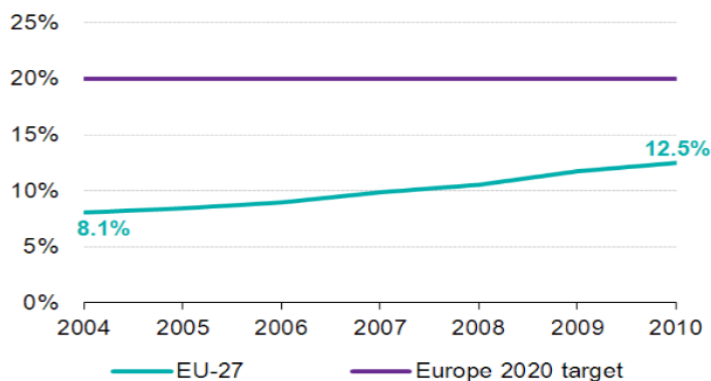


Figura 9 – Percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia na UE em 2010. Fonte: [10]

De salientar que a energia eólica, no ano de 2009 na UE, correspondia a 4,8% do consumo de energia elétrica, crescendo para 7% em 2012, segundo as estatísticas da GWEC em 2012. [2]

2.0.5 – Evolução da energia eólica *offshore* na Europa e no Mundo

No panorama da energia eólica *offshore*, na Europa, em 2012 e segundo a GWEC, a construção de estruturas *offshore* correspondeu a 10% do total de construções no setor da energia eólica, sendo expetável que esta tecnologia seja cada vez mais predominante no futuro. [2] Em 2020, prevê-se que 28% da produção de energia eólica a nível mundial será *offshore*. A maioria das construções *offshore*, encontram-se no Norte da Europa [2]:

- Mar do Norte;
- Mar Báltico;
- Mar Irlandês;
- Canal da Mancha.

A razão para a escolha destes locais deve-se à baixa profundidade das plataformas costeiras, o que permite instalar torres eólicas fundadas ou ancoradas no fundo do mar.

As construções *offshore* no Norte da Europa, representam mais de 90% das instalações *offshore* a nível mundial. [11] As estatísticas da GWEC indicam que em 2012, foram instalados 5 415 MW *offshore* a nível mundial, perfazendo assim 2% da capacidade instalada de energia eólica. [2]

De acordo com o relatório “*European offshore wind industry - key trends and statistics 2012*” da Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA), a Europa possuiu 4 995 MW de capacidade instalada, sendo o Reino Unido líder em termos de capacidade instalada com 2 948 MW, seguindo-se a Dinamarca com 921 MW e a Bélgica com 380 MW. No resto do mundo, a China no final do ano de 2012 apresentava 509,5 MW e o Japão possuía 3,8 MW de capacidade instalada (figura 10). [11]

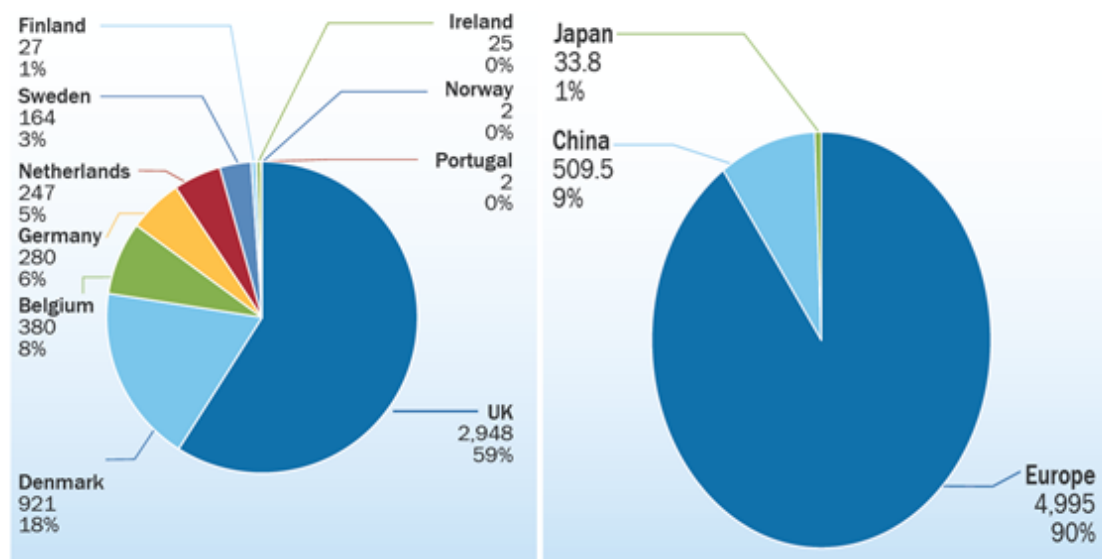


Figura 10 – À esquerda a Capacidade eólica *offshore* instalada por país na UE. À direita a Capacidade eólica *offshore* instalada no Mundo. Fonte: [11]

2.1 – Panorama da produção industrial eólica em Portugal

2.1.1 - Introdução

Na produção de eletricidade em Portugal, 12 em cada 60 minutos, é proveniente da energia eólica, de acordo com [12], em Janeiro de 2013.

A introdução da energia eólica em Portugal ocorreu com a construção do primeiro parque eólico na ilha de Porto Santo, em 1986. Atualmente verifica-se que as fontes de energia renováveis em Portugal assumiram na última década um papel incontornável no *mix* elétrico nacional, sobretudo com o aumento do número de parques eólicos e de pequenas centrais hídricas em território português, segundo a e2p. [13]

A mesma fonte indica também que a produção de eletricidade, proveniente de fontes de energia renováveis, em regime especial (PRE-FER) no ano de 2012 permitiu poupar 540 milhões de euros na importação de combustíveis fósseis (gás natural e carvão) e 72,4 milhões de euros em licenças de emissão de CO₂. [14]

De acordo com o relatório “30 Years of Policies for Wind Energy”, Portugal possui uma das políticas mais estáveis e dos melhores regimes regulatórios para o setor eólico; no entanto, a crise financeira e económica e os efeitos das medidas impostas pelo memorando de entendimento entre o Estado português e a UE, o FMI e o BCE, que serão referidas posteriormente neste capítulo, vão afetar significativamente o futuro do setor. [6]

2.1.1.1 - Âmbito da Estratégia Nacional para a Energia

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 aprovou a Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020), em que os objetivos principais são [15]:

- Reduzir a dependência energética do País face ao exterior através do aumento da produção de energia a partir de recursos endógenos;
- Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas;
- Reduzir em 25 % o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas;
- Criar riqueza e consolidar um *cluster* energético no setor das energias renováveis em Portugal;
- Desenvolver um *cluster* industrial associado à promoção da eficiência energética.

2.1.1.2 - Âmbito do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética e do Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis

Em Abril de 2013, a Resolução do Conselho de Ministros n.º20/2013, aprovou o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020) e o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE 2016).

Na resolução n.º20/2013 indica-se que “O PNAEE e o PNAER são instrumentos de planeamento energético que estabelecem o modo de alcançar as metas e os compromissos internacionais assumidos por Portugal em matéria de eficiência energética e de utilização de energia proveniente de fontes renováveis.” [16]

É indicado que “com efeito, atualmente, mais de 45% da eletricidade produzida em Portugal é baseada na utilização de FER⁴ e cerca de 25% do consumo final de energia é satisfeito com recurso a energias renováveis.” [16]

O PNAER no âmbito do setor da energia eólica prevê que o crescimento da potência instalada irá abrandar até 2020, devido ao abrandamento da procura de energia. Todavia o setor eólico português tem crescido significativamente nos últimos anos, pois em 2005 existia apenas 1 063 MW de potência instalada e no final do ano de 2012 já contava com 4 525 MW instalados. Prevê-se para 2020 que o País possua 5 300 MW de potência eólica, em que 5 273 MW correspondem à energia eólica *onshore*. A ENE 2020 traçava metas mais ambiciosas, com valores de potência instalada na ordem dos 8 000 MW para 2020. [16]

Prevê-se também viabilizar a potência dos parques eólicos através do sobre equipamento, com o intuito de “Aumentar a capacidade instalada de produção a partir de FER em cerca de 400 MW de forma economicamente eficiente e melhorando a gestão do sistema electroprodutor e da segurança do abastecimento.” [16]

2.1.2 - Capacidade de Energia Eólica Instalada em Portugal

Segundo [3], durante o período de 1990 a 2003, Portugal aumentou significativamente o consumo de energia, de 23,5 TWh para 46,5 TWh. O maior incremento em termos de capacidade instalada de energia eólica deu-se entre 2004 e 2009, sendo instalados anualmente, neste período, mais de 500 MW. No término de 2012, Portugal contava com 4 529 MW instalados (figura 11). [6]

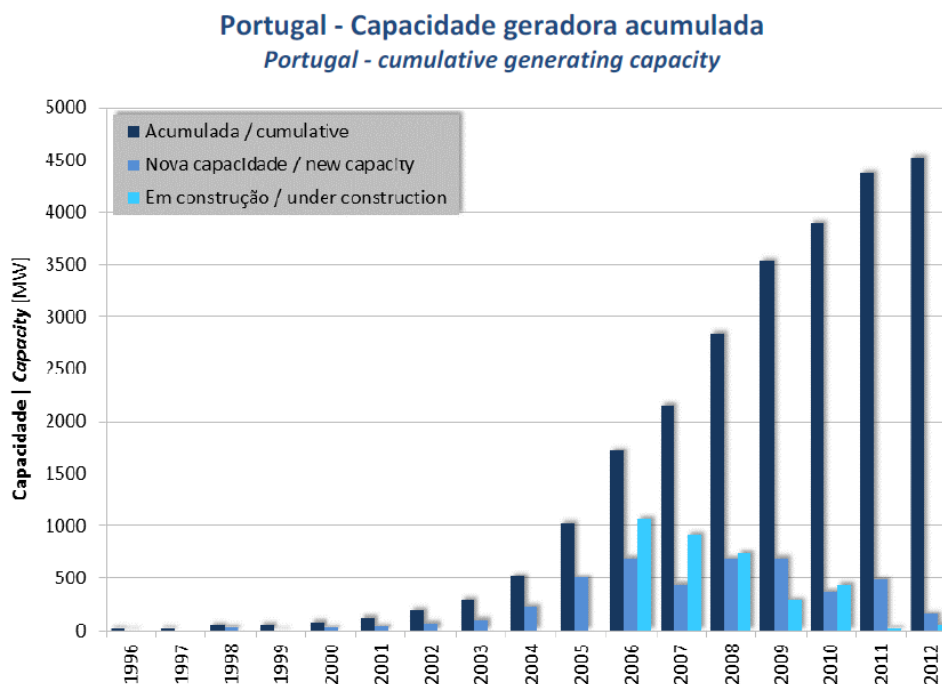


Figura 11 – Capacidade geradora acumulada (MW) em Portugal até 2012. Fonte: [13]

⁴ Fontes de Energia Renováveis

Portugal no espaço Europeu, em 2012, encontrava-se em 6º lugar, no top 10, em termos de capacidade eólica instalada (figura 12). [14]

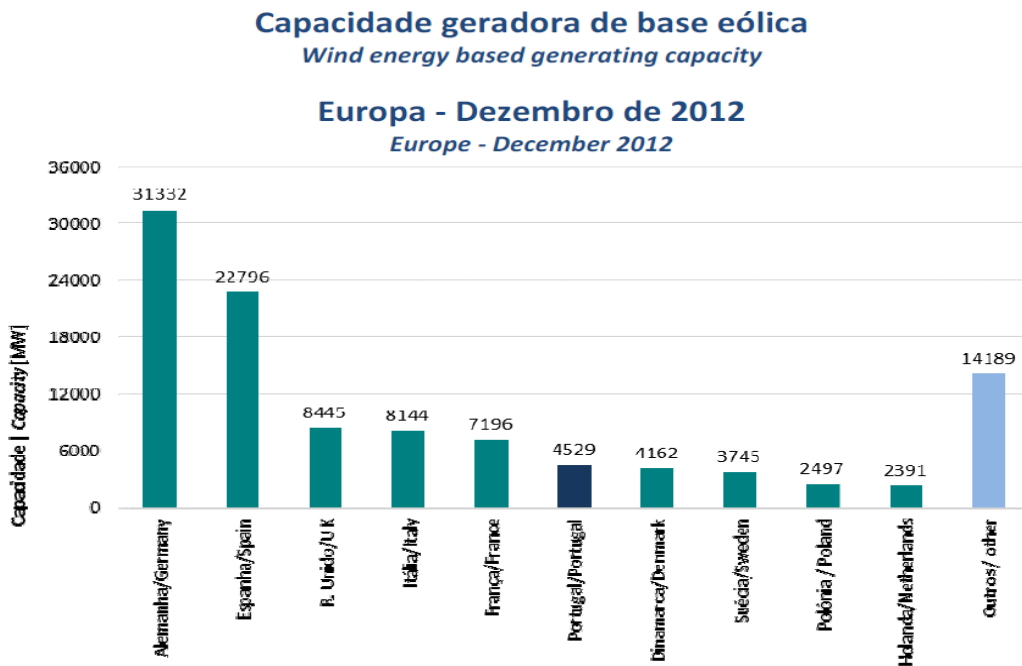


Figura 12 – Capacidade geradora de base eólica (MW) na Europa. Fonte: [13]

Em 2012, o país encontrava-se no décimo lugar a nível mundial, correspondendo a 1,6% da capacidade instalada a nível mundial (figura 13).

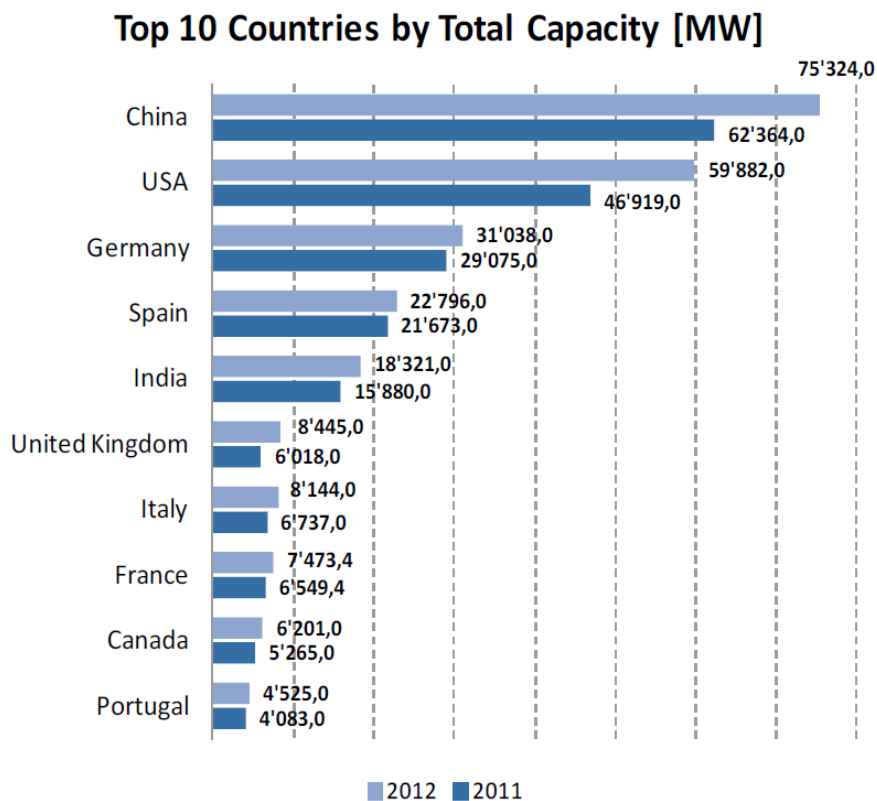


Figura 13 – Top 10 mundial de países em termos de capacidade eólica instalada (MW). Fonte: [7]

As estatísticas demonstram que Portugal assistiu a um grande crescimento no potencial e uso de energia eólica. Em 2012, Portugal encontra-se em 5º lugar com 420,5 W/cap. (figura 14), de capacidade instalada de energia eólica por pessoa e em 6º lugar com 49,1 kW/km² em termos de capacidade instalada de energia eólica por área terrestre (figura 15). [7]

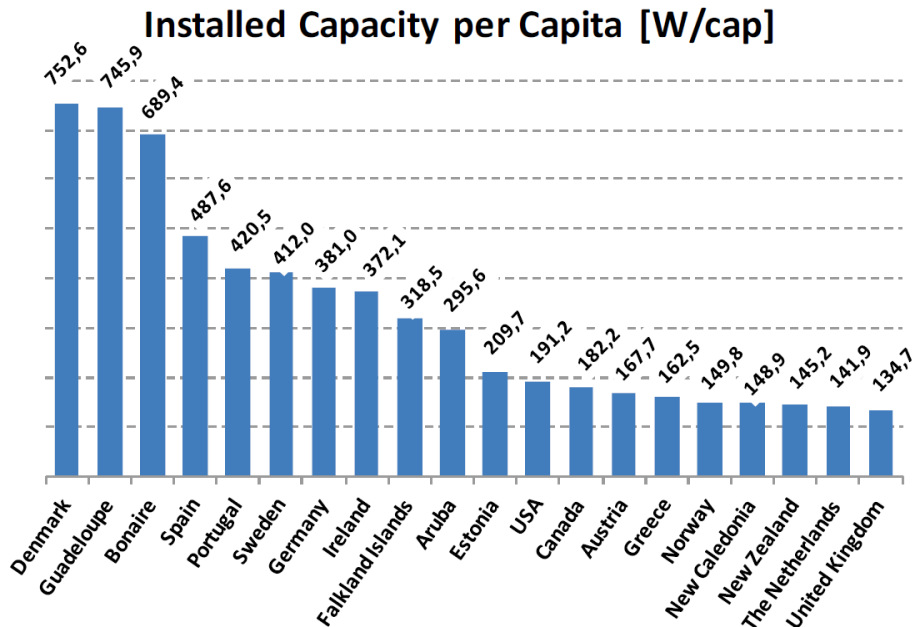


Figura 14 – Capacidade instalada de energia eólica per capita (W/cap.). Fonte: [7]

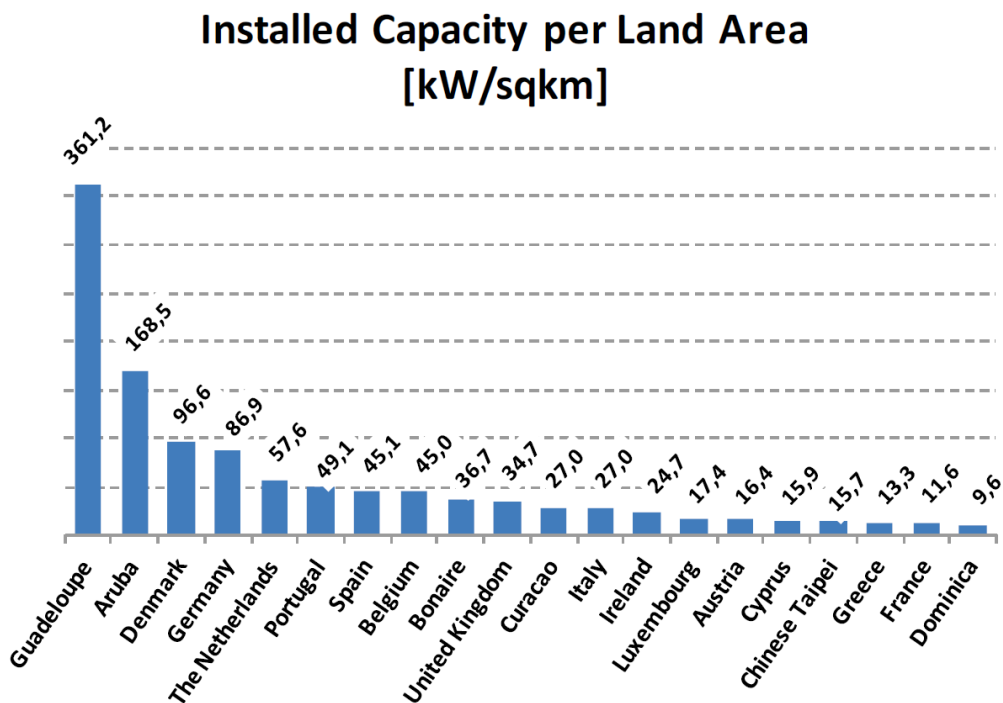


Figura 15 – Capacidade instalada de energia eólica por área terrestre (kW/km²). Fonte: [7]

Porém, Portugal em novas construções de parques eólicos no ano de 2012, no contexto Europeu representou apenas 1,3% (figura 16), devido à recessão económica. [7]

Europa – percentagem da nova capacidade instalada em 2012

Europe – share of new capacity installed during 2012

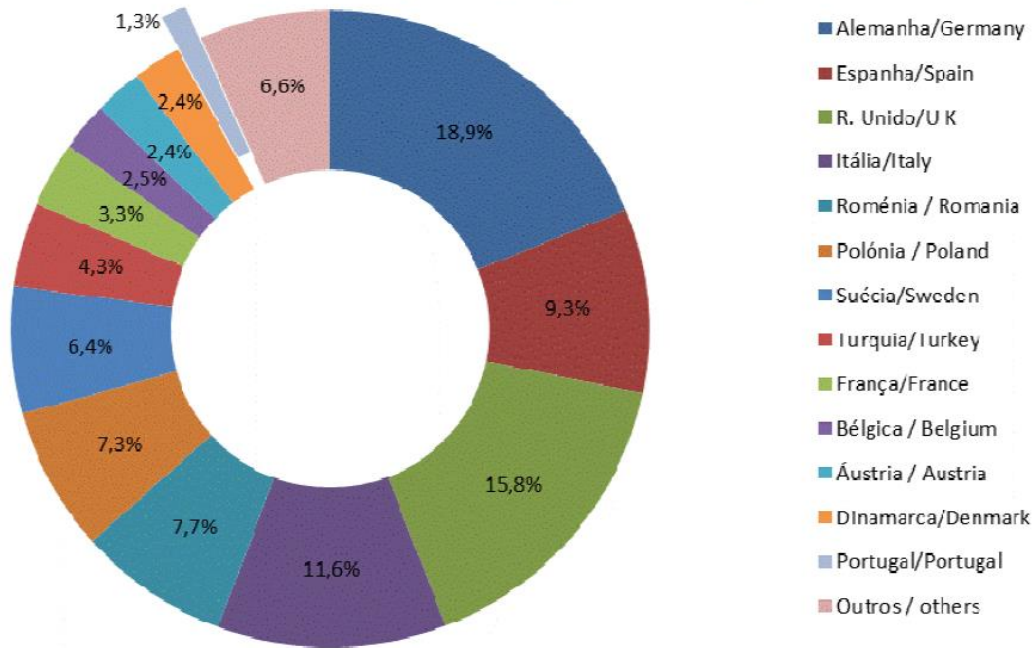


Figura 16 – Percentagem de nova capacidade instalada na Europa. [13]

Verifica-se ainda que a taxa de crescimento anual da capacidade geradora eólica, em Portugal tem vindo a decrescer nos últimos anos (figura 17).

Taxa de crescimento anual da capacidade geradora em Portugal

Annual growth rate of the generating capacity in Portugal

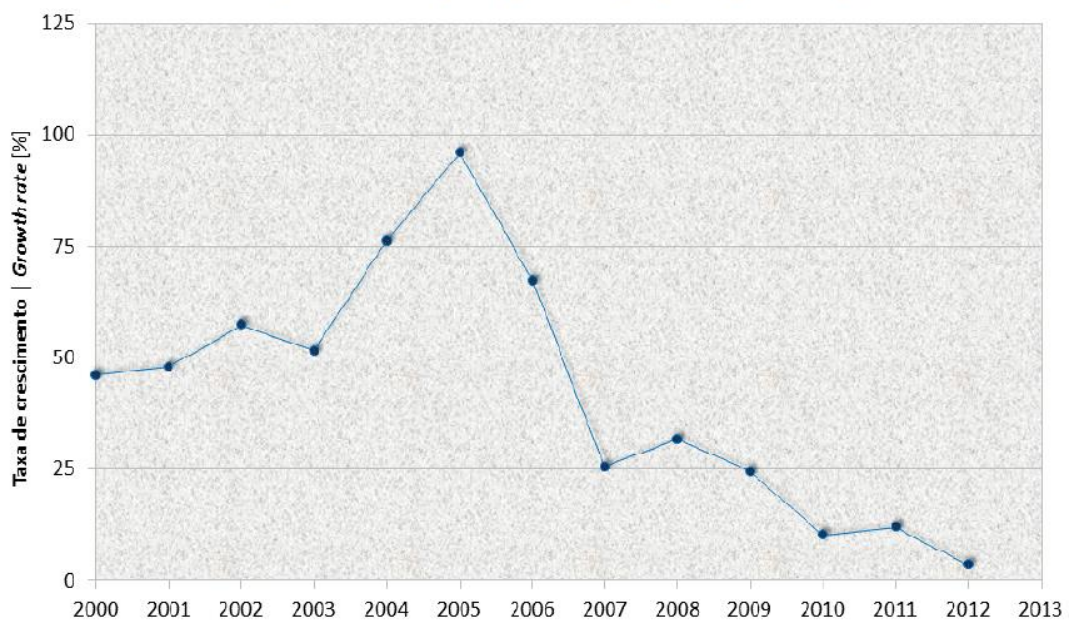


Figura 17 – Taxa de crescimento anual da capacidade geradora em Portugal. [13]

Todavia foi anunciado no dia 23 de Maio de 2013, que irá iniciar-se a construção de dois novos parques eólicos, um na Lourinhã e outro em Mértola, pela empresa DST, e adjudicados pela ENEOP. O Parque Eólico de Mértola, com uma área de construção superior a 90 mil metros quadrados, representa um investimento de cerca de 2,8 milhões de euros. Em concordância com o comunicado do grupo responsável pela sua construção, este parque deverá ser composto por dezanove aerogeradores. A mesma empresa refere que o Parque Eólico da Lourinhã terá um investimento superior a 1,2 milhões de euros e será composto por nove aerogeradores. A empresa também foi responsável pela construção do maior parque eólico na Europa, o Parque Eólico do Alto do Minho 1º, que conta com 120 aerogeradores. [17]

Até Dezembro de 2012, em Portugal continental e regiões autónomas, foram ligados à rede elétrica, 2420 aerogeradores. De salientar que está em curso a instalação de 35 aerogeradores, à data da apresentação da presente dissertação (figura 19).

Capacidade geradora e número de aerogeradores

Generating capacity and number of WEcs

Dezembro de 2012

December 2012

PARQUES EÓLICOS EM PORTUGAL <i>WIND FARMS IN PORTUGAL</i>	Ligados à rede <i>Grid connected</i>		Em construção <i>Under construction</i>		TOTAL <i>Total</i>	
	MW	Máq. <i>WEcs</i>	MW	Máq. <i>WEcs</i>	MW	Máq. <i>WEcs</i>
CONTINENTE <i>MAINLAND</i>	4 461,7	2 315	50,6	25	4 512,3	2 340
MADEIRA <i>MADEIRA</i>	44,3	66	3,0	1	47,3	67
AÇORES <i>AZORES</i>	22,6	39	7,9	9	30,4	6748
OFFSHORE	2,0 ^a	1	0,0	1	2,0	1
TOTAL <i>TOTAL</i>	4 528,5	2 420	61,4	35	4 589,9	2 455

Figura 18 – Capacidade geradora e número de aerogeradores em Dezembro de 2012. Fonte: [13]

2.1.3 - Localização dos parques eólicos em Portugal

A figura 19 mostra-nos que os parques eólicos encontram-se maioritariamente na zona Norte de Portugal continental. De acordo com a DGEG⁵, em Portugal devido à sua situação geográfica e geomorfológica, o escoamento atmosférico nas montanhas apresenta uma velocidade e regularidade do vento que é mais suscetível de aproveitamento energético. A maior parte dos locais, que possuem as características necessárias de velocidades de vento, situam-se a norte do rio Tejo, e a sul junto à Costa Vicentina e Ponta de Sagres, sendo raros na extensa planície alentejana. [18]

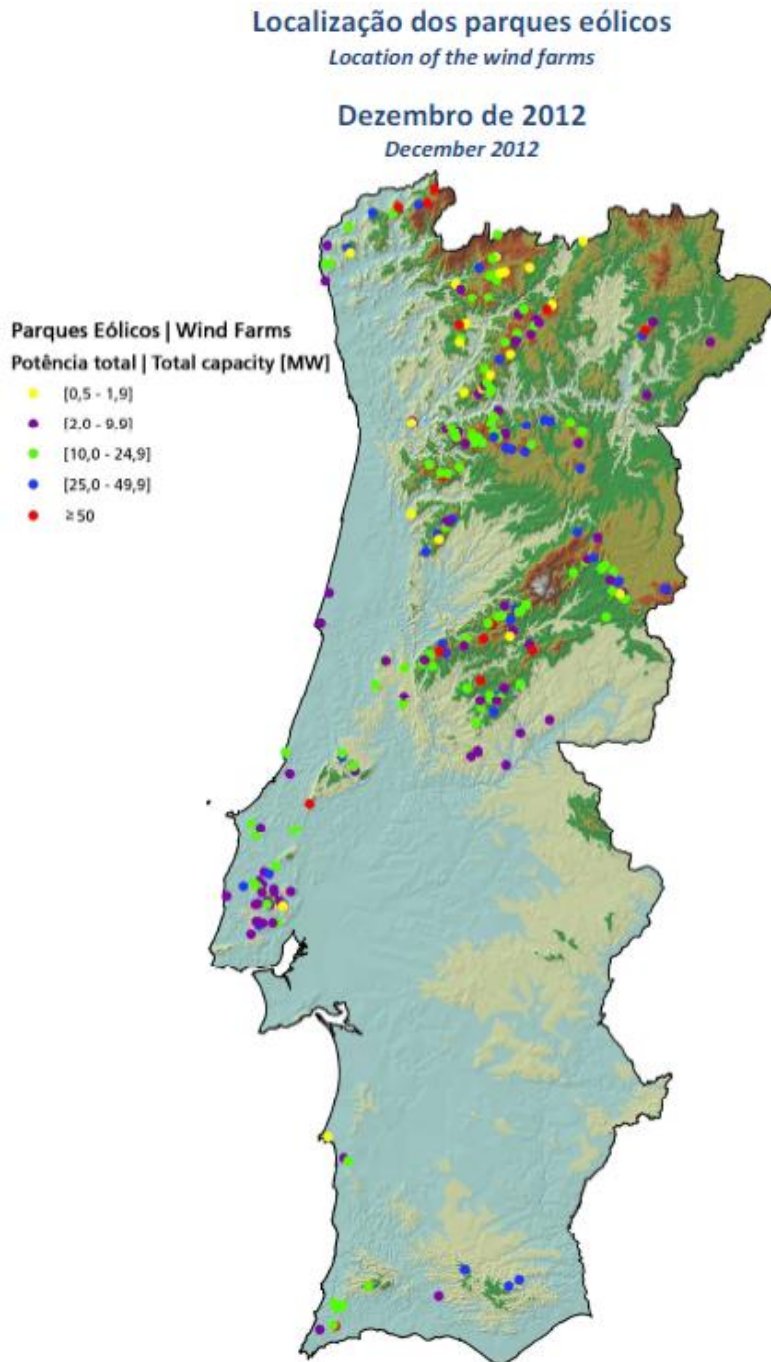


Figura 19 – Localização dos parques eólicos em Portugal, em Dezembro de 2012. [13]

⁵ Direção Geral de Energia e Geologia

Na figura 20 podemos ver os cinco distritos que possuem a maior capacidade geradora de energia, que são respetivamente [2]: Viseu (906,3 MW); Coimbra (583,1 MW); Vila Real (557,7 MW) Castelo Branco (460 MW) e por fim, Viana do Castelo (340,8 MW).

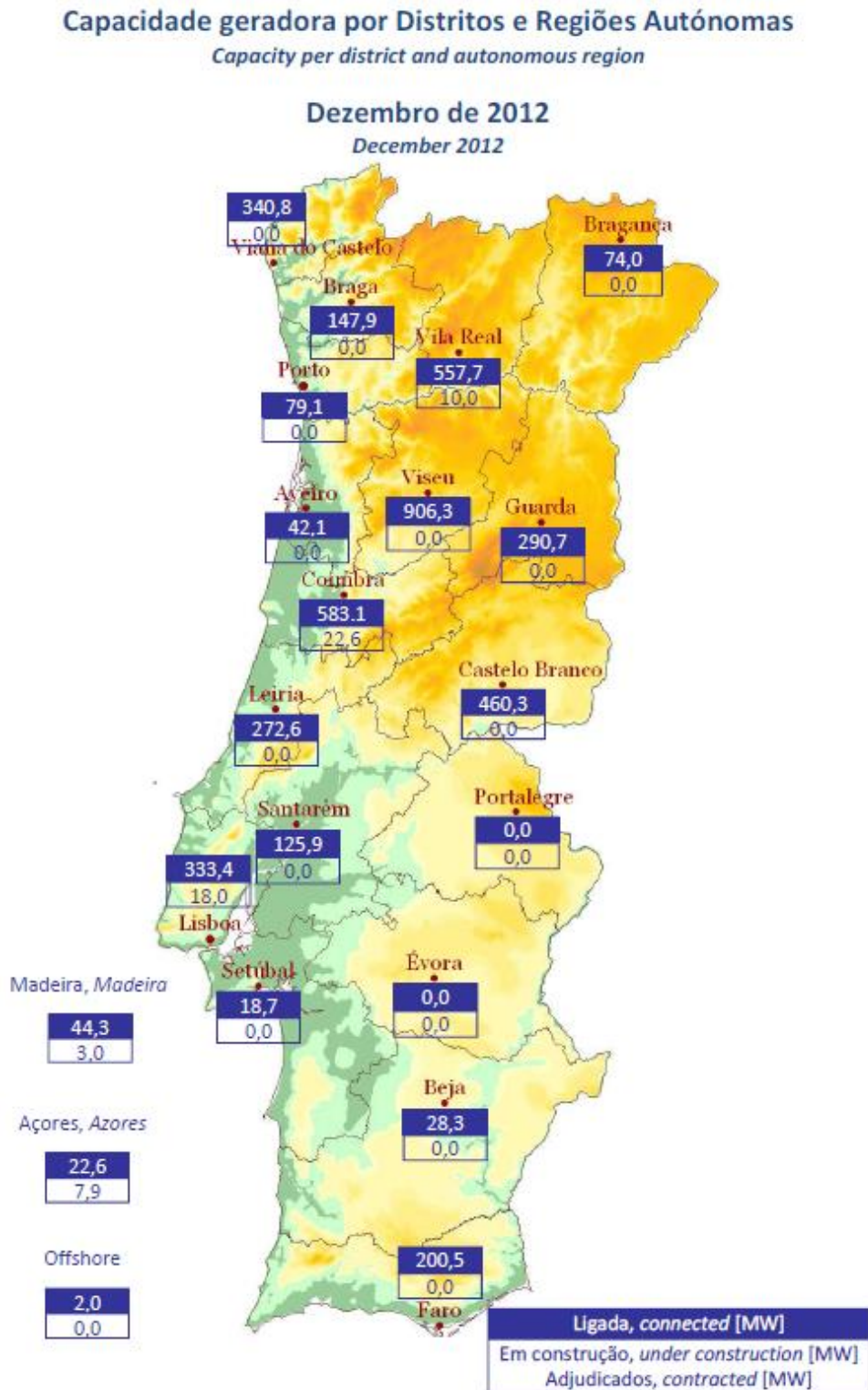


Figura 20 – Capacidade Geradora Eólica por Distritos e Regiões Autónomas, em Dezembro de 2012.
Fonte: [13]

2.1.4 - Energia eólica offshore em Portugal

Em relação à energia eólica *offshore* em Portugal, a EDP⁶ e parceiros instalou a primeira turbina eólica em Portugal, com o nome *WindFloat*.

É um projeto pioneiro a nível mundial, no campo da energia eólica *offshore*, que não exigiu a utilização de qualquer equipamento de carga pesada *offshore*. Ao contrário do método de construção tradicional, a montagem final, instalação e preparação para a entrada em funcionamento, decorreram em terra firme, num ambiente controlado. É importante referir que se trata da primeira turbina eólica em águas abertas no Oceano Atlântico, sendo igualmente a primeira colocação *offshore* de uma estrutura semi-submersível que sustenta uma turbina eólica multi-megawatts. [19]

A construção em terra foi executada numa das docas secas da Lisnave, perto de Setúbal. A turbina *WindFloat* foi lançada ao rio Sado e rebocada para o alto mar. O reboque marítimo prolongou-se ao longo de cerca de 350 km em águas abertas do Atlântico (em Dezembro último). Este dispositivo permite também a utilização de turbinas eólicas comerciais prontas para utilização e oriundas de qualquer fabricante. A turbina *WindFloat* já suportou um Inverno rigoroso, tendo sido exposta a ondulação até 15 m, no final de 2011. Constatou-se que se comportou adequadamente às condições a que foi exposto e que está de acordo com os modelos teóricos desenvolvidos, concluindo-se em geral que o sistema teve uma performance muito boa. [19]

Quanto à utilização da tecnologia eólica *offshore* em Portugal, o PNAER 2020 dita que deverá ter pouca expressão, mantendo-se apenas o projeto *Windfloat*.

“A exploração do potencial eólico *offshore* deverá ter, até 2020, pouca expressão na contribuição para a produção de energia elétrica, na medida em que a exploração deste recurso se encontra ainda dependente do desenvolvimento tecnológico e da viabilidade económica dos respetivos equipamentos e sistemas, incluindo infraestruturas de apoio. De entre as tecnologias existentes, as estruturas flutuantes de suporte das torres são as que mais se adequam às condições da costa portuguesa, de elevada batimetria, encontrando-se já em fase de testes, tendo sido instalado um protótipo de 2 MW, que até ao momento tem apresentado um bom desempenho. Prevê-se a continuidade deste projeto (*Windfloat*) durante o período de aplicação do presente Plano, através da instalação de uma potência de 27 MW, que servirá essencialmente para fins de investigação, desenvolvimento tecnológico e demonstração pré-comercial.” [16] Algumas características técnicas deste projeto estão descritas nos anexos A-1 e A2, e também serão referidas mais à frente na secção 3.5.9.4.

2.1.5 - Produção e consumo de eletricidade proveniente da energia eólica em Portugal

De acordo com o estudo efetuado pelo *EurObserv'ER* em Fevereiro de 2012, tomando o número de habitantes (1000) como critério (figura 21), Portugal surge no terceiro lugar, em relação à produção de energia eólica (403,4 kW por 1 000 habitantes), ficando apenas atrás da Espanha (469,6 kW por 1 000 habitantes) e da Dinamarca (706,2 kW por 1 000 habitantes). [20]

⁶ Energias de Portugal

KW POR 1000 HABITANTES

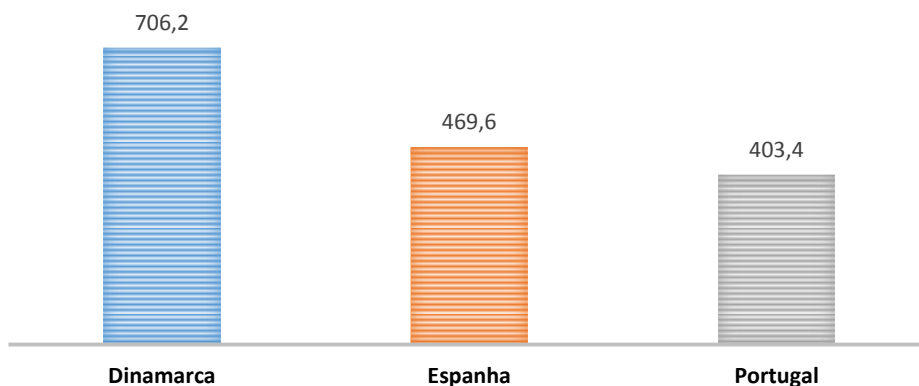


Figura 21 - kW por 1000 habitantes. Fonte: [20]

Como referido anteriormente, segundo as estatísticas do *Eurostat*, o consumo bruto de energia elétrica, proveniente de energia eólica na UE no final de 2012 foi de 7%. Seguindo esta metodologia, Portugal reaparece na segunda posição com 17% de energia elétrica consumida proveniente de energia eólica, ficando à frente da Espanha (16%) e atrás da Dinamarca que ocupa o primeiro lugar (27%) (figura 22). De salientar que o relatório da REN de 2012, indica 19% neste segmento, havendo uma diferença de 2% entre as duas estatísticas. [21]

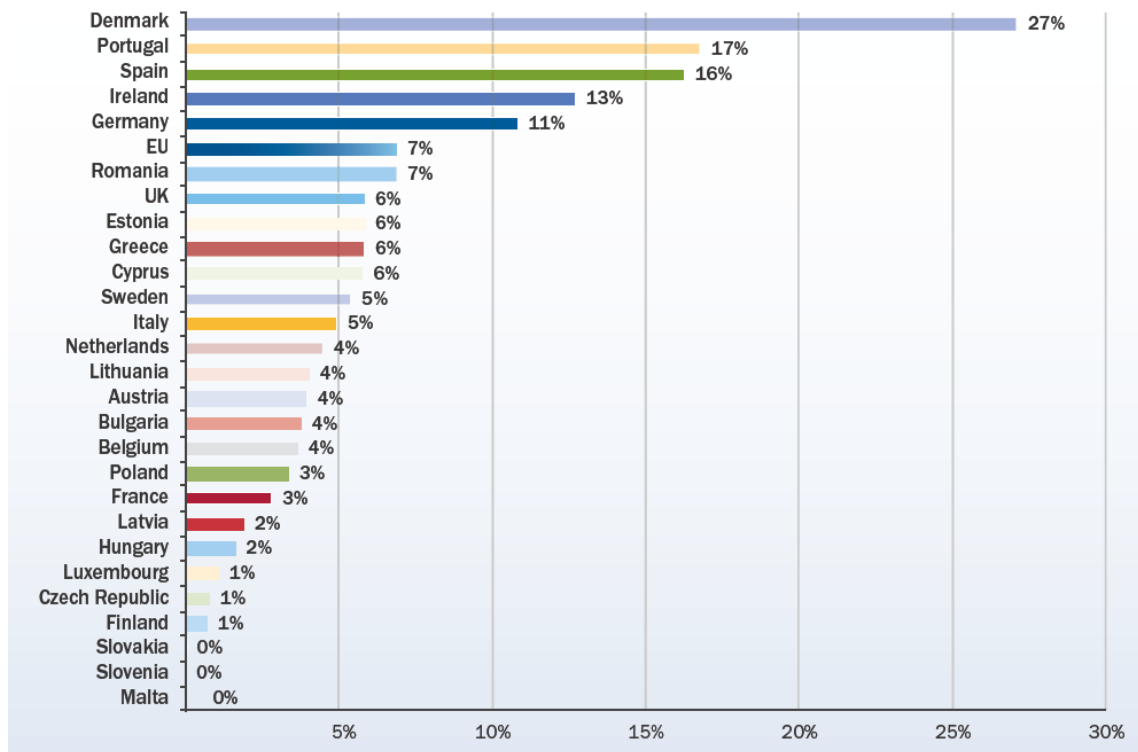


Figura 22 – Percentagem de energia eólica presente no consumo total de energia elétrica na UE (7%) e Países membros. Fonte: [21]

De acordo com a REN, em 2012 o consumo de energia elétrica contraiu-se 2,9% em relação ao ano anterior e a produção energia eólica correspondeu a 20% do consumo, tornando-se o contributo mais elevado do setor eólico até à data (figura 23 e figura 24). [22]

Produção Eólica / Consumo Total			
	2012	2011	2010
[GWh]			
Consumo SEN	49 060	50 499	52 198
Produção Eólica	10 011	9 003	9 024
	20%	18%	17%

Figura 23 – Produção Eólica e Consumo Total em 2012. Fonte: [22]

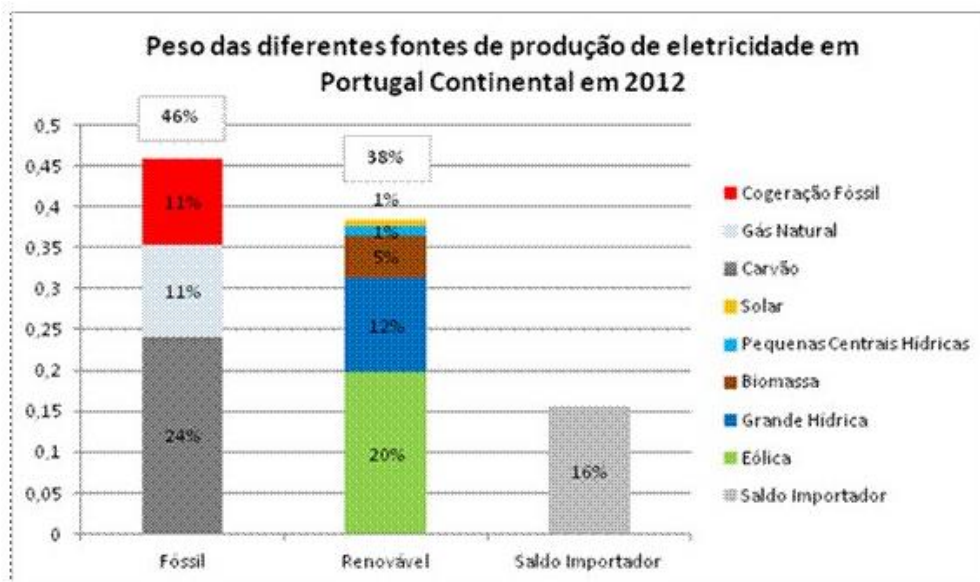


Figura 24 – Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal em 2012. Fonte: [14]

De salientar que em 2012, o mês com maior potência ligada foi em Novembro (figura 25).

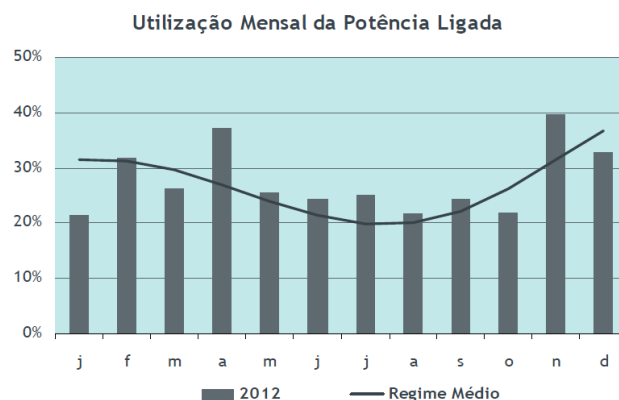


Figura 25 – Utilização mensal da Potência Ligada. Fonte: [22]

De salientar que no 1º trimestre de 2013, a REN registou que as fontes de energia renováveis do país satisfizeram 70% do consumo de energia elétrica, devido às condições meteorológicas favoráveis para a produção de energia hídrica e eólica. [22] Abril foi o mês com o maior índice de produtividade eólica (figura 26).

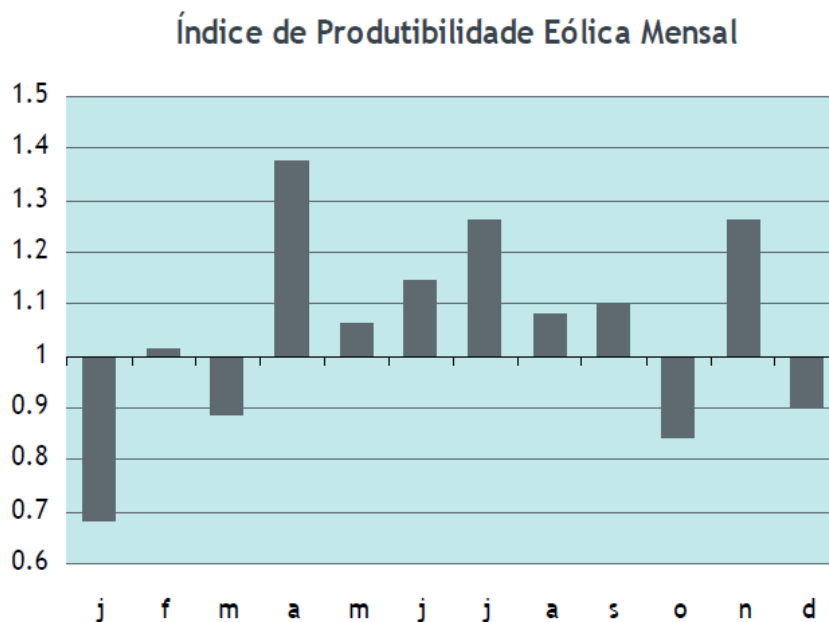


Figura 26 – Índice de Produtibilidade Eólica Mensal. Fonte: [22]

A produção eólica por sua vez satisfaz 27% do consumo de energia elétrica, sendo 36% acima da média, tornando-se o valor mais elevado até à data. O país exportou energia neste período, um valor de energia correspondente a 6% do consumo nacional. [22]

A energia eólica em Portugal Continental destaca-se por ter atingido, em 2012, uma produção anual de 10 TWh (Terawatt-hora), ficando na segunda posição, sendo o carvão ainda a principal fonte de energia (figura 27). [14]

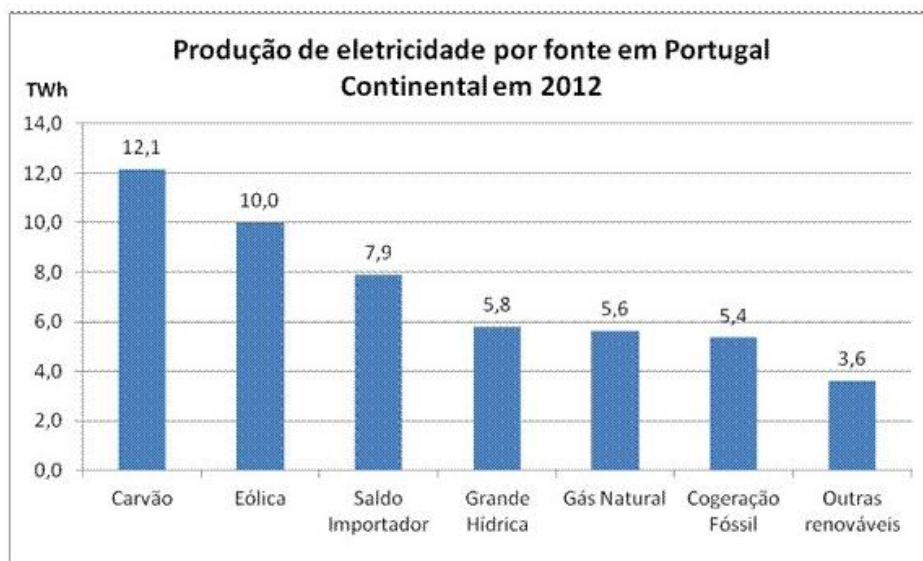


Figura 27 – Produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental – Fonte: [14]

2.1.6 - Complementaridade Hídrica-Eólica em Portugal

A complementaridade hídrica-eólica procura potenciar a energia eólica, sendo um dos problemas a produção em períodos de tempo com menor procura. Esta situação ocorre nos períodos de menor consumo de energia, como por exemplo à noite, em que frequentemente ocorre uma maior intensidade de vento. Ora grande parte das indústrias não estão a funcionar e conseqüentemente o consumo de energia é mais baixo, havendo um grande desperdício de energia.

Em Portugal, este conceito passa por instalar barragens com dois muros e um sistema de bombagem. Este sistema visa utilizar a energia produzida em excesso da eólica, para bombear a água novamente de volta para a albufeira [23] [24]:

- Determinadas barragens possuem turbinas, com o objetivo de bombear água que se encontra numa segunda barragem, de menor dimensão, com o intuito de fornecer água à barragem principal;
- Esta água bombeada através do excedente de energia eólica pode ser utilizada novamente para produzir energia através da hídrica, em ocasiões em que seja necessário produzir mais energia.

Todavia não se trata da solução ideal [24]:

- Acaba por se gastar mais energia, do que a que será produzida, sendo apenas esta solução rentável para as empresas de produção, devido à diferença dos preços de mercado da energia eólica e da energia hídrica;
- Este método, só pode ser utilizado quando o rio possui um caudal reduzido, em relação ao suportado pela albufeira e à quantidade de água debitada pela barragem.

Na figura 28 podemos observar um gráfico demonstrativo da complementaridade hídrica-eólica.

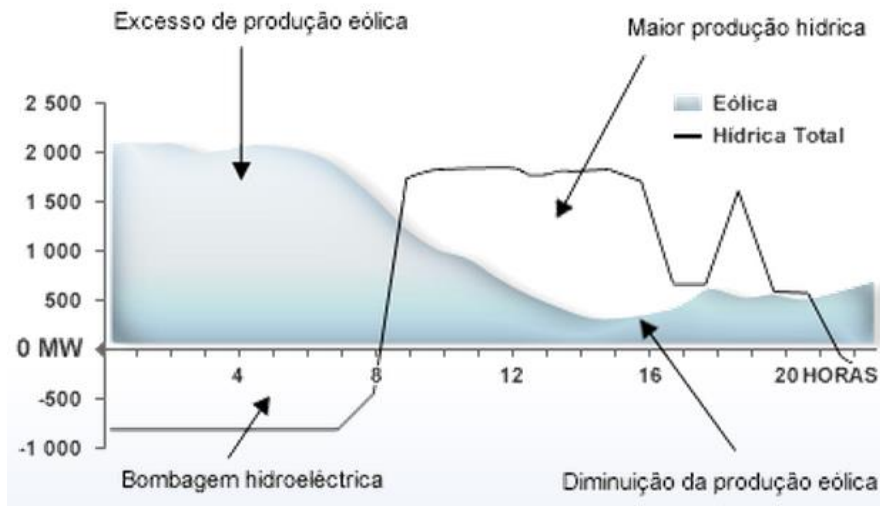


Figura 28 - Gráfico demonstrativo da complementaridade hídrica-eólica. Fonte: [23]

2.1.7 - Impacto do Memorando de Entendimento no setor eólico português

Em Maio de 2011, o governo português estabeleceu um memorando de entendimento com a UE, o FMI e o BCE, que engloba diversas medidas com o intuito de reestruturar a economia portuguesa. As medidas mais importantes que visam o setor da energia são [25]:

- Concluir a liberalização dos mercados da eletricidade e do gás;
- Assegurar que a redução da dependência energética e a promoção das energias renováveis seja efetuada de modo a limitar os sobrecustos associados à produção de eletricidade no regime ordinário e especial (cogeração e renováveis);
- Garantir a consistência da política energética global revendo os instrumentos existentes;
- Prosseguir com a promoção da concorrência nos mercados da energia e incrementar a integração no mercado ibérico da eletricidade e do gás (MIBEL e MIBGAS).

Mais especificamente, no setor das energias renováveis, várias revisões deverão ser executadas. No que diz respeito aos esquemas de apoio à produção de energia em regime especial (cogeração e renováveis), as matérias a rever são as seguintes [25]:

- Avaliar a eficiência dos esquemas de apoio à cogeração e propor opções para ajustar em baixa a tarifa bonificada de venda (*feed-in tariff*) da cogeração (reduzir o subsídio implícito);
- Avaliar num relatório a eficiência dos esquemas de apoio às renováveis, incluindo a sua lógica, os seus níveis e outros elementos de conceção importantes;
- Em relação aos atuais contratos em renováveis avaliar, num relatório, a possibilidade de acordar uma renegociação dos contratos, com vista a uma tarifa bonificada de venda mais baixa;
- Em relação a novos contratos em renováveis, rever em baixa as tarifas e assegurar que as mesmas não compensam em excesso os produtores pelos seus custos e que continuem a proporcionar um incentivo para reduzir os custos através da adoção de tarifas que se reduzem gradualmente ao longo do tempo. Para tecnologias mais maduras, desenvolver mecanismos alternativos (tais como prémios de mercado);
- As decisões sobre investimentos futuros em renováveis, designadamente em tecnologias menos maduras, serão baseadas numa análise rigorosa em termos dos seus custos e consequências para os preços da energia. Na análise serão utilizados os índices de referência internacionais e será realizada uma avaliação independente;
- Reduzir os atrasos e a incerteza em torno dos procedimentos de planeamento, de autorização e de certificação, e aumentar a transparência dos requisitos administrativos e dos encargos para os produtores de energias renováveis (em conformidade com o artigo 13.º e 14.º da Diretiva da UE 2009/28/EC);

Por fim, as revisões que deverão ser efetuadas, pelo governo português nos instrumentos de política energética e tributação são as seguintes [25]:

- Avaliar os atuais instrumentos relacionados com a energia, incluindo os incentivos fiscais em matéria de eficiência energética. Em particular, avaliar o risco de sobreposição ou de inconsistência de instrumentos;
- Com base nos resultados da análise, modificar os instrumentos de política energética, a fim de garantir que proporcionam incentivos para uma utilização racional, poupanças de energia e reduções de emissões;

Aumentar a taxa do IVA na eletricidade e no gás (era de 6%), bem como tributar a eletricidade, em sede de impostos especiais sobre o consumo (atualmente abaixo do mínimo exigido pela legislação comunitária). [25]

2.2 – Caracterização do Setor Eólico Português no Mundo

2.2.1 - Evolução das políticas de apoio ao setor eólico

Com a publicação do decreto-lei nº 189/88 de 27 de Maio de 1988, foi criado um quadro legislativo para regular a produção de energia elétrica proveniente de fontes de energia renováveis, inserindo-se assim o setor na produção em regime especial [6]. Por sua vez criou-se a tarifa *feed-in*, fixando assim desta forma uma tarifa remuneradora indexada ao tarifário de energia elétrica aplicável aos consumidores, sendo posteriormente revista pelo decreto-lei nº 168/99 de 18 de Maio que estabeleceu uma tarifa remuneradora independente das tarifas aplicadas ao consumidor [28]. Esta nova fórmula criada para a tarifa *feed-in* teve em consideração os custos evitados (*avoided costs*), que representam o custo marginal de um serviço público para produzir mais uma unidade de energia. A fórmula seria revista várias vezes, mas teria em conta a compensação dos custos evitados até hoje, como [6]:

- Investimentos em centrais de produção de energia convencionais;
- Operação e manutenção de uma central de produção de energia convencional;
- Impacto ambiental, em termos de emissões de CO₂;
- Taxa de inflação.

Entre os anos de 2001 e 2003, foram lançadas uma série de iniciativas no âmbito das energias renováveis, como o decreto-lei nº 339-C/2001 de 29 de Dezembro, que impôs a independência entre a tarifa de produção e de consumo, introduzindo assim uma diferenciação na tarifa em função do recurso primário utilizado na produção, de acordo do Programa Operacional da Economia e do Programa de Incentivos à Modernização da Economia. [2] A nova legislação beneficiou e apoiou o setor eólico, ao clarificar o processo de atribuição de licenças de acesso à rede elétrica e simplificação dos procedimentos administrativos. Após estas alterações, a fórmula da tarifa *feed-in* foi atualizada, introduzindo um fator, para diferenciar as tecnologias de produção. De salientar que foi introduzida uma taxa especial, que beneficia o município local com 2,5 % da receita total proveniente de projetos ligados ao setor eólico, com o intuito de beneficiar as comunidades locais. [6]

Entre 2001 e 2005, uma das maiores fontes de investimento do setor foi o sistema de incentivos à utilização racional de energia. Os subsídios eram provenientes da UE, para diferentes tipos de instalações de energia renovável. [6]

Posteriormente foram efetuadas revisões à tarifa *feed-in*, no ano 2005 pelo decreto-lei nº 33-A/2005, que limitaram os contratos de compra de energia aos primeiros 33 GWh produzidos por cada MW instalado e reduziram o valor da tarifa para 73 €/MWh, ou seja os operadores que chegassem a estes patamares, receberiam o valor de mercado, mais o valor em certificados verdes. [6] Com a aprovação do decreto-lei nº 71/2002 de 25 de Março, estabeleceu-se a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão destinada maioritariamente ao consumo próprio, salvaguardando a possibilidade de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública, segundo o tarifário de venda de energia elétrica aprovado pela Portaria nº 764/2002. [26]

No ano de 2005 foi lançado um concurso, dividido em 3 fases, para atribuição de 1800 MW de energia eólica, acabando por serem atribuídos na 1ª fase, 1200 MW ao

consórcio da ENEOP, seguido pelo consórcio da Ventinveste com 400 MW e por fim os restantes 200 MW, foram distribuídos por pequenos projetos. Desta forma desenvolveu-se um *cluster* para produção industrial de energia eólica, representando um investimento de aproximadamente 290 milhões de euros.

2.2.2 - Empresas que atuam em Portugal

O top 3 da quota de mercado dos fabricantes de aerogeradores (ver figura 29), que se encontram ligadas à rede, no fim do ano de 2012 é liderado pela ENERCON (53,5%), seguido pela VESTAS (14%) e GAMESA (9,7%), salientando que a NORDEX detém 9,1%, não ficando assim muito distante da GAMESA.

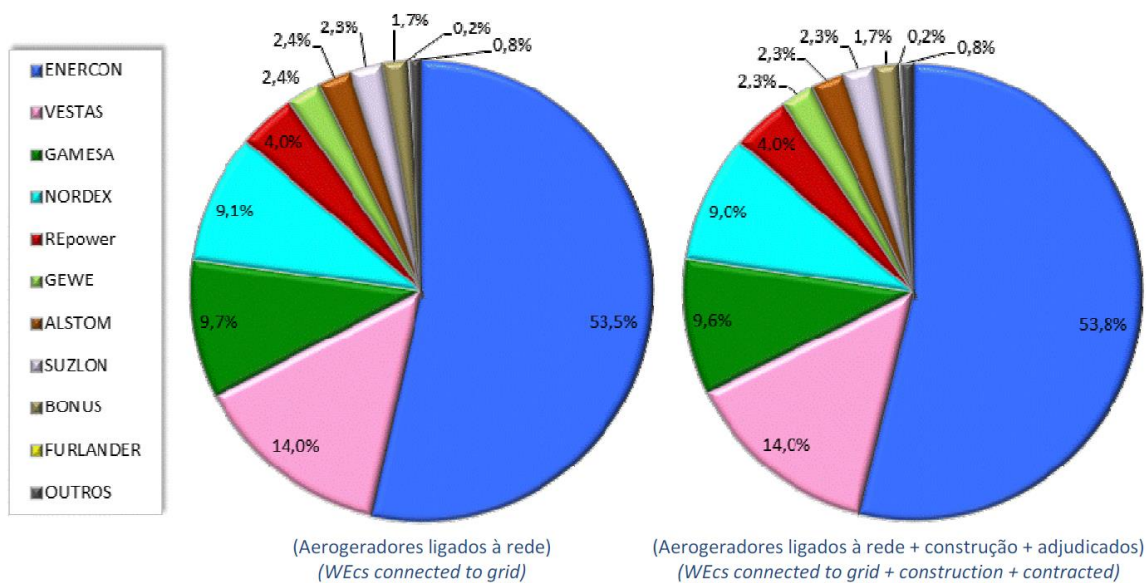


Figura 29 – Quota de mercado dos Fabricantes de aerogeradores onshore em Portugal. Fonte: [13]

Em relação à quota de mercado de promotores ligados à rede (ver figura 30), o top 3 é encabeçado pela ENEOP 2⁷ (20,9%), seguido pela IBERWIND (15,1%) e por fim pela EDP Renováveis (13,6%).

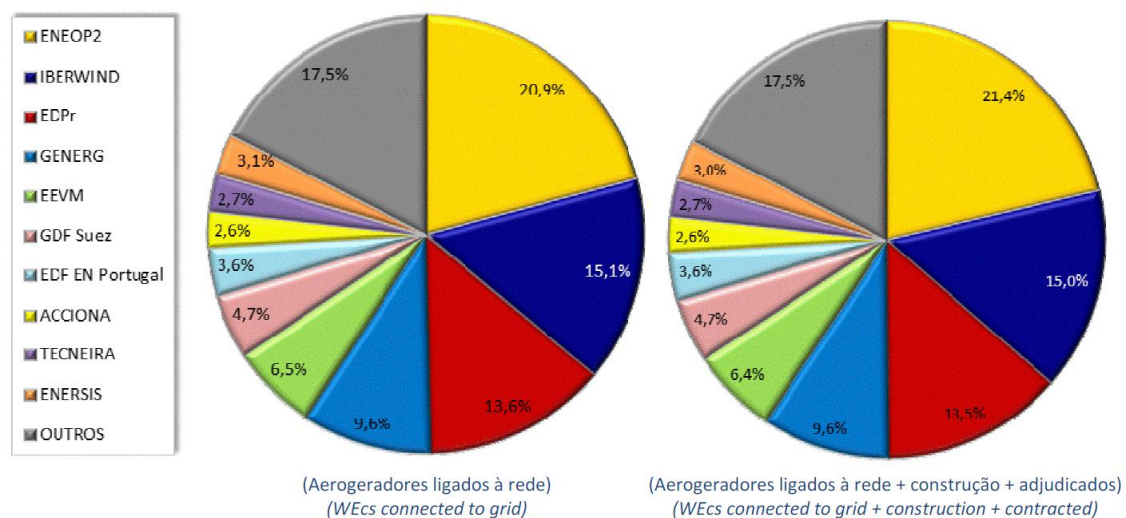


Figura 30 – Quota de mercado dos Promotores em Portugal. Fonte: [13]

⁷ Consórcio no qual a EDP é a maior acionista

2.2.3 - Interação das empresas portuguesas a nível internacional

No âmbito do mercado ibérico de eletricidade, os governos de Portugal e Espanha desenvolveram em conjunto, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), com o intuito de formar um mercado regional de eletricidade, no qual passa a ser possível comprar energia a qualquer produtor ou comercializador que esteja a operar em Portugal ou Espanha, ou seja, estabeleceu-se um regime de livre concorrência. Os objetivos chave do MIBEL são [27]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

As empresas portuguesas que têm uma participação a nível internacional, no setor da energia eólica, são a Martifer e a EDP Renováveis (EDPR). A EDPR para além de Portugal atua em outros 12 países, sendo 7 países europeus (Espanha, França, Bélgica, Itália, Reino Unido, Polónia e Roménia) e os restantes 5 são o Brasil, a China, os EUA, o Canadá e a curto prazo a África do Sul.

Atualmente a EDPR é líder no segmento das energias renováveis, nomeadamente no setor da energia eólica, sendo o 3º maior operador de energia eólica no mundo. [8] De acordo com estatísticas da EDP, no término de 2012, a EDPR instalou 4 266 MW na UE, 3 637 MW nos EUA e 84 MW no Brasil. [28] Em Fevereiro de 2013 anunciou investimentos de 600 milhões de euros em novos projetos, que se traduzem em 500 MW de capacidade global, na construção de parques eólicos. [29]

Segundo o relatório de contas anual de 2012 da EDP “O aumento de capacidade da EDPR nos próximos anos será fortemente focado nos mercados de crescimento, na Europa de Leste, na Europa Ocidental (excluindo a Península Ibérica) e no Brasil. Os fortes esforços de desenvolvimento que se seguiram à entrada da EDPR nestes mercados, há alguns anos, estão agora a dar frutos. Para o período 2013-2015, estes países serão responsáveis por 60% do aumento de capacidade, tendo os mercados da Europa de Leste uma contribuição considerável.” [28] O grupo EDPR começa também, a dar os primeiros passos para entrar no mercado das renováveis na África do Sul, com a criação da *South Africa Wind & Solar Power*, em Março de 2013. A EDP considera que é um mercado dentro da média e o país irá lançar um concurso, provavelmente em Agosto de 2013, para a atribuição de 1,47GW de capacidade eólica. De salientar que a EDP prevê instalar 200 MW em novos mercados, nos dois anos seguintes. [30]

No caso da Martifer, a sua atuação no setor eólico abrange Portugal, Espanha, Roménia, Polónia e Brasil, contudo vendeu a maioria da sua participação no setor eólico nos últimos anos. “A empresa tem atualmente 64 MW de parques solares e eólicos em operação e com contribuições para os Proveitos Operacionais localizados em Espanha, na Roménia e no Brasil. Em Portugal, a empresa tem uma participação

de cerca de 50 % em 31 MW de parques eólicos em operação, que contribuem para os resultados através de equivalência patrimonial. Em 2011, os projetos em operação na Polónia – *Leki Dukielskie* (10 MW) e *Bukowsko* (18 MW) – foram alienados e foi acordada a venda do projeto *Rymanow* ao Grupo Ikea (26 MW em construção). Em 2012, a empresa concluiu a construção do seu projeto eólico na Roménia (Babadag), com uma capacidade total de 42 MW.” [31]

2.2.4 - Atividades de Pesquisa e Desenvolvimento no setor eólico

Portugal começou a promover a pesquisa e desenvolvimento no campo das energias renováveis, através do INETI⁸ (atualmente é designado por LNEG⁹), no início da década de 90. O agora extinto INETI foi responsável pela avaliação detalhada dos recursos eólicos e publicação de um mapa eólico do país. A Erenova (Grupo EDP) em conjunto com a APREN¹⁰, sendo esta criada em 1988, foram ambas elementos chave na implementação de projetos para a produção de energia eólica durante a década de 90. [26]

Durante o ano de 2011, Portugal focou a maior parte da investigação na energia eólica *offshore*, no desenvolvimento de ferramentas e metodologias para maximizar a penetração de energia renovável e a promoção da sustentabilidade energética, de acordo com o relatório anual da IEA de 2011. [32] Estas atividades de pesquisa e desenvolvimento estão a cargo dos principais institutos e universidades de Portugal, sendo financiadas por programas nacionais e europeus. [32]

Os principais projetos, ligados ao setor da energia eólica são os seguintes [32]:

- DEMOWFLOAT – pretende demonstrar a sustentabilidade da tecnologia *WindFloat* instalada na costa portuguesa. Este projeto é financiado pela comissão europeia, contando com a participação do LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia) e outros parceiros portugueses, no consórcio liderado pela EDP;
- ORECCA – financiado pela comissão europeia, este projeto irá estimular a colaboração em projetos, com o intuito de criar plataformas *offshore* de conversão de energia renovável que sejam inovadoras, eficientes em termos de custo e sustentáveis para o meio ambiente;
- NORSEWIND – o objetivo principal passa por caracterizar e avaliar o vento existente nos mares a norte, este projeto financiado pela comissão europeia;
- ROADMAP – este projeto financiado pela Fundação para a Ciência e Tecnologia, tem como objetivo identificar as restrições e barreiras existentes ao desenvolvimento, da energia eólica *offshore* em Portugal;
- MARINA – o objetivo consiste em desenvolver estruturas para águas profundas, com o intuito de explorar a energia do vento, ondas, marés e corrente oceânica. É financiado por empresas, centros tecnológicos e universidades de 12 países da UE.
- TWENTIES – pretende promover o desenvolvimento e implantação de novas tecnologias que facilitem a integração generalizada de energia eólica, na Europa até 2020, sendo este projeto financiado pela comissão europeia e pelo INESC¹¹ Porto.

⁸ Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação

⁹ Laboratório Nacional de Energia e Geologia

¹⁰ Associação Portuguesa de Energias Renováveis

¹¹ Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto

3.0 – Engenharia Civil e o Setor Eólico

Neste capítulo serão abordadas as temáticas da eólica *onshore* e *offshore*, juntamente com o papel da engenharia civil.

3.1 – Fundações na eólica *onshore*

3.1.1 - Características gerais

As torres dos aerogeradores apresentam alguns desafios na construção das fundações, devido às suas alturas e à necessidade de garantir que as oscilações no topo da torre (o ângulo de deflexão máximo é $0,5^\circ$) não afetam o funcionamento do aerogerador, isto é, tem de se garantir a verticalidade da estrutura. [33] Para efetuar o dimensionamento da fundação de um aerogerador necessitamos dos seguintes dados [34] [35]:

- Tensão admissível do solo, obtida após o estudo geológico-geotécnico;
- Cargas estáticas e dinâmicas: peso próprio da estrutura (torre, aerogerador e palas), vibração do aerogerador, rotação da lâmina, força gravítica e a possibilidade de atividade sísmica;
- Cargas aerodinâmicas: cargas estáticas e dinâmicas resultantes da ação do escoamento atmosférico e da sua interação com a estrutura. Por sua vez o escoamento atmosférico vai depender da velocidade de rotação do rotor, da velocidade média do vento, da intensidade da turbulência, da densidade do ar e da forma aerodinâmica dos componentes da turbina;
- Tipo de betão a ser usado;
- Tipo de aço a utilizar nas armaduras.

Resumindo, a fundação a construir terá que se adaptar ao solo, ao tipo de turbina a instalar e obedecer à regulamentação vigente para cumprir os requisitos de segurança estrutural [36]. O tipo de fundação e a respetiva dimensão é determinado pelos parâmetros geotécnicos do solo, pela potência do aerogerador, e pela estrutura e altura da torre.

3.1.2 - Características do solo

O papel da fundação passa pela distribuição mais ou menos uniforme das cargas no solo. Esta distribuição terá que ser devidamente equacionada, para garantir a resistência aos momentos fletores e tensões tangenciais que podem levar ao colapso da torre (assentamentos excessivos, rotura do solo, etc.). A prospeção geológico-geotécnica do solo dá-nos os parâmetros que definem as condições do solo, fulcrais para o dimensionamento da fundação. O projeto geológico-geotécnico é desenvolvido com base em [37]:

- Propriedades dos solos e rochas e de outros materiais;
- Ações, sob a forma de cargas ou deslocamentos;
- Aspectos de geometria da obra;
- Limitações a deslocamentos, fissuras, vibrações, etc.;
- Modelos de cálculo.

O comportamento do solo pode ser estudado e avaliado através da realização de determinados ensaios geotécnicos. Geralmente os mais utilizados neste tipo de fundações superficiais são [34]:

- Em sondagens: ensaio de penetração *Standard* (SPT), ensaio de molinete (*Van Test*), ensaio pressiométrico, ensaio de *Lefranc* e ensaio de *Lugeon*;

- Na superfície: ensaio de placa;
- Em poços: ensaio de bombeamento.

Alguns dos parâmetros obtidos dos ensaios descritos anteriormente são o ângulo de atrito interno, a coesão, a densidade, o módulo de *Young*, o módulo de Rigidez, etc, que vão fornecer resultados de forma direta ou através de correlações, que permitem obter informações sobre [34]:

- As diferentes camadas do terreno, respetiva inclinação, espessura, características mecânicas e químicas;
- Tensão vertical admissível (permite verificar qual a tensão de rotura);
- Tensão vertical de serviço (assentamentos admissíveis);
- Assentamentos previstos e admissíveis;
- Movimento da água no subsolo;
- Profundidade do lençol freático caso exista;
- Obtenção de amostras do solo para analisar outras características através de ensaios laboratoriais.

3.1.3 - Formas de rutura do terreno

“A rutura de um terreno de fundação devido à aplicação de uma carga através de um elemento estrutural de fundação ocorre associada a uma relação carga-assentamento que não é única. O carregamento vertical de um terreno através de uma fundação provoca o assentamento desta, podendo identificar-se terrenos que neste processo exibem um comportamento do tipo frágil, típico de solos densos, ou plásticos, em que se incluem os solos soltos.” Através da realização de ensaios superficiais, verifica-se a existência de três formas de rutura possíveis (figura 31) [37]:

- “Na rutura geral a figura de rutura é bem marcada no terreno, podendo ser observado o levantamento do terreno à superfície. O deslocamento do solo provoca a inclinação da fundação, a menos que esta seja travada.” “Este tipo de rutura é característico de solos densos, ou de solos sobre consolidados em resposta não drenada”;
- “Nos solos onde a rutura se dá por punçoamento a região plastificada não se define claramente, ocorrendo essencialmente deformação volumétrica do terreno acompanhada pelo desenvolvimento de tensões de corte nas arestas inferiores da fundação. A rutura não é facilmente identificável antes que ocorra grande assentamento. São os solos arenosos de compactidade baixa a média e as argilas sujeitas a carregamentos lentos, drenados, que exibem este tipo de rutura”;
- A rutura local associa os dois tipos de fenómenos típicos da rutura geral e do punçoamento. O assentamento é grande, devido à compressão do terreno sobre a fundação, e a rutura dá-se com pequeno levantamento do terreno à superfície”.

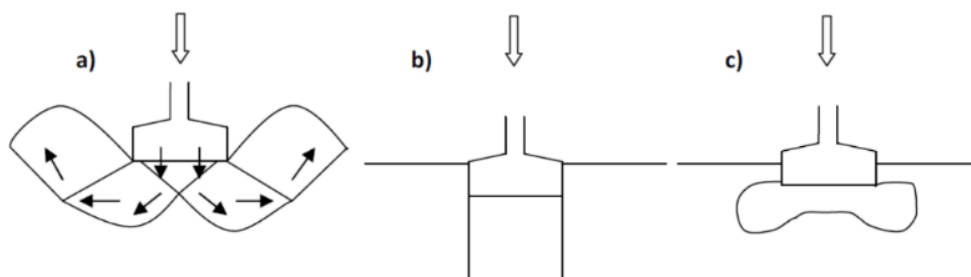


Figura 31 - Formas de típicas de rutura. a) Geral; b) Punçamento; c) Local. Fonte: [34]

3.1.4 - Modelação da interação entre a estrutura e o solo

A modelação do comportamento elástico-plástico do solo, na larga maioria das situações torna-se demasiado complexa para efetuar cálculos, sendo necessário simplificar as distribuições das pressões no solo. De uma forma sucinta, os modelos são os seguintes [38]:

- Variação linear da distribuição de pressões no solo que é feita através de um modelo simples que descreve a distribuição de pressão no solo por debaixo de uma laje de fundação, assumindo que a estrutura e o solo não interagem (figura 32);

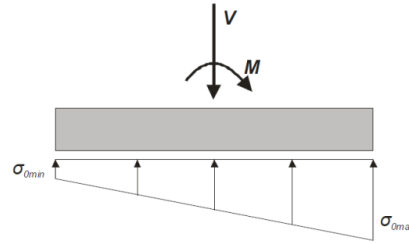


Figura 32 - Variação linear da distribuição de pressões no solo. Fonte: [38]

- O módulo de reação que permite uma aproximação simples da interação entre o solo e a estrutura, considerando uma mola elástica por debaixo da fundação, ou seja o solo é representado por uma série de molas verticais independentes umas das outras. O parâmetro que descreve a interação entre o solo e a estrutura é dado pelo módulo de rigidez da mola por unidade de área, sendo a pressão do solo diretamente proporcional ao assentamento (figura 33);

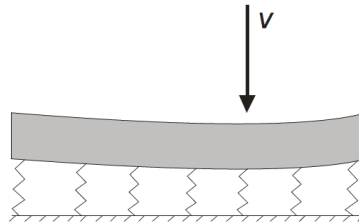


Figura 33 - Módulo de reação. Fonte: [38]

- Elaboração de um modelo discreto através do método dos elementos finitos. Este método proporciona um modelo mais exato do que os anteriores, devido ao uso de elementos discretos. Assume-se que o comportamento do solo é isotrópico, mesmo que seja apenas elástico, obtendo assim resultados mais realistas que o módulo de reação. Um modelo de elementos finitos, de uma camada de solo terá em consideração a continuação da camada média de solo, apresentando assim uma deformação não uniforme do solo.

3.1.5 - Ligação torre-fundação

A ligação entre a torre e a fundação é de extrema importância, de modo a assegurar uma transmissão eficiente das cargas ao solo subjacente. As duas soluções mais comuns são:

- Anel de Aço;
- Gaiola.

“Anel de aço” – Esta solução é aplicada desde os primórdios do setor eólico. Trata-se de um anel de aço constituído por diversos furos situados entre as flanges do anel de aço. Os furos permitem a colocação de varões de aço para reforçar a ligação, passagem de cabos de média tensão e a colocação de uma ligação à terra.

O anel pode ser constituído na zona inferior, por uma flange em formato T e outra flange na zona superior do anel possui uma flange em formato L, que conecta à torre. Também existem anéis com duas flanges de ancoragem, estando a segunda flange situada na parte superior, próxima da superfície do betão. Como descrito anteriormente, uma das flanges estará ligada à torre e a outra será embutida na fundação, onde serão transmitidas as forças de tração e compressão para a fundação, provenientes da torre. Os varões de reforço não deverão encostar aos furos do anel, logo esta zona será preenchida por um argamassa ou outro material isolante para evitar o contato entre os dois elementos. Existem diversos tipos de anéis que foram mudando deste que se começou a utilizar esta solução, por exemplo na figura 34, a proteção do betão contra a fendilhação é proporcionada por ancoragens em forma de U, anéis de reforço no interior e no exterior do anel e por fim a colocação de anéis de reforço dentro das ancoragens em formato de U. A fendilhação é prevenida por parafusos pré esforçados, colocados em redor do anel (figuras 34 e 35). [39] [40]

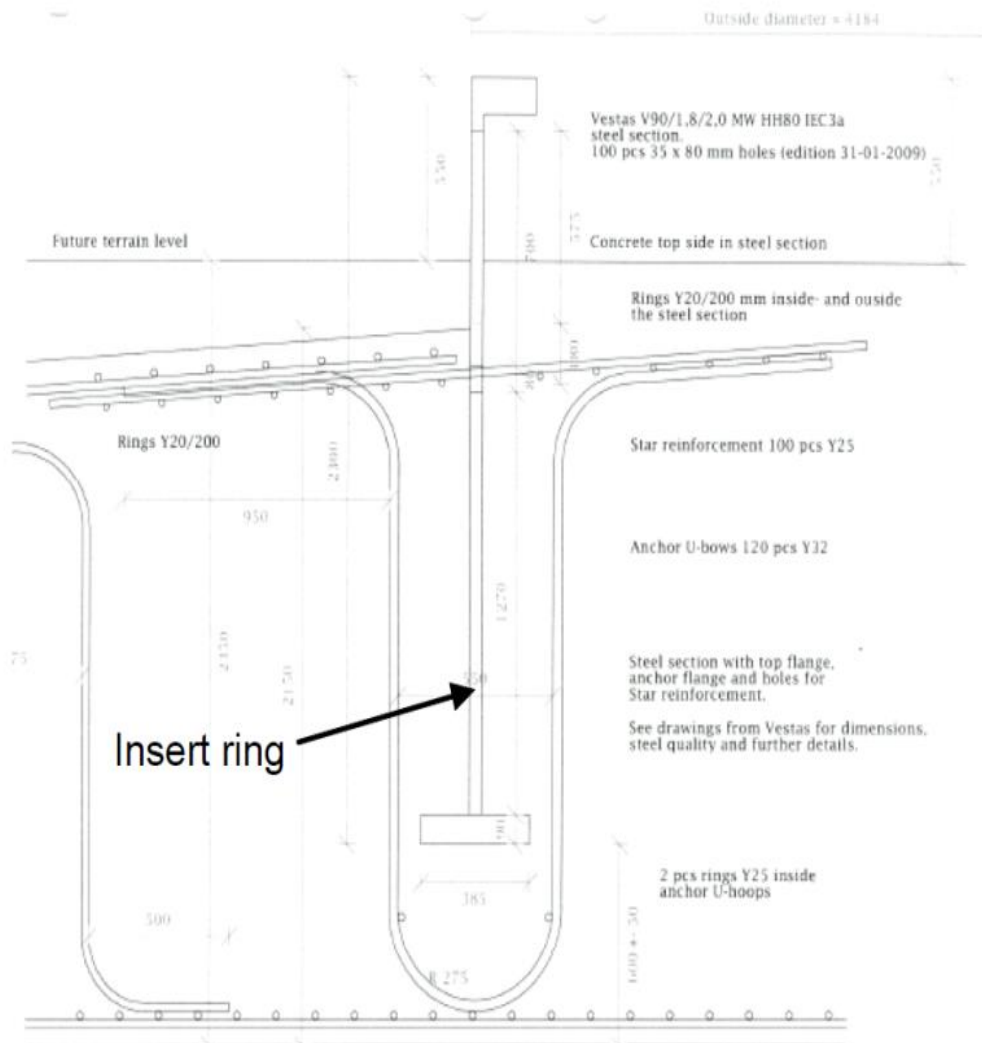


Figura 34 - Vista da ligação em anel de aço em corte. Fonte: [40]

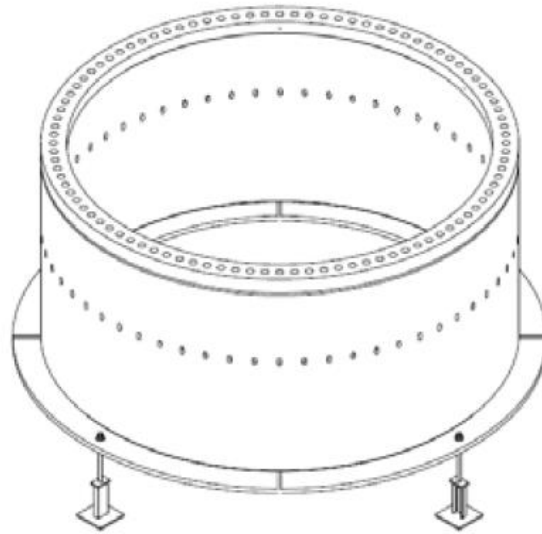


Figura 35 - Vista da ligação em anel de aço em perfil. Fonte: [40]

“Gaiola” – Outra solução tipo (figura 36), em alternativa à solução anterior, é uma “gaiola” constituída por duas placas de aço em forma de anel, possuindo uma flange no anel inferior. O anel inferior que possui a flange, consoante o projeto, pode ficar sobre ou debaixo dos varões de reforço da fundação e noutro caso embutido no pedestal. Estes são posteriormente unidos por parafusos pré-esforçados para um determinado valor padrão ou consoante os cálculos do projeto da fundação. Os parafusos não devem entrar em contato direto com o betão, sendo isolados antes da betonagem. Após a cura do betão, o anel superior é nivelado e fixado, criando assim um espaço entre o anel e o betão que será preenchido por uma argamassa de resistência elevada, para permitir a correta transmissão das tensões à fundação. Resumindo, a torre é montada, colocando a respetiva flange sob o anel superior e fixa-se a conexão por intermédio de parafusos pré esforçados. [39] [40]



Figura 36 - Ligação em formato gaiola. Fonte: [39]

3.1.6 - Tipo de fundações existentes

Existem vários tipos de fundação para construção das torres que irão variar consoante o solo e o custo associado. As opções correntes para as fundações dos aerogeradores são as seguintes [42]:

- a) Sapata isolada superficial;
- b) Sapata isolada profunda;
- c) Sapata constituída por estacas de grande diâmetro;
- d) Sapata constituída por estacas de menor diâmetro;
- e) Sapata constituída por micro-estacas e cofragem perdida.

3.1.6.1 - Vantagens e desvantagens

Cada tipo de fundação possui vantagens, desvantagens, fatores e custos associados que condicionam a sua implementação [42]:

a) Sapata isolada superficial

Vantagens

- Trata-se de uma fundação convencional, que pode ser facilmente projetada e executada por qualquer empresa de construção;
- Pode suportar qualquer torre independentemente do seu peso;
- Não necessita de aprovações especiais.

Desvantagens

- Requer muito aço e betão;
- Requer muita mão-de-obra;
- A fundação possui uma grande superfície que requer escavação;
- Torna-se economicamente inviável, se atingir dimensões superiores a 30 x 30 metros, em planta.

Fatores associados ao custo

- Tornam-se mais dispendiosas caso ultrapassarem os 20 metros de lado, sendo que o tempo de construção, é outro fator, determinante no seu custo;
- É difícil construir esta fundação em terreno acidentado.

Condicionantes em relação ao solo

- Aplicável apenas a solos com uma capacidade resistente razoável (o mínimo é cerca de 145 kPa);
- Requer análises de dinâmica de estruturas (frequência própria, modos de vibração, deslocamentos máximos).

b) Sapata isolada profunda

Vantagens

- O peso do solo sobre a fundação proporciona uma maior resistência às cargas;
- Permite que a superfície da sapata seja menor;
- Devido à maior profundidade, é mais estável em termos dinâmicos.

Desvantagens

- Requer escavação do solo. Após a escavação, é necessário compactar a base do solo;
- Apesar desta fundação, possuir uma superfície de contacto menor em relação à fundação a), ainda assim requer uma grande superfície de contacto e consequentemente uma grande área de acesso;
- É difícil construir esta fundação em terreno acidentado.

Fatores associados ao custo

- Mais económica em relação à fundação a), porque a dimensão da superfície de contacto com solo é menor neste caso;
- O custo da escavação vai depender das camadas superiores que constituem o solo.

Condicionantes em relação ao solo

- Pode ser aplicada até uma pressão mínima de 145 kPa;
- Requer análises de dinâmica de estruturas (frequência própria, modos de vibração, deslocamentos máximos);
- Fundações mais profundas necessitarão de uma área da superfície de contato reduzida.

c) Sapata constituída por estacas de grande diâmetro

Vantagens

- As estacas proporcionam maior resistência aos momentos;
- A área da superfície de contato com o solo é reduzida;
- Maior estabilidade dinâmica com o aumento da profundidade.

Desvantagens

- Em terrenos rochosos é difícil executar as estacas;
- As estacas de grande diâmetro tornam-se economicamente inviáveis para profundidades superiores a 20 metros.

Fatores associados ao custo

- Esta solução é bastante competitiva em diferentes tipos de solo, mas vai depender das condicionantes de perfuração;
- Não é uma boa solução para solos que possuam águas subterrâneas;
- Menos trabalhosa na sua execução;
- Comparativamente às fundações a) e b), os custos de material nesta fundação são inferiores.

Condicionantes em relação ao solo

- Esta solução ser usada em vários tipos de solo, porque as estacas permitem adaptar a fundação às condicionantes do solo;
- Solos rochosos podem restringir os trabalhos de perfuração e consequentemente impedir a colocação de estacas;

d) Sapata constituída por estacas de menor diâmetro

Vantagens

- As estacas proporcionam maior resistência aos momentos;
- A área da superfície de contato com o solo é reduzida;
- Esta solução pode ser usada em qualquer situação;
- Muitas vezes é uma solução mais económica que a fundação a) e b);
- Similar à fundação c), mas ao usar estacas de menor diâmetro (0,3 metros), reduz-se o custo de perfuração.

Desvantagens

- Se o maciço de encabeçamento das estacas aumenta, o número de estacas também aumenta, podendo tornar a fundação economicamente inviável;
- Estacas de menor dimensão requerem que a perfuração seja executada previamente, aumentando assim o tempo e custo do processo construtivo.

Fatores associados ao custo

- Esta solução é bastante competitiva em diferentes tipos de solo, mas vai depender das condicionantes de perfuração do solo;
- Não é uma boa solução para solos que possuam águas subterrâneas;
- Menos trabalhosa na sua execução;
- Comparativamente às fundações a) e b), os custos de material nesta fundação são inferiores.

Condicionantes em relação ao solo

- Esta solução pode ser utilizada em vários tipos de solo, porque as estacas permitem adaptar a fundação às condicionantes do solo;
- Solos rochosos podem restringir os trabalhos de perfuração e consequentemente impedir a colocação de estacas;

e) Sapata constituída por micro-estacas e cofragem perdida

Vantagens

- As suas capacidades resistentes advêm das micro-estacas e da cofragem perdida;
- As micro-estacas podem ser colocadas em praticamente todo o tipo de solo;
- Possui uma pequena área de superfície de contacto com o solo e suporta o peso de qualquer torre;
- Transporte fácil, sem grandes complicações para aceder ao local de instalação.

Desvantagens

- Se o maciço de encabeçamento das estacas aumenta, o número de micro-estacas também aumenta, podendo tornar a fundação economicamente inviável;
- Pode haver falta de disponibilidade dos materiais necessários;
- Requer mão-de-obra especializada.

Fatores associados ao custo

- Custos muito competitivos, pois pode ser instalada em locais com condições difíceis;
- A pequena área da superfície de contacto com solo e o fácil acesso do equipamento de montagem são outros fatores positivos para o custo da fundação.

Condicionantes em relação ao solo

- Esta opção pode ser usada em diversos solos e com estacas mais profundas pode adaptar-se facilmente às condicionantes do solo;
- Solos rochosos não são um problema pois as micro-estacas podem ser executadas na maior parte das rochas.

3.1.7 - Processo construtivo tipo da fundação

Considerando os dois tipos de ligação torre-fundação mais comuns, a construção da fundação processa-se de uma forma idêntica em ambas as ligações [40]:

- Começa com a escolha do local adequado, tendo em conta a orientação pretendida. Executa-se a escavação com recurso a uma retroescavadora. Caso o solo seja rochoso, pode ser necessário recorrer a um martelo pneumático;
- Após efetuar a respetiva escavação, à cota pretendida para a fundação, começa-se por executar uma camada de betão de limpeza (por ex. betão C16/20);
- Colocam-se as armaduras de reforço na superfície de betão e nos cantos da escavação;
- Consoante o tipo de ligação coloca-se o cilindro de aço ou a gaiola e só depois se coloca a camada superior de armaduras;
- Após a colocação de todas as armaduras, procede-se à betonagem. A superfície da fundação poderá possuir um declive, para poder escoar facilmente a água da sua superfície. Este declive é conseguido através da colocação de uma maior quantidade de betão na seção central da fundação e alisamento da superfície até aos cantos da fundação;
- Todavia a superfície de contato da fundação com a ligação à torre deverá ser plana para uma correta transmissão dos esforços, caso contrário irão instalar-se tensões de grande magnitude que podem esmagar o betão. Existem duas formas de garantir a horizontalidade entre estas duas superfícies, sendo uma delas, a montagem do anel ou gaiola um pouco acima da superfície de betão, de modo a criar um espaço entre os dois. Este espaço será preenchido por uma argamassa de alta resistência que irá garantir a horizontalidade entre as duas superfícies. A outra alternativa passa por embutir o anel ou a gaiola no betão, logo após a betonagem enquanto ainda este não ganhou presa significativa, pois desta forma irá criar uma “pegada” no betão que criará um contato plano entre o betão e a flange da ligação à torre;
- O betão das fundações é em geral de alta resistência (por ex. betão C35/45).

3.1.8 - Geometria da fundação

A face superior da fundação deverá ser plana ou com uma pequena inclinação. Esta inclinação irá criar uma fundação mais económica devido ao simples facto de ser necessário menos betão na sua construção, sendo também uma forma de escoar a água, evitando assim a sua acumulação na superfície da fundação. A inclinação máxima é escolhida de modo que não tenha que ser usada cofragem na parte superior

na moldagem do betão e que a espessura máxima da fundação se situe no local onde atuam as tensões verticais e momentos de maior valor. [37]

A dimensão da fundação é determinada pela rigidez que esta deverá possuir, sendo definida pelo fabricante do aerogerador, para evitar a auto-oscilação e limitar o risco de ocorrerem assentamentos. Devido a estas exigências, normalmente as fundações dos aerogeradores apresentam uma largura de 15 a 20 metros em planta e uma espessura de 1,5 a 2,5 metros. [43] As formas existentes, em planta, neste tipo de fundação são: quadrada ou retangular, hexagonal, octogonal, circular e até em cruz (cruciforme).

Segundo o estudo efetuado por [34], o consumo de betão e aço na construção da fundação de um aerogerador irá variar consoante a sua forma geométrica, em planta. Foi efetuada uma comparação entre uma fundação com uma forma geométrica quadrada e as restantes (hexagonal, octogonal e circular). Para todas as formas geométricas, trata-se do mesmo tipo de aerogerador, a altura em que se encontra o mesmo é igual, os esforços transmitidos à fundação são os mesmos e os parâmetros do solo são iguais:

- Área e Volume (quantidade de betão) - Podemos observar que nos resultados obtidos na tabela 1, em comparação com a forma quadrada, a fundação circular possuiu a área mais reduzida (cerca de 7,8% menos) e um volume de betão necessário menor (cerca de 7,4% menos), seguido da octogonal e hexagonal.

Tabela 1 - Diminuição da superfície em área e volume comparativamente à sapata de forma quadrada. Fonte: [34]

	Quadrada	Hexagonal	Octogonal	Circular
Redução da superfície (m ²)	0	11,94	17,84	22,08
Redução da superfície (%)	0	4,2	6,3	7,8
Redução do volume (m ³)	0	17,9	26,75	33,15
Redução do volume (%)	0	4	6	7,4

- Quantidade aço (kg/m³) - Olhando para os valores nas tabelas 2 e 3, verifica-se que as outras sapatas usam menos aço em relação à sapata quadrada, sendo a forma circular a que usa menos aço (cerca de 40% menos). Outra situação que se verifica é que com o aumento do número de lados na fundação, verifica-se que os reforços de aço diminuem significativamente.

Tabela 2 - Kg de armadura usados em cada sapata. Fonte: [34]

Geometria	Kg			
	Flexão	Flexão superior	Esforço Transverso	Total
Quadrada	34222	7235	9720	51177
Hexagonal	24111	4772	9571	38454
Octogonal	22728	4466	9217	35960
Circular	19536	3675	7490	30701

Tabela 3 - Redução da quantidade da armadura comparativamente à sapata quadrada. Fonte: [34]

	Quadrada	Hexagonal	Octogonal	Circular
Redução da armadura (kg)	0	12723	15217	20476
Redução da armadura (%)	0	24,9	29,7	40

Com base nos resultados obtidos no estudo, verifica-se que, teoricamente em termos de custo de materiais, a sapata circular é a mais económica em termos de

quantidades de betão e aço, reduzindo grande parte do custo dos materiais. É de salientar que a sapata circular, é a única que possui a armadura disposta de uma forma radial enquanto em todas as outras formas em planta são dispostas ortogonalmente. De acordo com [38], outra vantagem da fundação possuir uma forma circular ou octogonal, advém de um maior reforço à flexão, devido à presença de pelo menos 4 camadas de reforço na superfície inferior da fundação, possuindo assim uma maior resistência aos momentos fletores, em relação ao reforço ortogonal existente nas fundações com forma retangular ou quadrada. Todavia a grande desvantagem das outras formas em relação à forma retangular, deve-se à maior complexidade em executar a própria forma geométrica, devido à inclusão de um maior número de reforços, tornando-se uma fundação mais complexa de se construir, que pode incrementar os custos de mão-de-obra. Devido a estas desvantagens, por vezes torna-se mais económico construir uma fundação com uma forma retangular ou quadrada, em planta, devido à sua simplicidade construtiva. [38]

3.1.9 - Requisitos Estruturais

Os requisitos estruturais para fundações superficiais passam pela verificação aos Estados Limite Últimos (ELU) e aos Estados Limite de Utilização (ELUt). A verificação à segurança para os estados limites últimos é feita comparando o valor de cálculo atuante (ação ou seus efeitos) com o valor de cálculo resistente da força ou esforço em análise, estando satisfeita quando o primeiro é menor ou igual que o segundo. Deve-se considerar [37]:

- Perda de equilíbrio da estrutura e do terreno, considerado como um corpo rígido, no qual a resistência quer dos materiais estruturais quer do terreno, são insignificantes na contribuição para o equilíbrio [EQU];
- Rotura interna ou deformação excessiva da estrutura ou de elementos estruturais, incluindo sapatas, estacas, etc., na qual a resistência dos materiais estruturais contribui significativamente para a oposição àquela situação [STR];
- Rotura ou deformação excessiva do terreno, situação para qual a resistência do terreno é significativa na oposição àquele estado [GEO];
- Perda de Equilíbrio da estrutura ou do terreno devido a movimentos por pressão da água [UPL];
- Levantamento hidráulico, erosão interna e *piping* do terreno causado por gradientes hidráulicos [HYD].

“Os estados limites de utilização condicionam também o dimensionamento das estruturas de betão, podendo determinar as dimensões das secções de betão e a quantidade e disposição das armaduras. A sua maior ou menor influência no dimensionamento depende do tipo de ações (forças, deformações impostas, pré-esforço) e dos requisitos exigidos para os elementos estruturais, particularmente no que se refere à aparência, condições de utilização e durabilidade” [37], sendo os três estados limite de utilização mais comuns os seguintes [43]:

- Limitação de tensões em serviço;
- Limitação da fendilhação;
- Limitação da deformação.

3.1.9.1 - Verificação em relação aos ELU – STR e GEO: Abordagens de cálculo

“Na EN 1997–1:2004 foram introduzidas três abordagens de cálculo, devido à grande diversidade de modelações e métodos utilizados na verificação de segurança de obras

geotécnicas. Foi a forma encontrada para conseguir o voto favorável de todos os membros participantes no comité de normalização. A escolha da abordagem de cálculo a adotar em cada País é estabelecida no Anexo Nacional.” [13] As abordagens são as seguintes [44]:

- A abordagem de cálculo 1 é praticamente idêntica aos casos B e C da ENV 1997–1:1994. Em princípio é necessário proceder a dois cálculos, envolvendo dois conjuntos de coeficientes parciais. Estes são usualmente aplicados na origem, isto é, às ações, em lugar dos seus efeitos, e aos parâmetros resistentes, em lugar das resistências, com apenas duas exceções: fundações em estacas e ancoragens;
- A abordagem de cálculo 2 requer um único cálculo, em que os coeficientes parciais são aplicados às ações, ou aos seus efeitos, e às resistências. Ao aplicar os coeficientes aos efeitos das ações, esta abordagem não se afasta significativamente da abordagem convencional de coeficientes globais;
- A abordagem de cálculo 3 requer um único cálculo, onde os coeficientes parciais são aplicados às ações ou aos efeitos das ações resultantes da estrutura e aos parâmetros resistentes do terreno.

“A abordagem de cálculo 1 foi a escolhida para Portugal (NA). Nesta abordagem de cálculo há que efetuar a verificação segundo duas combinações.” [44]

- “Para todas as estruturas, exceto estacas carregadas axialmente e ancoragens” [44]:
 - Combinação 1: A1 “+” M1 “+” R1
 - Combinação 2: A2 “+” M2 “+” R1
- “Para estacas carregadas axialmente e ancoragens” [49]:
 - Combinação 1: A1 “+” M1 “+” R1
 - Combinação 2: A2 “+” (M1 ou M2) “+” R4

“Nesta via de abordagem do dimensionamento, a análise é efetuada considerando separadamente ambas as combinações de conjuntos de coeficientes de segurança parciais definidas para cada caso. Na primeira combinação os coeficientes de segurança parciais são aplicados majorando as ações enquanto na segunda se procede reduzindo os parâmetros resistentes dos materiais ou, no caso de estacas e ancoragens, as resistências que elas oferecem.” [49] Os coeficientes parciais das ações encontram-se abaixo na tabela 4 e os coeficientes parciais das propriedades do terreno na tabela 5 “Para todas as estruturas, exceto estacas carregadas axialmente e ancoragens, o coeficiente R1 referente a capacidades resistentes é unitário (= 1,0)”. [44]

Tabela 4 - Conjuntos de coeficientes parciais das ações. Fonte: [44]

Ações		Símbolo	Situações		
			Persistentes ou transitórias		Acidentais (NA)
			Conjunto A1	Conjunto A2	
Permanentes	Desfavoráveis	γ_G	1,35	1,0	1,0
	Favoráveis		1,0	1,0	1,0
Variáveis	Desfavoráveis	γ_Q	1,5	1,3	1,0
	Favoráveis		0	0	0

Tabela 5 - Conjuntos de coeficientes parciais das propriedades do terreno. Fonte: [44]

Parâmetros do terreno	Símbolo	Situações		
		Persistentes ou transitórias		Acidentais (NA)
		Conjunto M1	Conjunto M2	
Ângulo de atrito interno (aplica-se à $\tan \phi'$)	$\gamma_{\phi'}$	1,0	1,25	1,1
Coesão em termos de tensões efectivas	γ_c	1,0	1,25	1,1
Resistência ao corte não drenado	γ_{cu}	1,0	1,4	1,15
Resistência à compressão uniaxial	γ_{qu}	1,0	1,4	1,15
Peso volúmico	γ_{γ}	1,0	1,0	1,0

A segurança estrutural permite o dimensionamento correto, através da atribuição de valores para fatores de segurança, parâmetros dos materiais, critérios de dimensionamento entre outras regras e critérios. Todavia em conjunto com os Eurocódigos, são tidas em conta outras normas específicas, que são as seguintes:

- Eurocódigo 2: Projeto de estruturas de betão. Parte 1.1: Regras gerais e regras para edifícios;
- Eurocódigo 7: Desenho Geotécnico. Parte 1: Regras Gerais
- Regulamento de Segurança e Ações em Estruturas de Edifícios e Pontes (RSA);
- Regulamento de Estruturas de Betão Armado e Pré-Esforçado (REBAP);
- Especificação LNEC – E464 – 2007 – Betões. Metodologia prescritiva para a vida útil de projeto de 50 anos face às ações ambientais;
- Norma Portuguesa ENV 206 – Betão, Comportamento, Produção, Colocação e Critérios de Conformidade.

3.1.9.2 - Verificação em relação à capacidade de suporte do terreno

Para proteger a fundação, da rotura do solo, é necessário que a carga máxima que a fundação tem capacidade para suportar (R_d) seja superior à carga total que a fundação efetivamente vai suportar (V). Serão feitas as verificações de sapatas de seção quadrada ou retangular em planta. A verificação da capacidade resistente de uma fundação está dependente dos seguintes fatores [37]:

- Ângulo de resistência ao corte do solo (ϕ');
- Peso volúmico (γ) do terreno de fundação (abaixo do plano de contato sapata/solo);
- Largura da sapata (B);
- Coesão do terreno de fundação;
- Sobrecarga que envolve a sapata ou, mais corretamente, da profundidade (D) a que se situa o plano de contato sapata/solo.

Outro fator a ter em conta é a excentricidade da carga e esta é calculada através do quociente, entre os momentos aplicados (M_d), na torre e a carga vertical total aplicada (V_d) na fundação sendo B a largura da fundação ou diâmetro no caso de uma fundação circular [37]:

$$e = \frac{Md}{Vd} < \frac{B}{2} \quad (1.0)$$

e – é a distância entre o ponto de atuação da carga e da força resultante

Com o valor da excentricidade, calcula-se a largura efetiva (B'), comprimento efetivo (L') e a respetiva área efetiva (A').

A verificação à segurança para fundações submetidas a cargas excêntricas pode ser calculada através de uma equação geral presente no Eurocódigo 7, que engloba as recomendações para projetos geotécnicos, é equivalente à equação de *Hansen*, que permite calcular a capacidade resistente da fundação (q_r):

$$q_r = \frac{1}{2} \gamma \cdot B \cdot N_\gamma \cdot s_\gamma \cdot d_\gamma \cdot i_\gamma \cdot b_\gamma \cdot g_\gamma + c \cdot N_c \cdot s_c \cdot d_c \cdot i_c \cdot b_c \cdot g_c + q_0 \cdot N_q \cdot s_q \cdot d_q \cdot i_q \cdot b_q \cdot g_q \quad (1.1)$$

γ , c e q indicam a parcela onde atuam esses fatores, sendo os valores de N_γ , N_c e N_q os coeficientes de capacidade resistente do solo [37]:

s – geometria da sapata em planta

d – profundidade a que se situa o plano de fundação

i – inclinação da carga

b – inclinação da base da sapata

g – inclinação da superfície do terreno

Para o cálculo da carga máxima resistente da fundação é necessário determinar a sua área efetiva. A área efetiva diz respeito à onde se assume que a pressão no subsolo está igualmente distribuída. [37]

Por exemplo, no caso de uma fundação com uma forma geométrica quadrada, sobre a qual esteja aplicado um momento fletor paralelo em relação a um dos lados da fundação, a área efetiva é calculada da seguinte forma [37]:

$$B_{ef} = B - 2e_B \quad (1.2)$$

$$L_{ef} = B \quad (1.3)$$

$$A_{ef} = B_{ef} \cdot L_{ef} \quad (1.4)$$

Em outro caso, em que por exemplo o momento fletor faz um ângulo de 45° com um dos lados da fundação, a área efetiva é determinada da seguinte forma (figura 37) [37]:

$$B_{ef} = B - e\sqrt{2} \quad (1.5)$$

$$L_{ef} = B - e\sqrt{2} \quad (1.6)$$

$$A_{ef} = B_{ef} \cdot L_{ef} \quad (1.7)$$

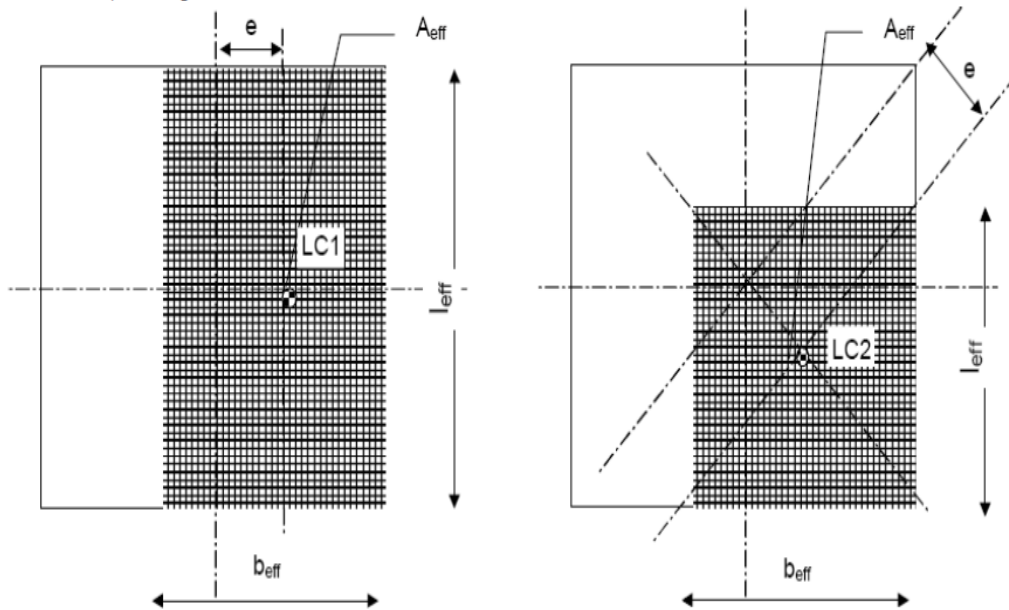


Figura 37 – Área efetiva de uma fundação quadrada. Na figura da esquerda, o momento fletor é paralelo a um dos lados da fundação e na figura da direita, o momento fletor faz 45° com um dos lados da fundação. Fonte: [37]

Quanto à presença de água, de acordo com [37], se ocorrer precipitação ou inundação da área onde se situa a fundação, pode haver um aumento do nível da água no terreno, o que leva a uma diminuição do peso volúmico do solo e conseqüentemente a uma diminuição do valor da capacidade resistente. Também é de salientar que a submersão do terreno conduz ao desaparecimento das tensões neutras negativas, associadas aos fenômenos de sucção no interior do solo, o que levará à diminuição das tensões efetivas negativas e da resistência. Para efeitos práticos, consideram-se os solos saturados em regiões de clima temperado ou húmido. Portanto, existem três possibilidades no diz respeito ao nível da água no terreno em relação ao nível da face inferior da fundação, que tem em conta a profundidade atingida pela superfície de ruptura do terreno [37]:

1º Caso – Nível da água situado entre a superfície do terreno e a base da sapata

Alterações a efetuar a equação 1.1:

$$\text{Parcela com } N_{\delta} - \gamma = (\gamma_{sat} - \gamma_w) \quad (2.0)$$

$$\text{Parcela com } N_q - q_0 = \gamma \times (D - d_w) + (\gamma_{sat} - \gamma_w) \times d_w \quad (2.1)$$

$$\text{Ação vertical efetiva: } V'_d = V_d - (\gamma_w \times d_w) \times (B \times L) \quad (2.2)$$

2º Caso – Nível da água coincidente com a base da sapata

Alterações a efetuar a equação 1.1:

$$\text{Parcela com } N_{\gamma} - \gamma = (\gamma_{sat} - \gamma_w) \quad (2.3)$$

$$\text{Parcela com } N_q - q_0 = \gamma_h \times D \quad (2.4)$$

$$\text{Ação vertical efetiva: } V'_d = V_d \quad (2.5)$$

3º Caso – Nível da água abaixo do plano da fundação

Parcela com N_γ - Neste caso coloca-se a questão de saber qual a relação entre a profundidade alcançada pela figura de rutura e a posição do nível da água no terreno. A profundidade atingida pela figura de rutura pode ser calculada através da equação:

$$H = \frac{1}{2} B \times \operatorname{tg}\left(45 + \frac{\phi'_d}{2}\right) \quad (2.6)$$

Podendo verificar-se duas possibilidades:

$$H \leq d_w \quad (2.7)$$

neste caso considera-se $\gamma = \gamma_h$

$$H > d_w \quad (2.8)$$

nesta situação adota-se um valor ponderado para o peso específico, traduzido pela equação:

$$\gamma_e = \frac{1}{H} [\gamma \times d_w + (\gamma_{sat} - \gamma_w) \times (H - d_w)] \quad (2.9)$$

$$\text{Ação vertical efetiva: } V'_d = V_d \quad (2.10)$$

A influência também pode também fazer-se sentir negativamente na capacidade resistente de uma fundação superficial quando no terreno esteja instalado um gradiente hidráulico (i), associado a um escoamento ascensional. Neste caso, o peso volúmico do solo é dado pela equação [37]:

$$\gamma_i = \gamma - \gamma_w \times (1 - i) \quad (2.11)$$

Os fatores de capacidade resistente (N_i $i = c, q, \gamma$) podem ser determinados pelas seguintes equações [37]:

$$N_q = e^{\pi \cdot \operatorname{tg} \phi'_d} \times \operatorname{tg} \left(45 + \frac{\phi'_d}{2} \right)^2 \quad (2.12)$$

$$N_c = (N_q - 1) \times \cot g \phi'_d \quad \text{para } \phi > 0^\circ \quad (2.13)$$

$$N_\gamma = 2 \times (N_q - 1) \times \operatorname{tg} \phi'_d \quad \text{quando } \delta \geq \frac{\phi}{2} \text{ (base rugosa)} \quad (2.14)$$

Para traduzir a geometria da sapata em planta ou seja calcular os fatores corretivos de forma, temos os valores B' e L' a representarem respetivamente a largura e o comprimento efetivo da sapata, obtidos através das seguintes equações [37]:

$$s_\gamma = 1 - 0,3 \cdot \frac{B'}{L'} \quad \rightarrow \text{ sapata retangular} \quad (3.0)$$

$$s_\gamma = 0,7 \quad \rightarrow \text{ sapata quadrada ou circular} \quad (3.1)$$

$$s_c = \frac{(s_q \cdot N_q - 1)}{(N_q - 1)} \quad \rightarrow \text{ todas} \quad (3.2)$$

$$s_q = 1 + \frac{B'}{L'} \cdot \operatorname{sen} \phi'_d \quad \rightarrow \text{ sapata retangular} \quad (3.3)$$

$$s_q = 1 + \operatorname{sen} \phi'_d \quad \rightarrow \text{ sapata quadrada ou circular} \quad (3.4)$$

A inclinação da carga é avaliada relativamente à base de sapata, ou seja, a componente horizontal atua no plano da base da sapata e por conseguinte a componente vertical é normal ao mesmo plano [37]:

$$i_\gamma = \left(1 - \frac{H}{V + A' \cdot c'_0 \cdot \cot g\phi'_d} \right)^{(m+1)} \quad (4.0)$$

$$i_q = \left(1 - \frac{H}{V + A' \cdot c'_0 \cdot \cot g\phi'_d} \right)^m \quad (4.1)$$

$$i_c = i_q - \frac{1 - i_q}{N_c - 1} \cdot \text{tg}\phi'_d \quad (4.2)$$

O parâmetro c'_a representa a adesão entre a sapata e o solo e com o fator m a ser calculado utilizando as equações anteriores, da seguinte forma [37]:

1º Caso – a inclinação da força atuante está associada a uma componente horizontal (H) paralela à largura da sapata (B'), caso em que $\theta = 90^\circ$:

$$m = m_B = \frac{2 + \frac{B'}{L'}}{1 + \frac{B'}{L'}} \quad (4.3)$$

2º Caso – a inclinação da força atuante está associada a uma componente horizontal (H) paralela ao comprimento da sapata (L'), caso em que $\theta = 0^\circ$:

$$m = m_L = \frac{2 + \frac{L'}{B'}}{1 + \frac{L'}{B'}} \quad (4.4)$$

3º Caso – Nos casos em que $0^\circ < \theta < 90^\circ$, ou seja, a componente H atua formando o ângulo θ com a direção de L' o valor de m é calculado pela equação:

$$m = m_\theta = m_L \cos^2 \theta + m_B \text{sen}^2 \theta \quad (4.5)$$

Caso a sapata possua inclinação na sua base, calculam-se os respetivos fatores, da seguinte forma:

$$b_\gamma = b_q = \left(1 - \alpha \cdot \text{tg}\phi'_d \right)^2, \quad \alpha \text{ em radianos} \quad (4.6)$$

$$b_c = b_q - \frac{1 - b_q}{N_c \cdot \text{tg}\phi'_d} \quad (4.7)$$

Efetuada o cálculo da capacidade resistente (q'_{rd}), procede-se à determinação da carga máxima a que a fundação resiste para condições drenadas, comparando-a em seguida com o valor da carga atuante, de modo a confirmar-se, se é verificado, o critério relativo à segurança [37]:

$$R_d = q'_{rd} \times A' > V'_d \quad (5.0)$$

3.1.9.3 - Verificação em relação ao derrubamento

Contabiliza-se o valor total dos momentos, que contribuem para a resistência ao derrubamento (M_{rd}) da estrutura e o valor total dos momentos que provocam a instabilização da estrutura (M_{sd}). Comparam-se os dois valores—devendo ser verificada a seguinte condição: o momento resistente tem que ser igual ou superior ao momento atuante desestabilizador, considerando um fator de segurança, para obedecer à segurança ao derrubamento, isto é: $M_{rd} \geq 1,5 \text{ Minst}(M_{sd})$. [37]

3.1.9.4 - Verificação em relação ao deslizamento

Contabiliza-se o valor total das forças tangenciais, que contribuem para a resistência ao deslizamento (H_r) da estrutura e o valor total das forças tangenciais que provocam a instabilização da estrutura (H_s). Comparam-se os dois valores, devendo ser verificada a seguinte condição: o valor total das forças tangenciais resistentes tem que ser igual ou superior ao valor total das forças tangenciais que provocam o deslizamento, considerando um fator de segurança, para obedecer à segurança ao derrubamento $H_r \geq 1,5 H_s$. [37]

3.1.10 - Fendilhação nas fundações

Numa fundação é praticamente impossível não ocorrer fendilhação do betão. Se a estrutura for dimensionada corretamente, as fendas terão uma distribuição uniforme e apresentarão um comprimento, largura e profundidade limitados.

Este tipo de danos não tem quaisquer consequências imediatas, no que diz respeito à capacidade resistente da estrutura, mas irá reduzir a durabilidade e capacidade de serviço da mesma.

A principal razão para a formação de fendas advém de uma má conceção estrutural. Outras fendas não estruturais são causadas [40]:

- Recobrimento insuficiente;
- Deficiente colocação das armaduras de reforço;
- Deficiente cura do betão;
- Execução da betonagem a temperaturas baixas;
- A mistura de betão não foi executada corretamente;
- As juntas da cofragem possuem fendas ou defeitos.

As fendas podem surgir em qualquer estrutura de betão armado. Segundo [40], segue-se um esquema com os tipos de fendas (figura 38) que podem ocorrer neste tipo de fundações:

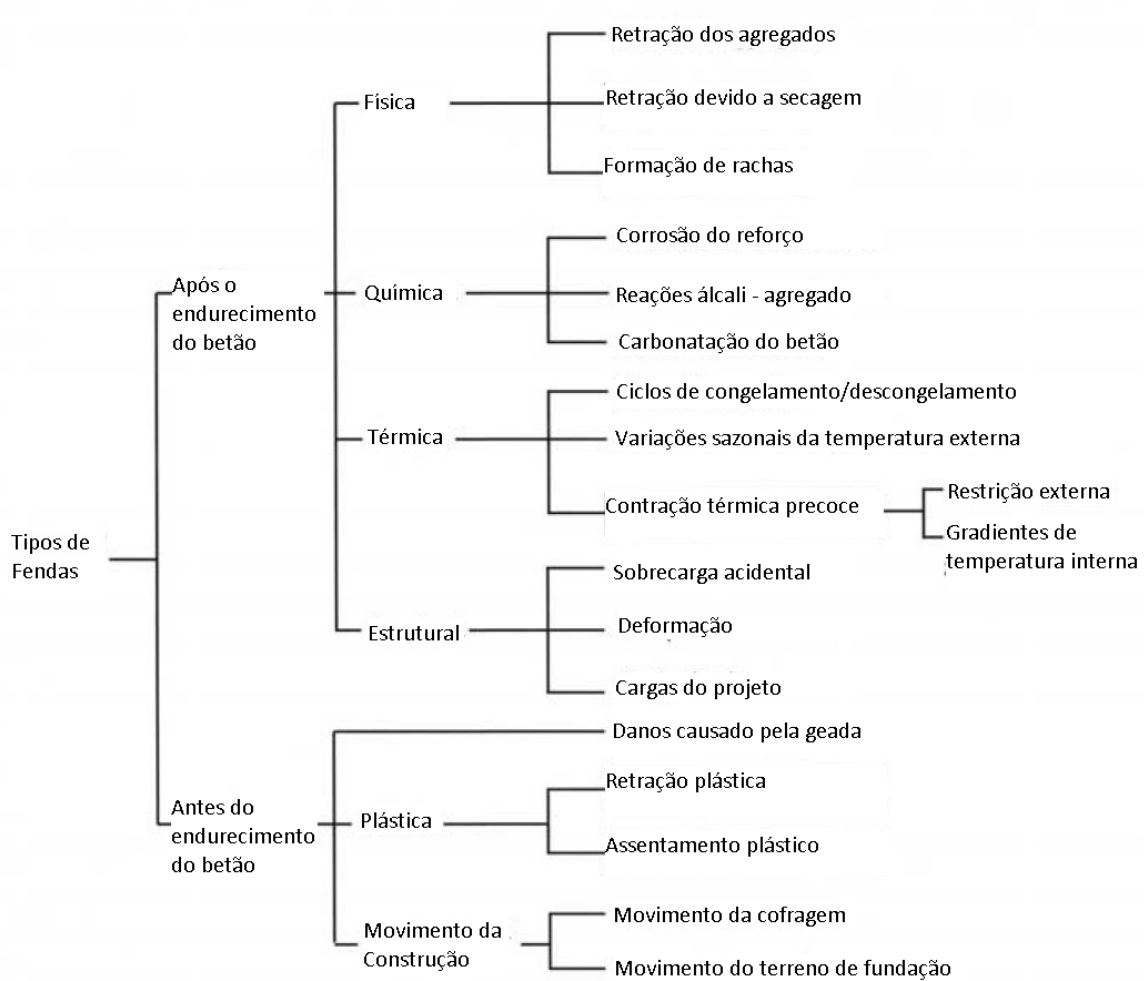


Figura 38 - Tipos de fendas e causas associadas. Fonte: [40]

Os tipos de fendilhação mais comuns, em termos de conceção estrutural são [40]:

- Fendilhação em fundações com um pedestal considerado elevado, como por exemplo com um comprimento entre 4 a 8 metros. É possível, que estas fendas sejam causadas pelas tensões provenientes das cargas em serviço em combinação com diferentes amplitudes térmicas, a que a estrutura está exposta;
- Ocorrência de fendilhação na argamassa existente entre a flange de conexão à torre e o betão armado da fundação. Este tipo de fenda é causado por erros na sua execução, nomeadamente por parte da mão-de-obra e também pelo uso de materiais inadequados. Mais concretamente [40]:
 - Fendilhação devido à retração;
 - Excesso de argamassa nas bordas;
 - Fraca resistência devido à sua aplicação a temperaturas baixas;
 - Vazios entre o betão e a torre devido à falta de argamassa.

Os dois primeiros problemas mencionados não têm grande importância, ao contrário dos últimos dois, que necessitam de serem reparados caso sejam detetados, podendo mesmo ser necessário substituir a argamassa para garantir a estabilidade da estrutura. Todavia também existem problemas associados a argamassa defeituosa como a separação da argamassa em camadas finas, presença de ar no interior da

argamassa e na zona inferior da flange e por fim devido à não uniformidade do material da argamassa. [40]

3.1.10.1 - Danos associados às fundações com ligações do tipo anel

Segundo [40], este tipo de ligação é propício ao aparecimento de fendas na fundação. As fundações com a ligação deste tipo, com uma flange de ancoragem na parte superior funcionavam de forma satisfatória em turbinas de pequena dimensão, todavia com turbinas instaladas de maior dimensão podem surgir fenómenos de fendilhação e desligamento na fundação. As causas são as seguintes [40]:

- As cargas provocam deformações no tubo de aço, levando a deslocamentos diferenciais entre o tubo e o betão. Os deslocamentos horizontais provocam um espaçamento entre o betão e o tubo e tensões no betão, que não são suportáveis pela armadura. Estes danos podem provocar fendas no betão e consequentemente o desligamento da camada de betão;
- As forças horizontais também podem causar pequenos espaços que podem incrementar deslocamentos ou movimentos na parte superior do tubo;
- Os espaçamentos e as fendas podem permitir a entrada de água. Com a entrada desta poderá ocorrer um fluxo de água em redor do anel de aço e nos furos, devido à alternância de cargas e deslocamentos. Este fluxo de água poderá dissolver o betão e a argamassa presente entre o betão e o anel de aço.

De acordo com [40], na ligação constituída por duas flanges, teoricamente existem três mecanismos que podem causar deslizamento vertical entre o betão e o anel, na ordem dos 2mm, noutros casos entre 3 a 5mm e até mesmo superior a 10mm:

- Extensão da superfície de aço do anel devido a forças de tração;
- Compressão do betão situado entre as flanges;
- Retração do betão situado entre as flanges.

O deslizamento também pode ser agravado pelas seguintes situações [40]:

- Insuficiente colocação e compactação do betão podem levar à formação de vazios no betão situado abaixo das flanges e igualmente entre o anel de aço e o betão;
- Segregação dos componentes do betão fresco pode criar pontos fracos abaixo da flange superior;
- Fendas abaixo da flange inferior, devido a forças de compressão que podem provocar o desligamento entre o anel de aço e o betão, perdendo assim capacidade de suporte.

Outras observações foram efetuadas por outros autores mencionadas em [40], em relação aos danos provocados por estes mecanismos:

- Fendas que se estendem desde a flange de ancoragem superior até à superfície da fundação, como também da flange de ancoragem inferior até a superfície inferior da fundação;
- O anel de aço desprende-se do betão e dá-se a formação de espaços vazios entre o betão e o anel. Este despreendimento do anel pode fazer com que a transmissão das forças seja feita pelos reforços que se encontram na parte superior e inferior da fundação, agravando assim as condições;

- Devido ao despreendimento, haverá uma redução de peso no interior da fundação, que irá prejudicar o equilíbrio das forças de tração;
- A ancoragem poderá ficar restrita na sua maioria à flange superior;
- Devido às deformações, a distribuição de cargas na flange será desproporcional, levando à instalação de tensões na soldadura que une a flange e o anel de aço. Estas tensões podem quebrar a soldadura, levando a problemas estruturais.

3.1.10.2 - Possíveis consequências da fendilhação

A presença de fendas na fundação, origina a entrada de água nestas fendas podendo conduzir aos seguintes problemas [40]:

- Corrosão das armaduras de reforço e/ou as consequências dos ciclos de gelo-degelo da água que irão dilatando e retraíndo o betão, promovendo assim a sua degradação. Todavia as armaduras são protegidas pela alcalinidade do betão (caso as fendas sejam largas o suficiente a alcalinidade nas mesmas será fraca para proteger as armaduras contra a corrosão) mas por outro lado a proteção das armaduras irá ser afetada, ou pela carbonatação do betão (no subsolo é difícil de ocorrer a carbonatação do betão devido aos níveis elevados de humidade e a falta de CO₂) ou pela penetração de cloretos no betão (no caso do subsolo conter uma concentração suficientemente elevada em cloretos, estes serão responsáveis pela corrosão das armaduras).
- Transporte de possíveis partículas soltas para o exterior ou acumulação num determinado ponto da fenda, podendo neste último caso levar ao alargamento das fendas e promover a propagação de fendas.

3.2 – Modelação de uma sapata de fundação tipo

Efetou-se a modelação de uma sapata de fundação de uma torre metálica de suporte de um aerogerador, instalada, com recurso ao *software* de elementos finitos, SAP2000, através da modelação em elementos finos de casca. Assim foi possível efetuar o seu dimensionamento geotécnico, determinar a sua estabilidade global e o seu dimensionamento estrutural. A regulamentação, utilizada na sua modelação, foi a definida nos Eurocódigos.

3.2.1 – Características da sapata

A sapata suporta uma torre metálica tubular, com 95 metros de altura, variando a dimensão da sua secção ao longo do seu comprimento. A sapata é constituída por betão armado, sendo em planta uma laje quadrada com 16 metros de lado, e com 3,5 metros de altura. A torre está inserida num plinto em betão com uma secção quadrada de 4,5 metros de lado, que se eleva da sapata, 16 centímetros.

Nas figuras 39 e 40 podemos ver, a sapata em planta e um corte, respetivamente.

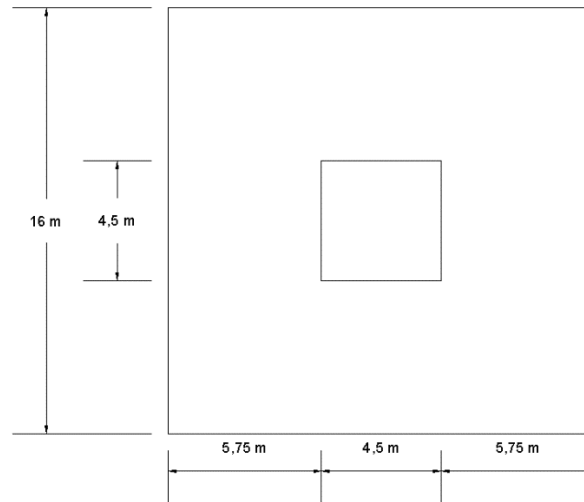


Figura 39 - Vista da sapata em planta

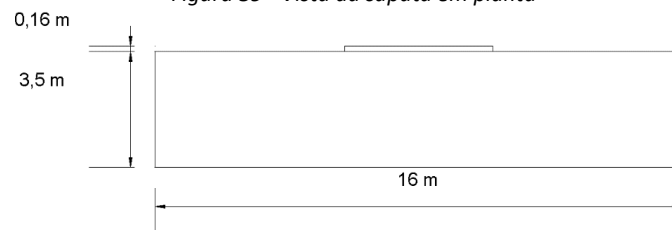


Figura 40 - Sapata em corte transversal

Os materiais que constituem a sapata são os seguintes:

- A camada inferior da sapata é constituída por um betão de limpeza C12/15;
- O betão constituinte da sapata é um betão da classe C35/40;
- O aço das armaduras é aço do tipo A500NR.

Considerou-se uma classe de exposição XS3, sendo o recobrimento mínimo considerado 60 mm.

3.2.2 – Ações consideradas

A torre em questão tem 95 metros de altura. Nesta análise por limitação da versão do programa, considerou-se que a torre possui uma secção transversal quadrada. Portanto efetuou-se a distribuição de forças numa secção quadrada, mas na realidade a secção da torre é circular, com o respetivo aerogerador montado no topo da torre.

As cargas consideradas (ver tabela 6) são resultantes de um aerogerador de 1,8 MW em funcionamento, instalado na torre mencionada. Também estão incluídas nestas combinações de cargas, o peso da torre metálica e o peso da unidade de produção de energia eólica (aerogerador, rotor e pás). Desprezou-se o peso do aterro e não se efetuou um estudo sísmico, considerando-se assim que a fundação não estará sujeita a sismos.

3.2.2.1 – Ações Permanentes

As ações permanentes consideradas são as seguintes:

- Peso próprio do betão (25 kN/m^3);
- Peso próprio do aço ($78,5 \text{ kN/m}^3$);

- Peso da nacelle¹² (662,2 kN);
- Peso do rotor com as pás (405,2 kN);
- Peso da torre metálica (1437,2 kN).

3.2.2.2 – Ações de cálculo

As ações consideradas são as regulamentares para o dimensionamento da sapata ao estado limite último. As ações já incluem os efeitos de segunda ordem. Todos os valores dizem respeito a um ponto de aplicação 0,20 metros acima do plinto, tendo assim em conta o agravamento dos momentos fletores provocado pelo acréscimo de altura resultante. Nesta análise, os momentos fletores foram aplicados segundo o eixo X. Tendo em conta a figura 41, os momentos fletores resultantes são dados pela seguinte expressão:

$$M_{res} = M + F_{res} \cdot (0,20 + \text{altura do plinto})$$

- F_{res} – Componente das forças horizontais
- F_z – Componente das forças verticais
- M – Momento fletor atuante

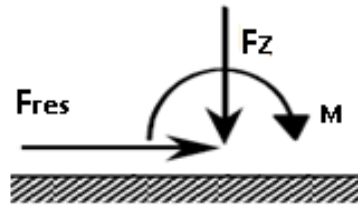


Figura 41 - Esquema representativo das cargas atuantes

Foi efetuada a distribuição das forças verticais e dos momentos fletores na área onde será colocada a torre. Como referido anteriormente, considerou-se a secção da torre quadrada (4 x 4 metros), portanto distribuiu-se o valor das forças verticais por 25 pontos, espaçados de 1 metro entre si, por toda a área quadrada de 4 metros de lado, como ilustrado na figura 42.

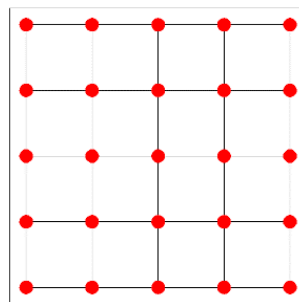


Figura 42 - Distribuição das forças verticais

Para todas as combinações, aplicou-se o momento segundo a direção XX'. Como ilustrado na figura 43, para a distribuição dos momentos fletores, dividiu-se o valor do momento pelo lado da secção quadrada de 4 metros, multiplicando-se este valor, por 5 pontos espaçados de 1 metro, resultando em forças verticais equivalentes. Em um dos

¹² Caixa que abriga todos os componentes do aerogerador

lados as forças foram aplicadas segundo o sentido positivo e no lado oposto foram aplicadas no sentido negativo.

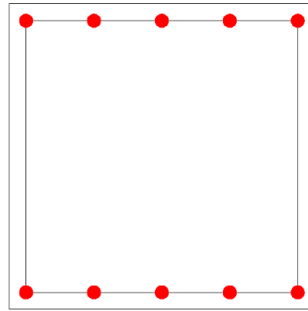


Figura 43 - Distribuição de um momento fletor por forças verticais

3.2.2.3 – Combinação de ações

As várias combinações de ações consideradas, encontram-se listadas na tabela 6:

Tabela 6 - Ações resultantes provenientes da torre

Casos de Carga	F_z	F_{res}	M_{res}	γ_f
	[kN]	[kN]	[kN.m]	
COMB1 (CF)	5875	708	67425	excl.
COMB2 (CR)	5815	888	84440	excl.
COMB3 (CR)	6691	977	92884	incl.
COMB4 (CQP)	5868	394	36327	excl.
COMB5 (CQP)	6744	532	49041	incl.

COMB – Combinação; CF – Combinação frequente; CR – Combinação rara; CQP – Combinação quase permanente

Na análise estrutural de torres deverão ser contabilizados os efeitos de 2ª ordem que agravam os esforços na base, estando já incluídos nas cargas da tabela 6. As forças verticais (F_z) já incluem o peso próprio dos equipamentos. Como foi referido no ponto 3.2.2 não serão efetuados cálculos para a ação sísmica.

Segundo o EC1, as combinações de ações a considerar para responder a todas as verificações regulamentares são:

- ELU de resistência (consideração de cargas já majoradas);
- EL de utilização (não serão efetuados os cálculos para este EL nesta dissertação);
- ELU de fadiga (não serão efetuados os cálculos para este ELU nesta dissertação).

3.2.2.3.1 – Estado limite último de resistência

- Combinação extrema - serão consideradas as combinações, COMB2 e COMB3, respeitando a seguinte equação: $S_{ULT} = 1,35 \cdot G_k + 1,5 \cdot Q_d$

G_k – Carga permanente; Q_D – Carga variável

3.2.2.3.2 – Verificação da estabilidade global

- Combinação rara - será considerada a combinação, COMB2;
- Combinação frequente - será considerada a combinação, COMB1;
- Combinação quase permanente - será considerada a combinação, COMB4.

3.2.2.3.3 – Verificação geotécnica

- Verificação das tensões no solo – será utilizada a combinação rara de ações, COMB2;
- Verificação de levantamento da fundação – será verificada para combinação rara, COMB2, e para a combinação quase permanente, COMB5.

3.2.3 – Dimensionamento geotécnico

Os valores considerados para o solo correspondem a um maciço de fundação rochoso. Para a simulação do solo foram considerados apoios simples e apoios elásticos verticais, em todos os pontos, espaçados 1 metro (a planta dos pontos, encontra-se no anexo B-1). Os apoios elásticos verticais possuem uma rigidez equivalente ao coeficiente de Winkler. Considerou-se que não existe rotação nas molas:

$$K_w = \frac{E}{(1-\nu^2) \cdot B \cdot I_\lambda} = 20.000 \text{ kN/m}^3, B = 16 \text{ metros}$$

Módulo de elasticidade do terreno: $E = 275.000 \text{ kPa}$

Valor médio para sapatas flexíveis quadradas): $I_\lambda = 0,95$

Coeficiente de Poisson do terreno: $\nu = 0,3$

Tensão admissível: $\sigma_{RD,s} = 1 \text{ MPa}$

Ângulo de atrito: $\phi' = 27^\circ$

Cada apoio elástico vertical possui uma rigidez $K = 20\,000 \text{ kN/m}$, sendo considerada uma área de influência de $1 \text{ m} \times 1 \text{ m} = 1 \text{ m}^2$.

3.2.3.1 – Levantamento da sapata

De considerar as cargas para verificação geotécnica, referidas no ponto 3.2.2.3.3.

3.2.3.1.1 – Combinação rara de ações

A figura 44 representa a sapata em planta, onde cada linha representa o valor médio da força exercida nas molas em kN, listadas na tabela 7, obtidas do programa SAP2000 (todos os valores encontram-se listados no anexo B-2, numerados de acordo com a planta da sapata que se encontra no anexo B-1). Pode-se constatar que nas linhas 16 e 17, se obteve um coeficiente de variação superior a 20%, devido aos valores do desvio padrão e do valor médio. Por isso listou-se as forças nos vários pontos afastados de 1 m entre si. Verifica-se que só na linha 17, a sapata está à tração. Portanto verificou-se que para a combinação 2, mais de 50% da sapata se encontra ativa.

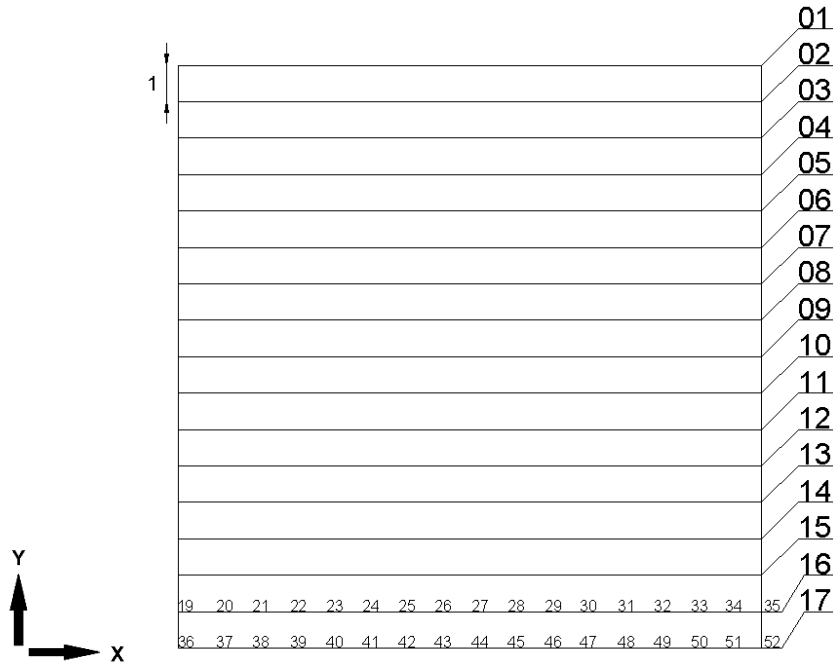


Figura 44 - Combinação 2

Tabela 7 - Valores médios para a combinação 2

Linha (nº)	Valor médio (kN)	Desvio Padrão	Coef. Variação (%)	Linha nº16		Linha nº17	
				Ponto	Força (kN)	Ponto	Força (kN)
1,00	185,03	2,77	1,50	Ponto	Força (kN)	Ponto	Força (kN)
2,00	173,55	2,75	1,59	19	7,53	36	-4,33
3,00	162,11	2,78	1,71	20	6,53	37	-5,42
4,00	150,69	2,82	1,87	21	5,52	38	-6,51
5,00	139,22	2,87	2,06	22	4,54	39	-7,55
6,00	127,63	2,88	2,26	23	3,64	40	-8,51
7,00	115,86	2,84	2,45	24	2,86	41	-9,32
8,00	103,21	1,88	1,82	25	2,25	42	-9,93
9,00	90,37	0,82	0,91	26	1,87	43	-10,31
10,00	77,43	0,34	0,43	27	1,74	44	-10,44
11,00	64,48	1,44	2,24	28	1,87	45	-10,31
12,00	52,31	1,60	3,07	29	2,25	46	-9,93
13,00	40,24	1,73	4,29	30	2,86	47	-9,32
14,00	28,22	1,81	6,41	31	3,64	48	-8,51
15,00	16,22	1,88	11,59	32	4,54	49	-7,55
16,00	4,19	1,96	46,86	33	5,52	50	-6,51
17,00	-7,89	2,07	26,25	34	6,53	51	-5,42
				35	7,53	52	-4,33

3.2.3.1.2 – Combinação quase permanente

Na figura 45, temos novamente a sapata representada em planta, da mesma forma que a figura anterior, acompanhada dos valores médios nas molas, listados na tabela 8 (todos os valores encontram-se listados no anexo B-3, numerados de acordo com a planta da sapata que se encontra no anexo B-1). Portanto verificou-se o não levantamento da sapata para a combinação 5.

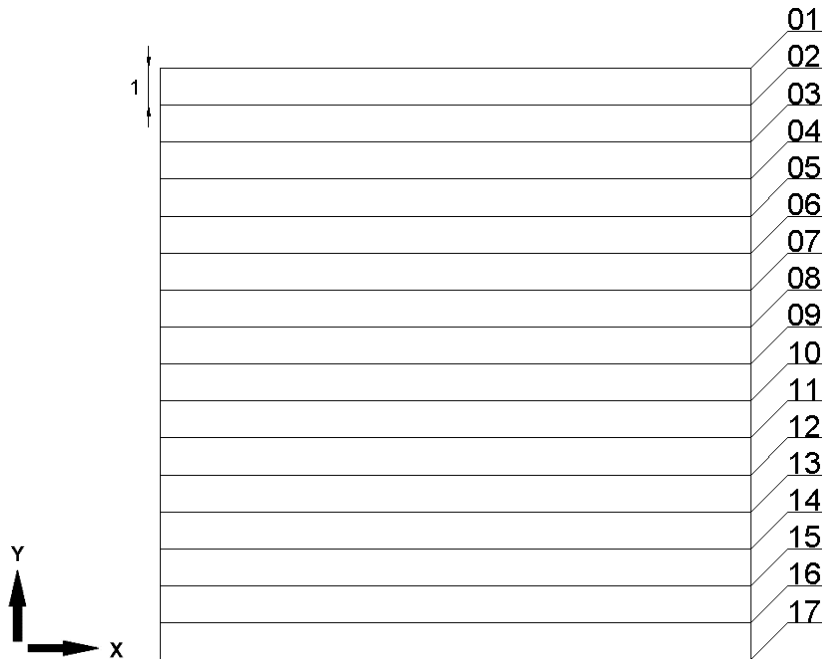


Figura 45 - Combinação 5

Tabela 8 - Valores médios para a combinação 5

Linha (nº)	Valor médio (kN)	Desvio Padrão	Coef. Variação (%)
1	155,4	1,8569	1,20
2	149,0	1,9215	1,29
3	142,6	2,0176	1,41
4	136,2	2,1352	1,57
5	129,8	2,2587	1,74
6	123,3	2,3656	1,92
7	116,7	2,4387	2,09
8	109,4	1,9294	1,76
9	102,0	1,3336	1,31
10	94,5	0,6873	0,73
11	86,8	0,2618	0,30
12	79,6	0,2741	0,34
13	72,3	0,4162	0,58
14	65,1	0,5563	0,85
15	57,9	0,6873	1,19
16	50,6	0,8184	1,62
17	43,3	0,9584	2,21

3.2.3.2 – Tensões instaladas no terreno

Verificaram-se as tensões de contato com o terreno, através da combinação 2. Observando a figura 44 em conjunto com a tabela 7, podemos constatar que a força máxima instalada no solo é de 185 kN. Este valor é inferior à tensão admissível do solo (1MPa), verificando-se assim a segurança da fundação.

3.2.4 – Estabilidade global

3.2.4.1 – Derrube

Na verificação ao derrube, calculou-se o rácio entre os momentos estabilizadores e os momentos instabilizadores, considerando que a sapata rodaria em torno de um dos seus bordos ou sobre um dos seus vértices, através da seguinte expressão:

$$F_s = \frac{M_{Est}}{M_{Dest}} \geq 1,5$$

Em relação ao momento estabilizante foi considerado o momento produzido pelo peso próprio da sapata e das ações verticais, presentes nas combinações de forças.

Peso próprio da sapata = 16 x 16 x 3,5 x 25 = 22 400 kN

Momento_{peso próprio sapata} = 22 400 x 8 = 179 200 kN.m

No caso do momento destabilizador, considerou-se o momento transmitido pela torre à fundação e o momento produzido pela carga horizontal (F_{res}), englobadas nas combinações de forças. Na tabela 9 estão listados os rácios obtidos para cada combinação de carga.

Tabela 9 - Cálculo do Derrube

Casos de Carga	M_{dest}	M_{est}	F_s
	[kN.m]	[kN.m]	[kN.m]
COMB1 (CF)	67425	226200	3,35
COMB2 (CR)	84440	225720	2,67
COMB4 (CQP)	36327	226144	6,23

O menor coeficiente de segurança à instabilidade por derrube é de 2,67 (> 1,5), ficando assim satisfeita esta condição.

3.2.4.2 – Deslizamento

A metodologia para a verificação ao deslizamento consiste no cálculo do rácio, entre as forças estabilizadoras e as forças instabilizadoras, através da seguinte expressão:

$$F_s = \frac{H_{Est}}{H_{Dest}} = \frac{W \times \tan \phi}{H_{Dest}} \geq 1,5$$

W – Peso da sapata e das forças verticais provenientes da combinação de forças

H_{dest} – Forças que provocam o deslizamento numa determinada direção. Considerou-se as forças horizontais.

Caso existisse momento torsor, seria transformado num binário de 4 forças, aplicadas em 4 pontos diametralmente opostos da torre. Assim sendo, a verificação ao deslizamento foi efetuada para ¼ da fundação (ver figura 46). Deste modo, controlar-se-ia tanto o deslizamento como a rotação.

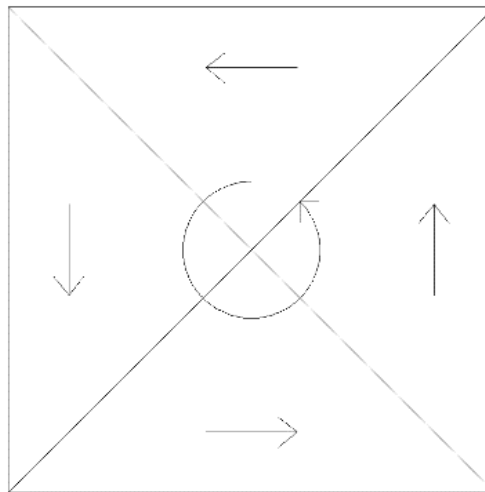


Figura 46 - Esquema de cálculo ao deslize

Tabela 10 - Cálculo do deslize

Casos de Carga	F _z	F _{res}	M _z	F _{res, Mz}	W	Φ	F _s
	[kN]	[kN]	[kN.m]	[kN]	[kN]	[°]	
COMB1 (CF)	5875	708	158	7,41	7068,75	27	5,03
COMB2 (CR)	5815	888	1182	55,41	7053,75	27	3,81
COMB4 (CQP)	5868	394	391	18,33	7067	27	8,73

O menor coeficiente de segurança à instabilidade por deslizamento apresenta o valor 3,81 (> 1,5) considerando-se satisfeita esta verificação.

3.2.5 – Estado Limite Último de Resistência

3.2.5.1 – Flexão na sapata

Os esforços de cálculo foram obtidos através do SAP2000. A combinação 3 foi usada neste caso, por ser a mais desfavorável.

Os esforços mais desfavoráveis para a direção XX' estão representados graficamente na figura 47. Os valores máximos são os seguintes:

$$m_{sd-} = -1925,566 \text{ kN.m/m}$$

$$m_{sd+} = +3979,424 \text{ kN.m/m}$$

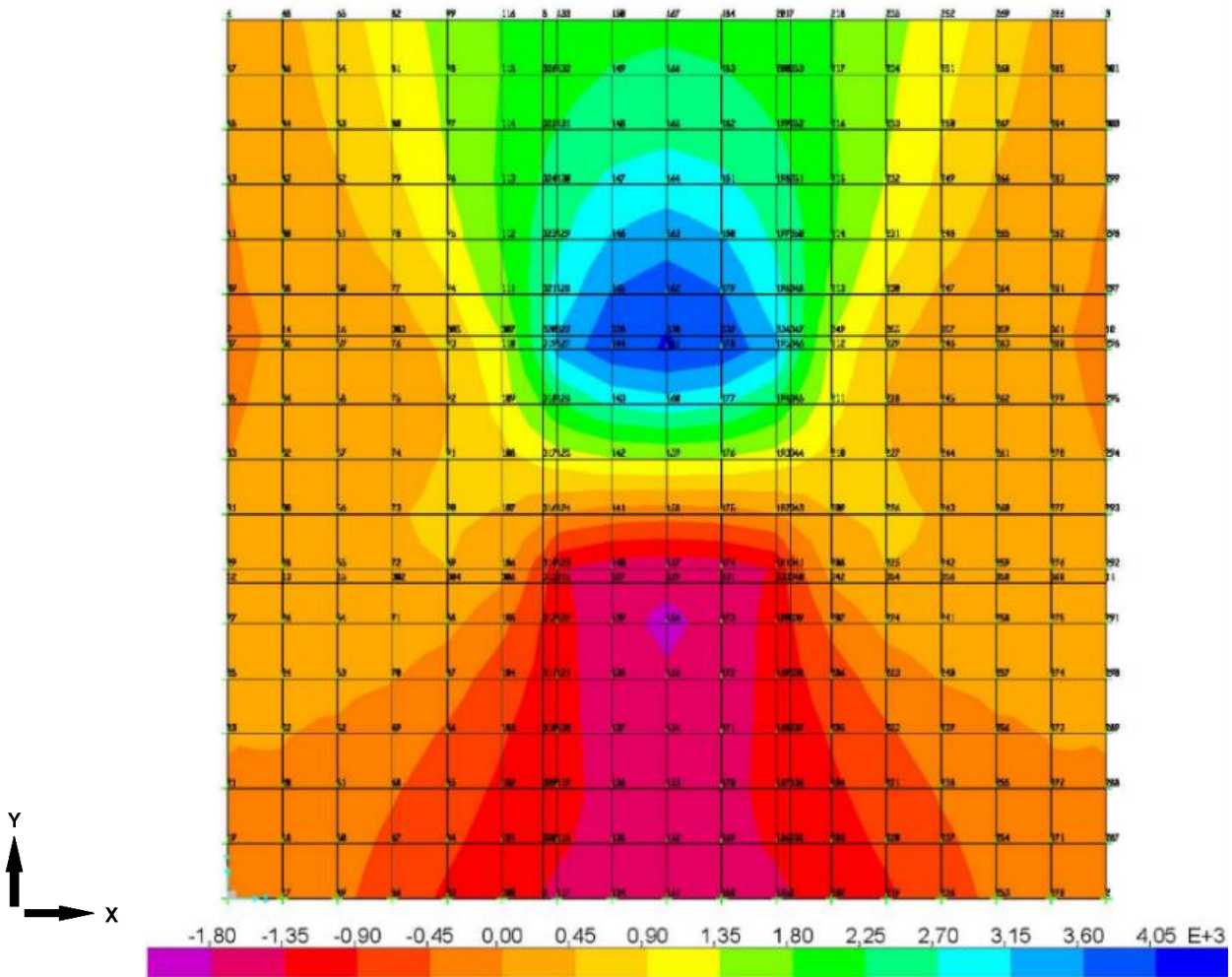


Figura 47 - Momento fletor positivo e negativo de cálculo - M_{xx}

Os esforços mais desfavoráveis para a direção YY estão representados graficamente na figura 48. Os valores máximos são os seguintes:

$$m_{sd-} = -4120,553 \text{ kN.m/m}$$

$$m_{sd+} = +6184,627 \text{ kN.m/m}$$

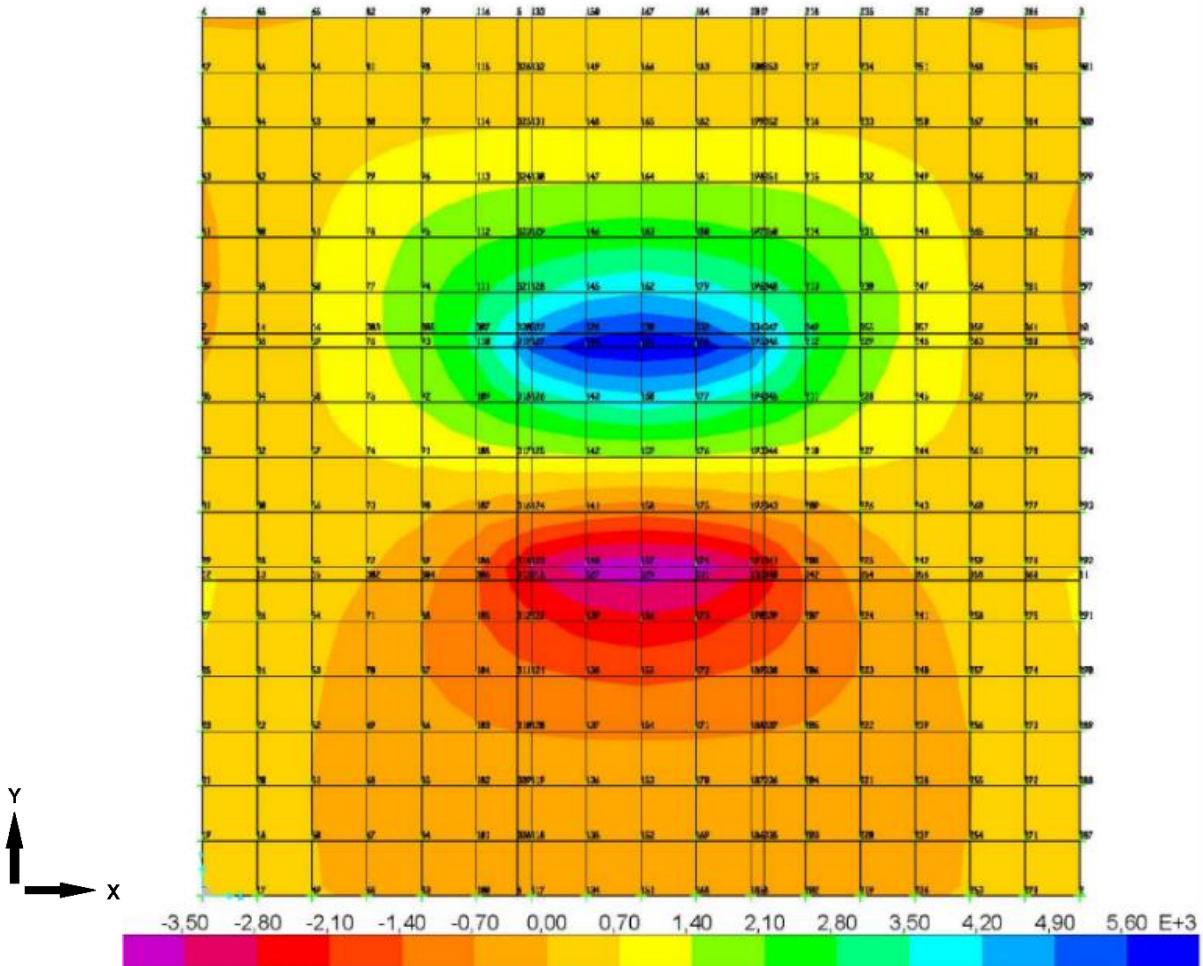


Figura 48 – Momento fletor positivo e negativo de cálculo – M_{yy}

3.2.5.2 – Dimensionamento de armaduras de flexão

O dimensionamento de armaduras de flexão, superiores e inferiores foi efetuado através do SAP2000 e para confirmação dos valores, através de equações de equilíbrio. O dimensionamento foi efetuado para a combinação 3. A figura 49 mostra a armadura segundo XX' , em que se obteve uma armadura com um valor máximo de $26,15 \text{ cm}^2/\text{m}$ e a figura 50 segundo YY' , em que se obteve o valor de $40,41 \text{ cm}^2/\text{m}$. Em ambas as figuras, a secção azul escura, é aquela onde é necessário o maior reforço de armadura, para as forças aplicadas, sendo a área de armadura necessária na sapata segundo essa direção. Os valores de armadura obtidos aplicam-se à face inferior e à face superior da sapata.

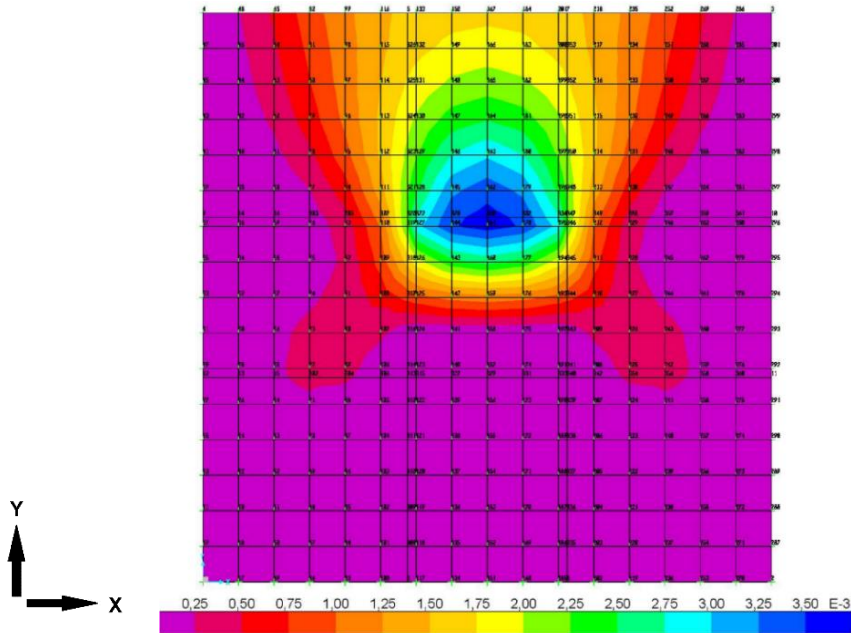


Figura 49 - Armadura segundo XX em m^2/m

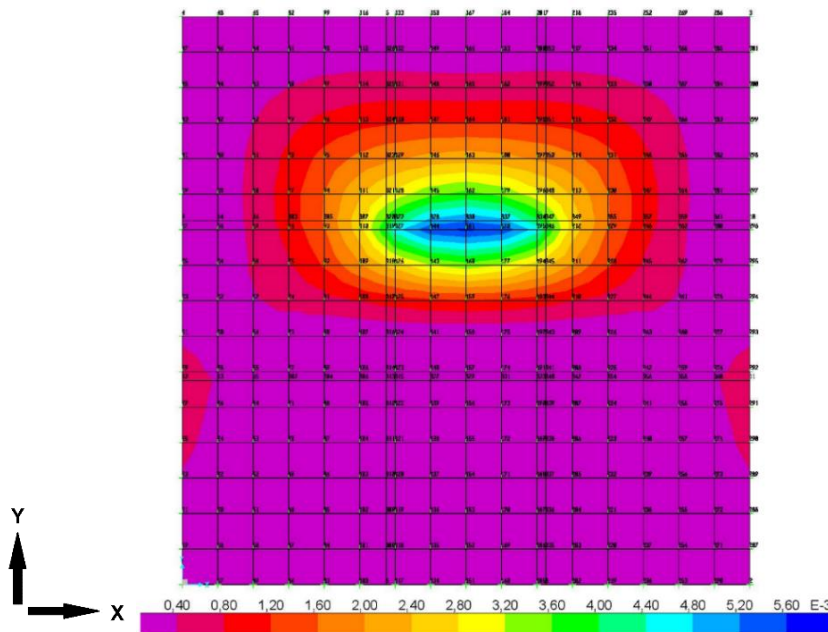


Figura 50 - Armadura segundo YY em m^2/m

Em concordância com [45], as áreas de armaduras serão distribuídas da seguinte forma:

Pelo software SAP2000, a armadura segundo $XX' = 26,15 \text{ cm}^2/\text{m} = \Phi 32//0,25$

Analiticamente pela seguinte expressão:

$$A_{S/m} = \frac{M_{sd}}{0,9 \cdot d \cdot f_{yd}} = \frac{3979,424}{0,9 \cdot 3,4 \cdot 43,5} = 28,89 \text{ cm}^2/\text{m}$$

Pelo software SAP2000, a armadura segundo $YY' = 40,41 \text{ cm}^2/\text{m} = \Phi 32//0,175$

Analiticamente pela seguinte expressão:

$$A_{S/m} = \frac{M_{sd}}{0,9 \cdot d \cdot f_{yd}} = \frac{6184,627}{0,9 \cdot 3,4 \cdot 43,5} = 46,46 \text{ cm}^2/\text{m}$$

Constata-se que tanto para a armadura segundo XX' , como para a armadura segundo YY' , os valores obtidos analiticamente são próximos aos obtidos pelo software SAP2000.

3.2.6 – Esforço transversal na sapata

Para a combinação 3, analisou-se os valores máximos do esforço transversal. Para a direção XX (figura 51):

$$V_{sd-} = -3492,5 \text{ kN/m}$$

$$V_{sd+} = 3492,5 \text{ kN/m}$$

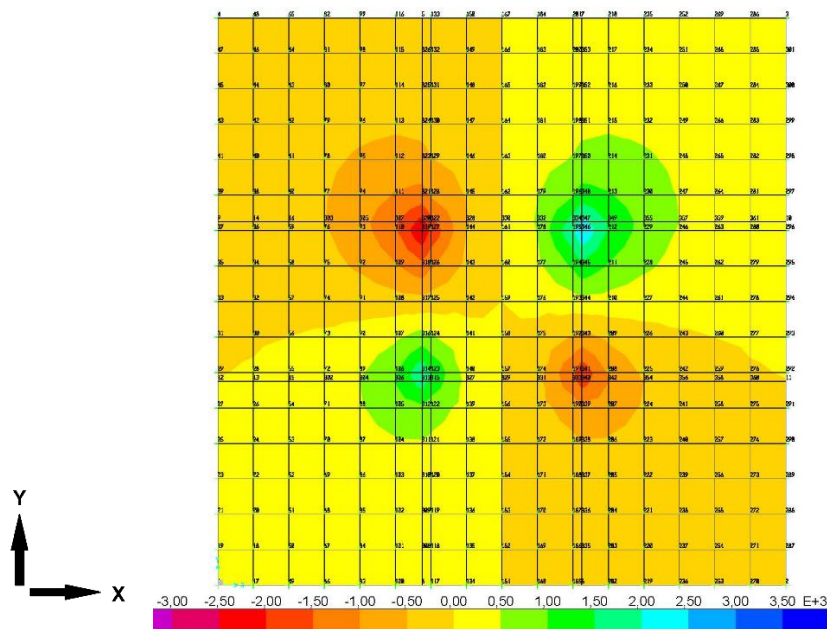


Figura 51 - Esforço transversal segundo a direção XX

Para a direção YY' (figura 52):

$$V_{sd-} = -2819,237 \text{ kN/m}$$

$$V_{sd+} = 2488,693 \text{ kN/m}$$

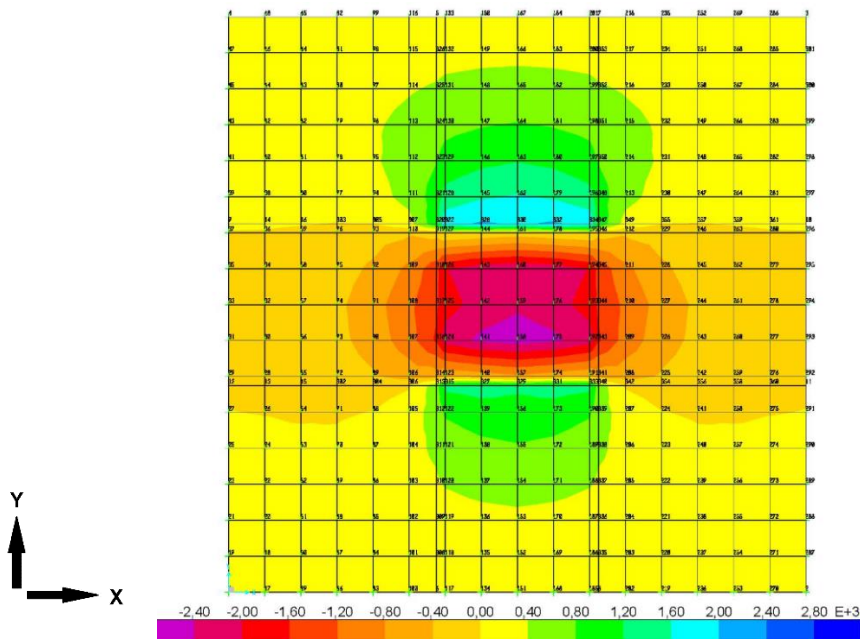


Figura 52 - Esforço transverso segundo a direção YY

3.2.6.1 – Dimensionamento de armaduras de esforço transverso

O dimensionamento de armaduras de corte foi efetuado pelo método padrão proposto pelo EC2. Considerando-se a partir da secção da extremidade da sapata ($X=Y=0$) até ao seu centro ($X=Y=8$), para ambas as direções XX' e YY' :

- O valor de cálculo do esforço transverso resistente do elemento sem armadura de esforço transverso, ($V_{Rd,c}$), é calculado pela equação 6.0;
- O valor mínimo de resistência ao esforço transverso é calculado pela equação 6.4;
- Se $V_{sd} > V_{rd,c}$, será necessário dimensionar armadura de esforço transverso para essa secção. Os estribos serão verticais, sendo o valor da área de armadura (A_{sw}/s) necessária obtida através da equação 6.5;
- O valor de cálculo do esforço transverso resistente máximo ($V_{Rd,max}$) é calculado através da equação 6.6.

$$V_{Rd,c} = C_{Rd,c} \cdot k \cdot (100 \cdot \rho_l \cdot f_{ck})^{1/3} \cdot b \cdot d \quad (6.0)$$

$$C_{Rd,c} = 0,18 \cdot \gamma_c, \quad \gamma_c = 1,5 \quad (6.1)$$

$$k = 1 + \sqrt{\frac{200}{d}} \leq 2,0 \quad (6.2)$$

$$\rho_l = \frac{A_{sl}}{b \cdot d} \leq 0,02 \quad (6.3)$$

$$V_{Rd,c} \geq 0,035 \cdot k^{3/2} \cdot f_{ck}^{1/2} \cdot bd \quad (6.4)$$

$$V_{Rd,s} = \frac{A_{sw}}{s} \cdot 0,9 \cdot d \cdot f_{yd} \cdot \cot(\theta), \cot(\theta) = 1 \quad (6.5)$$

$$V_{Rd,m\acute{a}x} = \frac{\alpha_{cw} \cdot b \cdot 0,9 \cdot d \cdot v_1 \cdot f_{cd}}{\cot(\theta) + \tan(\theta)} \quad (6.6)$$

$$\alpha_{cw} = 1 \quad (6.7)$$

$$1 \leq \cot \theta \leq 2,5 \quad (6.8)$$

$$v_1 = 0,6 \cdot \left(1 - \frac{f_{ck}}{250} \right) \quad (6.9)$$

A armadura de esforço transverso necessária segundo a direção XX' encontra-se calculada e dimensionada na tabela 11. Em relação à armadura de esforço transverso necessária para direção YY', o seu cálculo e dimensionamento encontra-se na tabela 12.

Tabela 11- Armadura de esforço transverso segundo XX'

X	Crđ,c	k	fck	pl	bw	Vrd,c	Vsd	Verificação	Asw/s	Ramos	s	φ
[m]			[Mpa]	[%]	[mm]	[KN/m]	[KN/m]	[%]		[n]	[m]	[mm]
0	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	109,21	OK				
1	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	163,5	OK				
2	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	289,93	OK				
3	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	475,07	OK				
4	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	799,09	OK				
5	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	1456,17	KO	0,001094	2	0,15	12
6	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	1919,68	KO	0,001442	2	0,15	12
7	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	511,64	OK				
8	0,12	1,24	35	0,0017	1000	918,5255	0	OK				

Tabela 12 - Armadura de esforço transverso segundo YY'

Y	Crđ,c	k	fck	pl	bw	Vrd,c	Vsd	Verificação	Asw/s	Ramos	s	φ
[m]			[Mpa]	[%]	[mm]	[KN/m]	[KN/m]	[%]		[n]	[m]	[mm]
0	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	216,24	OK				
1	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	326,97	OK				
2	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	558,57	OK				
3	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	829,19	OK				
4	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	1185,21	KO	0,000890	2	0,15	10
5	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	1633,49	KO	0,001227	2	0,15	12
6	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	1947,09	KO	0,001463	2	0,15	12
7	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	-2364,82	OK				
8	0,12	1,24	35	0,0027	1000	1076,139	-2361,99	OK				

3.3 – Superestrutura *Onshore*

A torre é responsável por suportar a *nacelle*¹³ e o rotor no seu ponto mais alto. As primeiras torres, a surgirem no setor eólico, eram reticuladas ou com uma forma tubular simples em aço. As alturas destas torres eram inferiores a 40 metros e as turbinas tinham uma potência na ordem dos 500 a 660 kW. [46] Desde o fim dos anos 70 até aos anos 90, a altura das torres manteve-se abaixo dos 50 metros, porque o setor energético atravessou diversos ciclos de crescimento e abrandamento. No fim dos anos 90, as turbinas alcançaram uma potência na ordem dos 800 kW a 1 MW e a altura das torres situava-se entre os 60 e 70 metros de altura. [47] Atualmente a altura mais comum das torres situa-se entre 80 e 90 metros de altura, havendo porém instalações de torres com alturas de 100 metros. Com o aumento das alturas das torres, as turbinas aumentam a sua dimensão e também a sua potência para valores de 2 a 3 MW e até mesmo 4,5 MW. Atualmente estão disponíveis no mercado aerogeradores cujas potências podem atingir 6 MW, com torres de 120 m de altura, aproximadamente. Os aumentos nas alturas das torres e na potência das turbinas provocam também o acréscimo das cargas estáticas e dinâmicas, tornando-se cada vez mais importante resolver os desafios relacionados com a dinâmica estrutural, as frequências com que a torre responde às cargas e a interação entre o solo e a estrutura. [46] A necessidade de construir torres mais altas, com intuito de aumentar a exposição da turbina ao vento, ou seja aumentar a potência gerada, levou ao aparecimento de torres em betão, torres mistas (aço e betão) e até protótipos de torres em madeira. Nesta dissertação serão analisadas as seguintes torres:

- Torre reticulada;
- Torre metálica tubular;
- Torre mista de aço e betão;
- Torre em betão;
- Torre em madeira.

3.3.1 - Torre reticulada

Atualmente, as torres na sua larga maioria são tubulares, fabricadas em aço, mas em alguns casos ainda são utilizadas torres reticuladas. Esta torre é constituída por perfis em aço, soldados ou então perfis em aço com seção em L. Como esta torre apenas requer cerca de metade do material, em relação a uma torre tubular com uma rigidez semelhante, chega-se imediatamente à conclusão que o seu custo vai ser menor em relação à torre tubular. A própria constituição da torre reticulada faz com esta ofereça uma menor resistência ao vento, diminuindo o valor das cargas dinâmicas do vento em relação à torre tubular. Todavia, a instalação deste tipo de torre reduziu-se substancialmente nos atuais parques eólicos, por razões estéticas e por necessitarem de manutenção com elevada periodicidade, dando lugar a torres metálicas tubulares. [48]

3.3.1.1 - Vantagens da torre reticulada

As características deste tipo de torre permitem que o aerogerador atinja grandes alturas, tendo vantagens a seu favor [49]:

- Baixo peso;
- A estrutura é utilizada desde o início do setor eólico, logo existe muita informação e conhecimento no seu fabrico e uso;
- Permite a utilização de perfis de aço galvanizado *standard*;

¹³ Caixa que abriga todos os componentes do aerogerador

- Facilmente se acede aos vários componentes da torre;
- A desmontagem e remoção da torre utilizam menos provisões.

3.3.1.2 - Desvantagens da torre reticulada

As desvantagens inerentes a esta estrutura são [49]:

- Existe um grande número de parafusos expostos ao ar livre, necessitando assim de inspeções periódicas;
- Por vezes existem problemas associados às propriedades dinâmicas e rigidez à torção;
- A conceção desta torre faz com que esta seja mais propícia à formação de camadas de gelo na sua estrutura, sendo o seu impacto nas propriedades dinâmicas da torre, grave no caso de uma situação extrema. Esta situação poderá tornar-se um problema para o acesso do pessoal da manutenção à torre e também existe o risco de queda.

3.3.2 - Torre metálica tubular

É o tipo de torre mais utilizado atualmente. São constituídas por seções tubulares de aço com comprimentos na ordem dos 20 a 30 metros, possuindo flanges em ambas as direções de cada seção. Como a torre é constituída por aço, é necessário aplicar proteção contra a corrosão e usualmente recorre-se a tintas anticorrosivas. Estas seções são transportadas até ao local de instalação, onde serão aparafusadas. A torre possui uma forma cónica, fazendo com que tenha uma maior resistência à deformação, sendo que o diâmetro aumenta desde o topo até à sua base, ou seja será mais resistente junto à base, onde as cargas que atuam sobre a torre serão mais elevadas. [48] [49] O comprimento máximo das seções da torre é ditado por determinados requisitos, com o intuito de possibilitar o seu transporte em segurança até ao local de instalação. Existem também requisitos para o diâmetro exterior da torre, de modo a que as seções possam ser transportadas em túneis ou passar por debaixo de pontes (4 a 4,3 metros). [48]

A torre também é dimensionada em função da tensão e capacidade de deformação nos casos de carga extrema. O aumento do diâmetro combinado com a diminuição da espessura da chapa aumenta a resistência às tensões, poupa-se no aço mas diminui-se a capacidade de resistência à deformação. Por fim é preciso proteger a estrutura resistente contra a fadiga. Segundo o Eurocódigo 3, as conexões soldadas (transversais e longitudinais) e as secções onde a dimensão do tubo se modifica (flanges), vão influenciar negativamente a resistência da torre. Deste modo, as soldaduras e a geometria da torre são os fatores que irão determinar a resistência à fadiga e não a qualidade do aço. Os cuidados a ter na conceção desta torre passam por verificar a instabilidade das chapas, fadiga das soldaduras e dos parafusos. [49]

3.3.2.1 - Vantagens da torre metálica

Vantagens [50]:

- Este tipo de torre já é utilizada há algum tempo, sendo uma solução bastante conhecida e como é desenhada e fabricada pelo fabricante do respetivo aerogerador, faz com que seja uma opção viável e de confiança, permitindo que seja fabricada em série;
- Os custos destas torres já são conhecidos e são bastante competitivos até alturas de 80 a 90 metros.

3.3.2.2 - Desvantagens da torre metálica

Desvantagens [50]:

- O preço do aço não é constante;
- Distância da fábrica até ao local de instalação;
- Requer operações de inspeção e manutenção periódicas, devido ao grande número de soldaduras e secções aparafusadas, proteção do aço contra a corrosão em ambientes agressivos e requer por vezes o uso de técnicas de inspeção dispendiosas como por exemplo, utilização de ultrassons.

As seguintes desvantagens têm grande influência para alturas na ordem dos 90 a 100 metros, todavia existem correntemente torres metálicas com 105 e 110 metros de altura.

A partir dos 100 metros de altura [50]:

- Limitação dos diâmetros das torres devido ao transporte (diâmetro máximo ≤ 4 a 4,3 metros);
- O custo da torre aumenta para espessuras iguais ou superiores a 50 milímetros;
- Rigidez da torre insuficiente para alturas significativas ou terrenos de fraca resistência.

3.3.2.3 – Conceção da torre - Cargas atuantes

Considera-se a aplicação das cargas exteriores na flange superior da torre, à altura H , ou seja ao nível da turbina, conforme a figura 53 [48]:

- F_{yT} – Pressão exercida pelo vento
- M_{xT} – Momento fletor provocado pelo vento
- F_{zT} – Força gravítica
- M_{zT} – Momento torsor

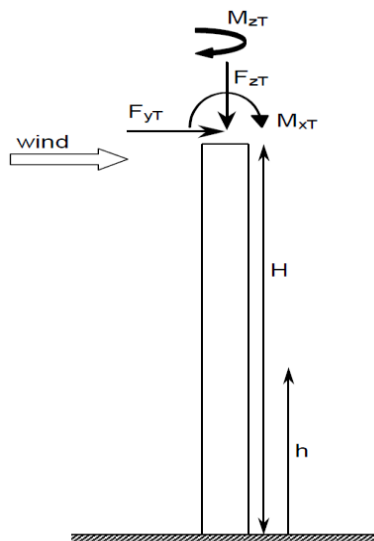


Figura 53 – Torre tubular sujeita a cargas ao nível da turbina. Fonte: [48]

3.3.2.4 - Conceção da torre - Situação de carga extrema e cargas de fadiga

Para identificar as cargas que irão ditar a conceção da torre, é necessário determinar a combinação de cargas que irá produzir a tensão mais alta. É preciso ter em

consideração que a combinação de cargas, que influencia a conceção da torre, muito provavelmente irá variar em diferentes seções da torre. Alternativamente as cargas devem ser combinadas através do máximo de cada componente da carga, em que a carga mais dominante tem o seu valor máximo, ou então de forma mais conservadora, estas podem ser combinadas através dos valores máximos das várias componentes da carga, independentemente em que carregamento surge. As cargas cíclicas responsáveis pela fadiga, são as que provocam danos que se acumulam nos materiais estruturais e eventualmente irão provocar falhas estruturais. Todavia serão necessários vários ciclos de carregamento para ocorrerem falhas estruturais devido à fadiga. [48] Para torres até 50 metros de altura podemos utilizar métodos de análise estática, embora seja aconselhável adotar métodos dinâmicos de análise estrutural. Além dos 50 metros é necessário recorrer a métodos de análise dinâmica, para analisar os problemas relacionados com a fadiga. [46]

3.3.2.5 - Conceção da torre - Vibrações induzidas por vórtices

As vibrações induzidas por vórtices podem ocorrer durante a montagem da turbina, por exemplo numa situação onde a *nacelle* e a turbina ainda não se encontram montadas na torre. A elevação da torre deverá ser evitada para certas velocidades do vento. No entanto esta situação pode ser alterada, usando um sistema similar ao das torres espiadas, ou seja equilibra-se a torre por intermédio de cabos presos ao solo ou coloca-se temporariamente um peso no topo da torre. O tipo de vibrações induzidas por vórtices normalmente não se fazem sentir após a instalação da torre e do aerogerador. Uma vez montada a *nacelle*, o seu próprio peso irá mitigar a velocidade crítica do vento e as vibrações induzidas por vórtices irão reduzir-se. Também as pás do aerogerador irão reduzir a velocidade do vento e criar turbulência no vento que já passou por detrás das pás do aerogerador, impedindo assim a geração de vórtices. Outro dos fatores que contribuem para redução deste fenómeno é o amortecimento aerodinâmico causado pelas pás e pela *nacelle*. [48]

3.3.2.6 - Conceção da torre - Soldaduras

Geralmente as soldaduras são tratadas da mesma forma que o resto da estrutura. Na figura 54 podemos ver exemplos tipo de soldaduras na torre tubular. De notar que a soldadura na figura 54 c., é executada numa forma cónica simétrica para evitar a concentração de tensões naquela secção. [48]

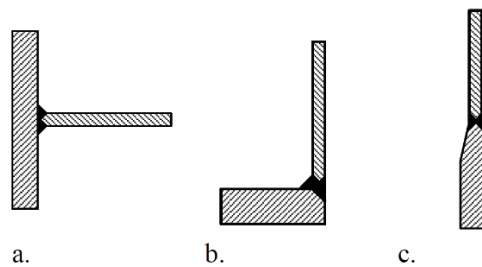


Figura 54 - Detalhes de soldadura típicos da torre tubular. a. Soldadura na moldura da porta, b. Soldadura numa flange, c. Soldadura entre dois elementos de casca com espessuras diferentes. Fonte: [48]

As soldaduras podem fissurar devido à fadiga causada pela concentração de tensões. Estes danos irão diminuir a capacidade de resistência à deformação da torre e eventualmente a parede de aço nessa secção da torre pode entrar em colapso. A espessura da parede tubular, devido a exigências e pressões económicas tornou-se cada vez mais fina ao longo do tempo. Embora as torres sejam estáveis sob a atuação de cargas estáticas, quando surge um defeito estrutural (fissuração) na parede da

torre (onde se encontram as maiores tensões), a torre pode não resistir à deformação, devido à instabilidade que se instalou nessa secção. As tensões de fadiga reduzem o tempo de vida útil da torre, devido à propagação de fissuras nas imperfeições microscópicas que existem nas soldaduras. Estas fissuras são difíceis de observar a olho nu, por isso devem ser analisadas através de raio-X. Por fim, podem existir soldaduras internas que por vezes são executadas sem a aprovação do fabricante da torre e que levam a acumulação de tensões nessas zonas, levando a uma fissuração prematura devido à fadiga. [48]

3.3.2.7 - Conceção da torre - Concentrações de tensões perto de escotilhas e portas

A resistência à deformação da torre irá ditar a concepção da torre e a espessura da parede da mesma. As portas e as escotilhas induzem tensões concentradas perto destas aberturas. É importante ter em consideração as tensões concentradas na porta da torre, devido à maneira como a flange da porta é executada. A flange quer seja direita ou curva, deve seguir a curvatura da parede da torre tanto na parte superior como na parte inferior da porta. Também vai depender de como a flange está alinhada com a parede da torre ou se é colocada na parte exterior ou interior da parede da torre. Também é preciso ter em consideração, até onde a moldura da porta substitui a casca da torre, para assim ser possível contabilizar, a área do corte transversal da porta, momento de inércia e o centro de gravidade. Finalmente poderá ser relevante determinar a estabilidade local da secção da porta. [48]

3.3.2.8 - Conceção da torre - Conexões das flanges

Tanto a conexão entre as secções das torres e a conexão que liga a torre à fundação, normalmente são ligadas por flanges em formato L ou T. Como as flanges possuem uma espessura considerável, devemos considerar o risco destas poderem ficar frágeis e quebradiças. [48]

3.3.2.9 - Conceção da torre - Conexão das secções por juntas de fricção

Outra alternativa às secções aparafusadas e soldadas, passa por recorrer a juntas de fricção em detrimento das secções soldadas e aparafusadas, sendo também ao mesmo tempo, uma forma de reduzir o problema das soldaduras e a diminuição da resistência da torre por fadiga. A principal vantagem deste tipo de ligação é que pode ser aplicada sem quaisquer restrições em relação ao diâmetro da torre, mas por outro lado, tanto a montagem das ligações no local, como as inspeções necessárias para verificar o estado das ligações, pode ser uma solução mais dispendiosa devido ao elevado número de parafusos necessários. Por fim, os furos a executar requerem um posicionamento com um elevado nível de exatidão, havendo assim uma necessidade de recorrer a equipamento adequado para o efeito. [49] Na figura 55, a imagem a) mostra uma secção aparafusada da torre e a imagem b) mostra uma torre montada por juntas de fricção, longitudinalmente e lateralmente, produzida pela empresa Northstar.



Figura 55 – a) Ligação aparafusada numa torre de com aerogerador de 2,5 MW em Celle, Alemanha. b) Torre produzida pela empresa Northstar com juntas unidas por fricção. Fonte: [53]

3.3.3 - Torre mista de aço e betão

Este conceito surgiu para tentar ultrapassar as limitações existentes nas torres tubulares de aço. Esta torre é formada por uma parte inferior da torre em betão e a parte superior da torre em aço, sendo a empresa ENERCON a que mais utiliza este tipo de torre. Como vimos no caso das torres metálicas tubulares, existem restrições em relação ao seu diâmetro para efeitos de transporte até ao local de instalação, mas neste caso a parte superior da torre pode ser concebida sem grande risco de entrar em conflito com as restrições de diâmetro, mencionadas anteriormente. Outra vantagem passa por ser mais fácil conceber a secção de betão e ajustar as frequências de vibração da torre. [49]

3.3.3.1 – Vantagens em relação à torre metálica tubular

As vantagens que este tipo de torre oferece em relação às torres metálicas tubulares, para atingir alturas superiores são [50]:

- Possui rigidez suficiente para garantir as limitações de frequência de vibração para diferentes condições geotécnicas e alturas. Consegue suprimir vibrações transitórias que são frequentes nas torres metálicas, em situações de arranque, paragem e orientação do aerogerador;
- O transporte das peças cónicas é facilitado pois estas secções estão divididas em “telhas”, eliminando assim muitas das restrições de transporte que as torres metálicas possuem;
- A inspeção e manutenção, desta torre é menos exigente, do que a necessária para a torre metálica;
- O estado limite último de fadiga da torre pode ser controlado, com o aumento da resistência característica do betão.

3.3.4 - Torre de betão

A crescente necessidade de aumentar a altura da torre dos aerogeradores, associada às dificuldades e maior custo do uso do aço nas torres, levou à adoção do betão como uma alternativa para poder atingir alturas superiores a 100 metros, e não utilizá-lo apenas na construção das fundações das torres. Como foi descrito no caso das torres metálicas, existe uma restrição dos diâmetros das torres para permitir o seu transporte rodoviário, que no caso do betão é possível contornar, e ao mesmo tempo pode usufruir-se de outras vantagens associadas ao uso deste material, como já referimos anteriormente nas torres mistas constituídas por aço e betão. [51] Na maioria das torres, o betão é pré-esforçado, para conseguir a resistência estrutural necessária, e permitir que as peças sejam mais esbeltas que as de betão armado, tornando-as mais

leves e otimizando ao mesmo tempo o uso de betão e do aço. Assim, é possível conceber uma torre de betão com uma grande resistência à fadiga. [49] [52]

Como foi referido anteriormente, a torre pode ser constituída por elementos pré-fabricados de betão ou construída “*in situ*” [49], conforme se refere em seguida:

- Cofragem deslizante (construção “*in situ*”): trata-se de um processo contínuo, que decorre 24 horas por dia até estar concluída a torre. O reforço do betão é montado e é pré-esforçado após a cura do betão estar concluída. O betão utilizado pode ser produzido numa fábrica exterior (betão pronto) ou então numa fábrica móvel situada próximo do local de instalação. Esta solução requer um adequado controlo de qualidade do betão, mão-de-obra especializada, e atenção à ocorrência de precipitação e às condições de temperatura, pois a sua execução não é possível com temperaturas exteriores muito baixas [49];
- Pré-fabricação: Através deste método é possível conseguir uma maior qualidade nas peças de betão e ao mesmo tempo reduzir custos associados à produção das torres no local. Os elementos de maior dimensão podem ser divididos, contornando as restrições impostas aos diâmetros e permite utilizar um meio de transporte das peças menos dispendioso, sem ter que recorrer a veículos especializados. As peças após montadas serão aparafusadas ou pós-esforçadas. [49] [52]

O método corrente de produção de torres cónicas faz com que seja necessária uma grande quantidade de cofragem ou alternativamente a torre pode ser constituída por elementos com esquinas idênticas, ou com outros elementos planos, que variam de espessura entre eles. Esta solução permite reduzir o número de cofragens e elementos, reduzindo também o custo em situações onde se constrói um menor número de torres (ver figura 56). [49]

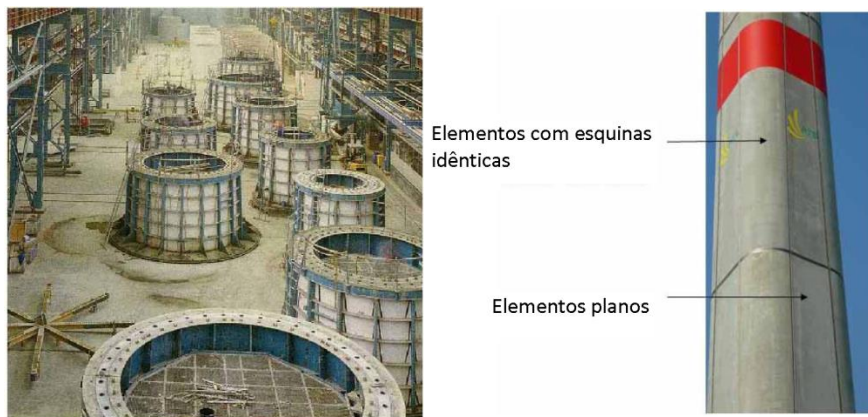


Figura 56 – a) Cofragem da empresa Enercon, para a construção de torres cónicas. b) Torre da empresa, Advanced Tower Systems, constituída por elementos pré-fabricados. Fonte: [49]

3.3.4.1 - Vantagens da torre de betão

Segundo [51], as possíveis vantagens associadas ao uso do betão na construção das torres são as seguintes:

- Baixa manutenção: quando a estrutura é bem dimensionada e executada, o betão consegue manter as suas propriedades sob condições de exposição extremas;

- Económico: o betão consegue aliar um baixo custo a um bom tempo de vida útil, devido ao custo dos materiais que o constituem. Soluções com um tempo de vida útil na ordem dos 40 a 60 anos são viáveis com o betão, havendo assim a possibilidade de economizar na construção de novas torres e fundações, numa perspetiva de troca da turbina, por outra mais potente. Estas torres podem igualmente ter diâmetros de maior dimensão sem grandes aumentos no seu custo de fabrico e conseqüente atingir maiores alturas gerando assim mais energia;
- Permite uma maior flexibilidade na conceção da estrutura, do próprio betão e na construção: A estrutura pode ser pré-fabricada em partes menores, podendo-se evitar a maioria das restrições impostas ao diâmetro no caso das torres metálicas ou então pode ser concebida “*in situ*” eliminando assim vários custos associados ao transporte de peças. Portanto o betão pode adaptar-se a vários fatores, como o local de instalação, mão-de-obra disponível, otimização da constituição, mistura de betão (resistência, rigidez, densidade), entre outros aspetos;
- Excelente performance em termos dinâmicos: possui boas capacidades de amortecimento, especialmente quando é pré-esforçado adquire uma elevada resistência à fadiga. Ao possuir boas capacidades de amortecimento contra as vibrações e ruído, este material pode ganhar a aceitação pública em áreas ambientalmente sensíveis;
- Baixo impacto ambiental: o betão reforçado é reciclável e as emissões de CO₂ e energia consumida pode ser mais baixa em relação a outros materiais. Adicionalmente uma torre de betão possui a habilidade de consumir CO₂ presente na atmosfera durante e após o seu tempo de vida útil.

3.3.4.2 - Desvantagens da torre de betão

Algumas das desvantagens comparativamente às torres metálicas são [52]:

- Em relação às torres metálicas, a torre de betão necessita de possuir uma espessura maior, aumentando assim o seu peso e conseqüentemente irá necessitar de fundações maiores e mais dispendiosas;
- Em zonas de atividade sísmica, uma estrutura mais pesada gera maiores forças sísmicas. Esta situação pode ser resolvida na sua conceção mas irá aumentar o custo da estrutura.

3.3.5 - Torre de Madeira

Outra alternativa na constituição do material das torres eólicas, sugerida pela empresa *Henkel*, é a madeira ao invés do tradicional aço (figura 57). É constituída por painéis de madeira laminados, unidos por cola e componentes de superfície. A torre é montada no local num corpo oco fechado, com uma seção transversal hexagonal, octogonal, ou dodecagonal. A base mede 7,0 x 7,0 m e o topo, 2,90 x 2,90 m. Uma membrana de impermeabilização é colocada sobre a madeira para protegê-la. [53]

A empresa afirma que as torres constituídas por madeira apresentam várias vantagens [53]:

- Podem atingir os 200 metros de altura;
- Possuem uma maior resistência contra a corrosão quando comparadas com as torres tradicionais de aço;
- São mais fáceis de transportar;
- Os custos da madeira são mais baixos do que os custos do aço;

- Há redução de emissões de CO₂
- Apresentam um tempo de vida útil de cerca de 20 anos.



Figura 57 – Montagem de uma torre de madeira pela empresa Timber Tower na Alemanha. Fonte: [49]

3.3.6 – Métodos de elevação das torres

3.3.6.1 – Gruas

A maioria das operações de montagem de um aerogerador é executada por intermédio de gruas móveis, podendo ser uma grua que se desloque sobre lagartas ou então uma grua incorporada num camião. É corrente a utilização de gruas de grande dimensão, assentes em um camião especialmente concebido para tal, de modo a distribuir as cargas sobre o solo, reduzindo a tensão exercida sobre ele. A grua que se desloca sobre lagartas é a mais utilizada, mas tem o inconveniente de necessitar acessos relativamente largos para poder deslocar-se entre os locais de instalação das turbinas. Uma alternativa que permite contornar a situação de alargar as estradas e consequentemente aumentar o seu custo, passa por desmontar a grua sucessivamente após a instalação de cada aerogerador, todavia esta solução também possui um custo associado, sendo necessário verificar qual a solução mais económica. [49]

3.3.6.1.1 – Vantagens

As vantagens associadas ao uso de gruas são [49]:

- O tempo de instalação é de curta duração para cada aerogerador;
- Não envolve mão-de-obra excessiva no seu manuseamento.

3.3.6.1.2 – Desvantagens

As desvantagens no uso das gruas são [49]:

- As dimensões da área necessária para as plataformas onde se executam as operações de elevação;
- Necessidade de vias rodoviárias suficientemente largas, para a sua circulação;
- Operações de montagem da grua entre locais de instalação dos aerogeradores.
- Restrições devido ao vento (máxima velocidade de 5 a 8 m/s durante a elevação);
- Custo para a contratação e mobilização da grua, especialmente nas gruas maiores com maior capacidade de elevação.

3.3.6.2 - Torres de elevação

Este tipo de equipamento é tradicionalmente utilizado na instalação de equipamento pesado. No setor eólico esta solução começou por ser utilizada na Suécia, nos projetos *Maglarp* e *Näsudden II*. Em *Hundhammerfjell* na Noruega, ergueram-se 14 aerogeradores através desta solução, devido às elevadas cargas, ao terreno irregular e às condições impostas pelo vento forte. Esta solução permite elevações até ventos com uma velocidade na ordem dos 15 a 18 m/s. Ainda é uma solução dispendiosa, em comparação com as gruas, por isso atualmente ainda se poderão desenvolver alternativas mais económicas. [49]

3.4 – Eólica Offshore

3.4.1 - Componentes da estrutura de suporte

As cargas elevadas e as condições únicas a que este tipo estruturas está sujeito influenciam o projeto e o custo do seu processo construtivo, com especial destaque para as suas fundações. Inicialmente para determinar o local indicado para a instalação da estrutura, para o seu bom funcionamento e produção de energia por parte do aerogerador é necessário avaliar os ventos, a profundidade das águas e a ondulação existente. Também será necessário ter em consideração outros fatores como correntes, marés, formação de gelo e as propriedades geotécnicas do solo marinho. [54]

As componentes principais que constituem uma turbina *offshore* são [55]:

- Turbina;
- Torre;
- Peça de transição;
- Estrutura de Suporte;
- Peça de transição (caso exista);
- Fundação.

Atualmente na investigação e pesquisa da energia eólica *offshore*, considera-se que a fundação é a componente que está em contato com o solo ou que mantém a estrutura de suporte na parte inferior do fundo oceânico. Todavia em muitos locais, a estrutura de suporte também é considerada como uma parte constituinte da fundação. A definição da estrutura de suporte, atualmente inclui também a peça de transição, situando-se entre a torre que alberga o aerogerador e a respetiva fundação, de acordo com o esquema da figura 58. [55]



Figura 58 - Estrutura de suporte da torre. Fonte: [55]

O conceito de estrutura de suporte no âmbito das estruturas *offshore*, basicamente divide-se em 2 grupos, flutuante ou aterrado. As estruturas aterradas transmitem as cargas e as forças para o fundo oceânico. No caso das estruturas flutuantes, estas transmitem as cargas e forças para a água e não para o solo, sendo que a conexão ao solo, é apenas responsável por assegurar que a estrutura permaneça no local designado. Os dois grupos possuem diferenças entre si, com vantagens e desvantagens [55]. Comparando os dois conceitos, no caso das estruturas com fundação no solo [56]:

- Vantagem - Construção mais económica;
- Vantagem - Grande potencial em águas com profundidades até 50 m;
- Desvantagem - Custo elevado no transporte e respetiva montagem;
- Desvantagem - A maioria das instalações deste tipo de estrutura, até 2011, foi apenas efetuada em profundidades inferiores a 25m.

Comparando as estruturas flutuantes em relação às estruturas com a fundação no solo [56]:

- Vantagem - Adequada a águas com grandes profundidades, na teoria não existe limite;
- Vantagem - Este tipo de estrutura permite que seja totalmente construída num estaleiro e quando terminada é transportada de uma só vez para o local designado, possibilitando um maior controlo de qualidade, e em geral o processo construtivo é executado mais rapidamente, pois no mar as condições muitas vezes não permitem executar os trabalhos em segurança;
- Desvantagem - O custo da construção é muito elevada;
- Desvantagem - Em muitos países, as águas não são muito profundas, não sendo necessário recorrer a este tipo de estrutura.

A tabela 13 define os tipos de estruturas e fundações *offshore* [56]:

Tabela 13 – Subestruturas dos aerogeradores *offshore*. Fonte: [56]

Estrutura com fundação no solo		Estrutura Flutuante
Tipos de Estruturas de Suporte	Tipos de Fundação	
<p><i>Monopile</i> Gravítica <i>Tripile</i> <i>Jacket</i> Trípode</p>	<p>Estacas Gravítica Balde</p>	<p><i>Spar floater</i> <i>Tension leg platform</i> <i>Barge Floater</i></p>

A construção dos dois tipos de estrutura, pode ser resumida em três partes, sendo a primeira o transporte, em que normalmente as peças são transportadas por embarcações, podendo em alguns dos métodos de construção, já se encontrarem montadas previamente ou em separado para serem montadas no local de instalação. Esta parte da construção irá variar consoante o tipo de aerogerador e a estrutura de suporte a ser utilizada. Na segunda parte, as embarcações são utilizadas como plataforma de construção das torres no local, mas existem outras alternativas que proporcionam uma maior estabilidade durante a construção da torre. Finalmente, a terceira parte passa pela instalação dos cabos elétricos. Estes deverão ser enterrados

no solo, para não serem afetados por embarcações ou vida animal existente no local. [54]

3.4.1.1 - Estudos geotécnicos necessários para estruturas com fundações no solo

É fundamental conhecer de antemão, o tipo de solo que constitui o fundo oceânico, de modo a planejar adequadamente os trabalhos de execução da fundação e saber qual o custo associado para a realização desses mesmos trabalhos. Segundo [57], o fundo oceânico está associado a vários fatores que condicionam ou põem em risco a estrutura (lamas e areias finas são os solos mais suscetíveis ao deslizamento), como as correntes marítimas e a liquefação do solo devido à ação das tensões de corte, que está associada às correntes. Normalmente considera-se que as cargas dinâmicas são praticamente iguais às cargas estáticas exceto quando existem elementos a funcionar à tração e à compressão, ou quando as cargas dinâmicas são aproximadamente superiores a metade da resistência da fundação. Os solos marinhos podem possuir os seguintes movimentos, agrupados na tabela 14 [57]:

Tabela 14 - Tipos de movimentos do solo, características dos constituintes do solo e causas.
Fonte: [57]

Tipo de Movimento	Caraterísticas dos constituintes do solo	Causas
Fluidificação do sedimento com transporte lateral de partículas.	Areia e cascalho grossos; Areias finas e soltas; Siltes não plásticos; Argilas e sedimento não consolidados com baixa resistência ao corte.	Ondas em conjunto com grandes tempestades; Sismos; Ação da gravidade e marés.
Fluidificação e translação de sedimento de baixo declive.	Areias, finas a médias uniformes e soltas; Siltes não plásticos; Elevado teor de gás nos poros do sedimento; Baixa resistência ao corte.	Ondas em conjunto com grandes tempestades; Sismos; Correntes devido à turvação ¹⁴ .
Colapso do solo marinho "in situ", sem transporte.	Solos granulares, uniformes e soltos; Siltes grosso não plásticos e não consolidados; Gás intersticial; Baixa resistência ao corte.	Sismos; Explosões; Produção de gás metano.
Deslizamento rotacional de blocos de sedimentos de baixo declive.	Solos finos de consistência macia, normalmente consolidados; Areias e cascalhos com finos; Detritos.	Aumento rápido do peso no topo do talude, típico em depósitos deltaicos.
Migração de solos	Solos finos e granulares; Materiais de origem oceânica.	Correntes originadas por marés; Tempestades; Turvação; Correntes litorais.
Movimentação da falha inversa do talude	Depósitos finos de consistência macia, não consolidados; Elevado teor de gás nos poros do sedimento; Baixa resistência ao corte.	Sobrecarga do talude devido a materiais descarregados rapidamente sobre o mesmo.

¹⁴ "... propriedade física dos fluidos que se traduz na redução da sua transparência devido à presença de materiais em suspensão que interferem com a passagem da luz através do fluido." [79]

Também é preciso ter em conta alguns fatores geotécnicos de risco associados aos solos marinhos [57], conforme se explicita:

- Associados ao projeto, à construção, à instalação e à operação – planeamento inadequado, critérios de projeto inadequados, falta de identificação das limitações dos modelos, falta de experiência ou de conhecimentos, incertezas no projeto (heterogeneidade das amostras do solo, interpretação da resistência do solo, determinação da profundidade aparente, interação solo-estrutura e com fundação, etc.), eficácia da pré-carga, eficácia da penetração, eficácia da sobrecarga, falta de formação das pessoas, programa de identificação e mitigação dos riscos inadequado, entre outros;
- Fenómenos naturais (tectonismo, vulcanismo, tempestades, etc.) – liquefação, fluxo repentino de sedimentos finos, colapso da estrutura do solo, desabamento do talude, fluxo e falhas de rotação devido à sobrecarga causada por sedimentos, ativação de falhas, deformação do fundo oceânico devido a fenómenos de vulcanismo ou sismos, geração potencial de correntes de turvação, geração de correntes fora do normal (exemplo “*El Niño*”), estratos pressurizados e depósitos coloidais;
- Meio ambiente (vento, ondulação, correntes marítimas, etc.) – Correntes de turvação, migração de dunas, erosão marinha, depósitos após a erosão marinha, mudanças de pressão e temperatura devido ao aumento da profundidade do solo marinho, solos difíceis (areias pressurizadas, depósitos floculados, etc.), efeitos cíclicos-dinâmicos provocados pelo meio ambiente, geomorfologia, vales, montanhas, desfiladeiros, poços, fossas, entre outros.

Segundo [57], para efetuar uma prospeção geológica a um solo marinho, é necessário ter presente as seguintes considerações em relação ao local:

- São locais expostos com fortes correntes, que requerem o uso de equipamentos especiais;
- As profundidades de investigação serão elevadas;
- O custo da investigação normalmente é dividido em duas fases e geralmente antes de usar métodos diretos de reconhecimento, são utilizados métodos geofísicos (refração sísmica), pois os custos são elevados;
- Dificuldades em manter a posição do ponto exato dos ensaios realizados;
- Dificuldades em obter amostras de qualidade devido ao sistema de perfuração, mudanças bruscas da pressão hidrostática entre o ponto de entrada e a superfície da amostra, etc.;
- Dificuldade em recorrer a um laboratório, porque nem é sempre possível ter uma embarcação de apoio equipado com um laboratório de solos;
- Os trabalhos de reconhecimento direto normalmente baseiam-se nos mesmos princípios usados para as zonas no litoral, ou seja requerem a utilização de sondas e a recolha de amostras, neste caso com recurso a equipamentos instalados no fundo oceânico e operados à superfície em embarcações adequadas para o efeito.

Os parâmetros fundamentais a ser determinados são os seguintes [57]:

- Tensão máxima admissível de rutura;
- Módulo de elasticidade estático (Módulo de *Young*);

- Coeficiente de *Poisson*;
- Ângulo de atrito interno;
- Coesão;
- Densidade aparente.

Para poder utilizar as amostras recolhidas nos ensaios, deverão ser efetuados os seguintes testes [57]:

- Determinação da densidade;
- Ensaios à compressão simples para determinar a resistência à compressão do solo e o respetivo módulo de *Young*;
- Ensaios de corte direto, onde um dos parâmetros mais importantes a determinar é o ângulo de atrito interno do solo.

3.4.2 – Fundação *Monopile*

Atualmente é a solução mais usada, devido ao facto de ser a mais simples de construir e de instalar. [56] A solução *monopile*, por definição é uma fundação e uma estrutura de suporte, com uma forma cilíndrica. O tubo de aço insere-se no fundo oceânico, sendo o comprimento enterrado frequentemente igual à ao comprimento acima do solo. O seu peso atinge aproximadamente 5 000 kN (500 toneladas-força), tornando-se assim numa das estruturas de suporte mais leves no setor *offshore*. Este tipo solução é ideal em águas com profundidades até 25m [35]. Em *Walney*, no Reino Unido, estas estruturas desse parque eólico pesam até 8 100 kN (810 toneladas-força) e atingem os 69 metros de profundidade. [58] O diâmetro situa-se entre os 3,5 m e os 6 m e esta grande dimensão do diâmetro torna-se o responsável pela presença de cargas hidrodinâmicas elevadas, resultantes do movimento da água do mar que empurra e puxa a estrutura. [59]

Acima da estrutura *monopile*, insere-se uma peça de transição, também em formato de tubo, que liga a estrutura de suporte à torre do aerogerador. Esta peça possui um diâmetro ligeiramente superior em relação ao tubo, com o intuito de fixar, e uma flange na secção superior, fixando-se à torre do aerogerador, por intermédio de porcas e parafusos. O peso desta peça pode variar entre 145 a 252 toneladas e o seu comprimento pode atingir aproximadamente os 25m. [58]

3.4.2.1 – Processo construtivo

A peça de transição é fundamental na constituição da estrutura *monopile*, devido ao facto de esta ser cravada no solo por intermédio de um martelo hidráulico. Com o uso do martelo hidráulico, não é possível a existência de uma flange na parte superior da estrutura, no lugar da peça de transição, pois a flange ficaria danificada no processo de cravação. Mas a razão mais importante, para não existir a flange superior, é devida ao facto da cravação não garantir o seu nivelamento dentro das margens normais, neste caso de 0,5 graus de inclinação, pois é muito difícil manter a posição exata durante o processo de cravação. Portanto, a função da peça de transição, é garantir o nivelamento entre a torre e a estrutura *monopile* e também ao mesmo tempo permitir a colocação de uma zona de desembarque para embarcações, escadas e uma plataforma de trabalho. [58]

Todavia esta peça também representa o seu principal ponto fraco, porque a união entre a peça de transição, e a estrutura *monopile* é garantida pela colocação de cimento ou argamassa. Este cimento ou argamassa terá que estar em boas condições, de modo a que a transferência de cargas nesta secção, seja efetuada

corretamente. Como a atuação das cargas dinâmicas do vento e das ondas do mar provocam a oscilação e vibração da torre, ao longo do tempo surge fissuração e conseqüentemente destruição da argamassa, sendo muitas vezes necessário proceder à colocação de nova argamassa nesta secção. [58] Contudo, nos últimos anos, tem sido efetuada pesquisa com o intuito de encontrar soluções que resolvam o problema relacionado com a deterioração da argamassa. Seguem-se três possíveis soluções:

- Ligação cônica ao invés da tubular - Esta solução foi desenvolvida pela DNV¹⁵, tendo terminado o seu desenvolvimento em Janeiro de 2011 (diferenças ilustradas nas figuras 59 e 60). [58] Este conceito consiste no uso de uma peça cônica, que minimiza o risco da argamassa se deteriorar. No parque eólico *Walney 2*, situado no Reino Unido, decidiram adotar esta solução, devido à possibilidade de incrementar a resistência ao carregamento axial, com recurso a uma peça cônica [60];

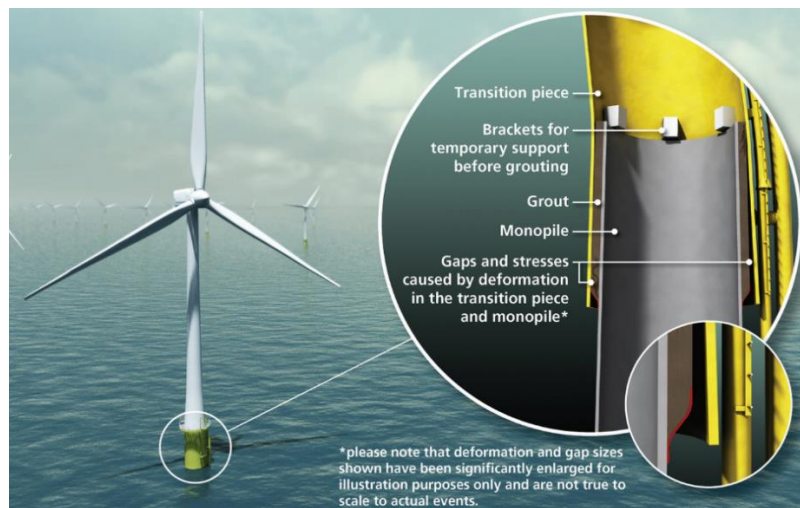


Figura 59 - Conexão com argamassa. Fonte: [61]

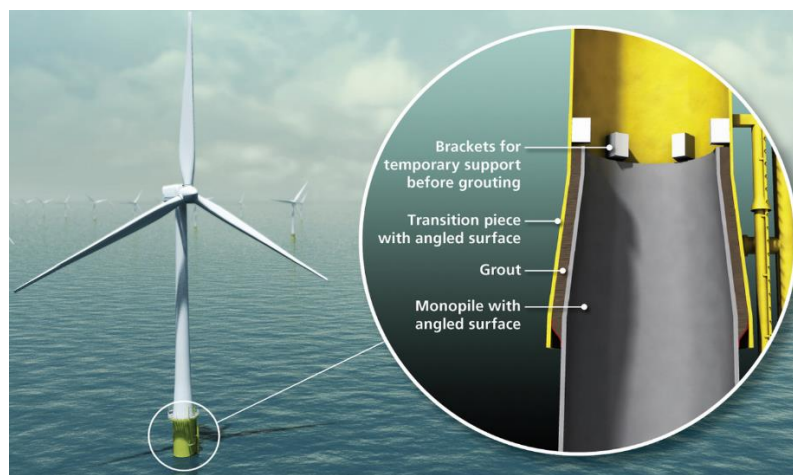


Figura 60 - Conexão cônica. Fonte: [61]

¹⁵ Det Norske Veritas - Fundação norueguesa autónoma e independente, que fornece serviços na área da gestão de riscos.

- Executar um furo em vez de cravar a estrutura – como foi referido anteriormente, a peça de transição é necessária devido ao facto de se recorrer ao processo de cravação. Para tal seria necessário executar o furo previamente, mas esta solução não é muito usada porque o seu custo é elevado. Porém recorre-se a esta solução, no caso de não ser possível cravar a estrutura, devido à rigidez do solo; [58]
- Por fim, existe o conceito da estrutura *monopile* em betão, que não necessita da peça de transição. Esta estrutura ainda se encontra em fase de estudo. Possui um núcleo em betão pré-esforçado e por um lado é uma peça de produção menos dispendiosa, mas também se torna dispendiosa de instalar, porque é necessário perfurar o solo para instalar a peça. Mas é preciso considerar que esta solução permite que a peça de transição seja eliminada, o que a pode tornar economicamente mais viável. [58]

3.4.2.2 - Vantagens e desvantagens

Em suma, as vantagens que este tipo de estrutura apresenta são [58]:

- Esta estrutura é constituída por um tubo longo, traduzindo-se numa construção simples e num formato mais fácil de transportar até ao local de instalação;
- Pelo facto de esta solução ser corrente, existe muita documentação relativamente à sua construção.

E as desvantagens inerentes a este tipo de estrutura são [58]:

- A argamassa deteriora-se ao longo do tempo;
- Necessita de proteção contra a erosão;
- As cargas hidrodinâmicas que atuam na estrutura são elevadas.

3.4.3 – Fundação Gravítica

O primeiro parque eólico *offshore* no mundo em *Lolland*, Dinamarca, em 1991, foi construído recorrendo a este tipo de solução. Esta solução é a segunda mais utilizada, por ser simples de construir mas ao contrário da *monopile* requer uma grande massa. Esta característica torna a estrutura muito estável e sem qualquer levantamento entre o fundo oceânico e a estrutura de suporte. Todavia, a grande massa que a caracteriza não se adequa às águas mais profundas, pois com o aumento da profundidade, a massa da fundação gravítica também aumenta, criando obstáculos ao seu transporte e instalação. [56]

Existem diversas formas para este tipo de solução, sendo normalmente constituídas por betão armado, mas existe uma estrutura deste tipo constituída apenas por aço. Este tipo de estrutura depende do seu peso próprio e do peso do balastro, sendo necessário executar obras de dragagem e colocar brita e betão antes de instalar a estrutura. Todavia nesta solução não é necessário recorrer a métodos de perfuração ou cravação para se manter fixa no solo. [62]

Normalmente a base da estrutura de suporte possui formas retangulares em detrimento de formas arredondadas, pois a cofragem e betonagem de uma forma retangular é menos complexa de se executar. Segue-se um exemplo de um novo protótipo deste tipo de estrutura, da empresa alemã, *Strabag*. Esta estrutura foi desenhada para ser produzida em massa, incluindo instalações portuárias para a montagem do aerogerador e uma embarcação própria para o transporte da estrutura até ao local de instalação. A estrutura possui as seguintes características gerais [62]:

- Peso da estrutura de betão ronda os 65 000 kN (~ 6500 toneladas-força);

- Peso do balastro ronda os 30 000 kN (~3000 toneladas-força);
- Adequado para águas entre os 20 a 60 metros;
- Altura total da fundação situa-se entre os 45 a 80 metros.

Como se pode verificar na figura 61, a fundação é constituída por uma base em forma de cruz, ao invés de uma base circular. As secções retangulares, o eixo e as placas na zona inferior responsáveis pela transmissão de cargas, são todas fabricadas em betão armado. [62]

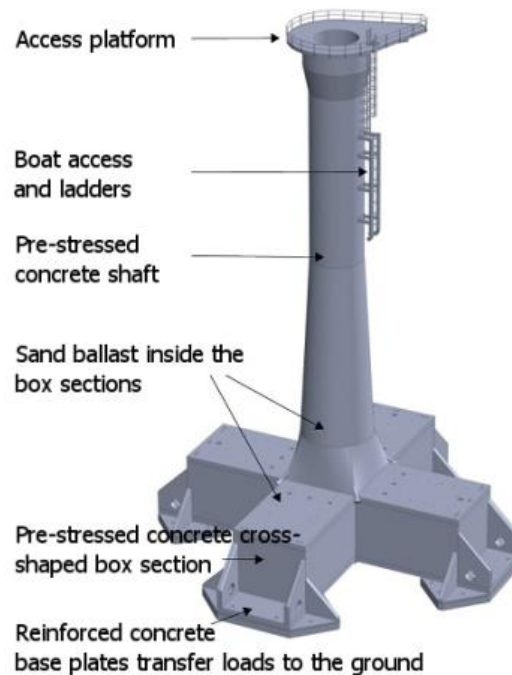


Figura 61 – Solução apresentada pela empresa Strabag. Fonte: [69]

3.4.3.1 - Processo construtivo

Inicialmente é necessário preparar o fundo oceânico, onde vai ser instalada a fundação. Começa-se por efetuar obras de dragagem e em seguida a colocação de brita e betão, de modo a proporcionar uma base nivelada para a estrutura. Após a colocação da fundação torna-se necessário aplicar uma proteção em redor da estrutura de modo a evitar a erosão do solo. [62]

No que se refere ao transporte da estrutura de apoio, é normalmente efetuado em embarcações preparadas para tal; todavia é de referir que algumas das estruturas são flutuantes, significando que podem ser rebocadas até ao local de instalação. Esta situação permite a fabricação em doca seca ou seja quando os trabalhos de construção estão concluídos, a doca é enchida com água e assim permite o reboque da estrutura, possibilitando a redução de custos, sem ter de recorrer às embarcações preparadas para trabalhos pesados. Feita a instalação, é necessário colocar o balastro, podendo ser bombeado para o interior da base da estrutura gravítica ou colocado na base da estrutura, podendo representar até dois terços do peso final total. [62]

3.4.3.2 - Vantagens e desvantagens

De uma forma sucinta, as vantagens que este tipo de estrutura apresenta são [62]:

- Ao contrário da solução *monopile*, esta não necessita de uma peça de transição;
- Solução durável, pois o betão armado pode durar até 100 anos, sem grande necessidade de manutenção;
- Pode ser transportada para o local de instalação, numa plataforma flutuante.

E as desvantagens inerentes a este tipo de estrutura são [62]:

- Estrutura pesada;
- Comparativamente a outros tipos de estrutura, os custos de instalação são elevados em profundidades superiores a 10 metros.

3.4.4 - Tripile

Esta solução foi desenhada pela empresa alemã *Bard* (figura 62) e à primeira vista, percebe-se que esta solução apresenta vários melhoramentos em relação à *monopile*. Esta estrutura é constituída por três estacas cilíndricas em aço, com aproximadamente 3 m de diâmetro e uma peça de transição. No total, esta estrutura de suporte é composta por 11 000 kN a 16 900 kN de aço e a torre pesa cerca de 4 500 kN. Consoante a profundidade de água e as condições do solo, cada pilar poderá atingir os 90m de altura e os 4 000 kN de peso. De referir que esta estrutura pode estar enterrada no solo entre 30 m a 45 m, variando também de acordo com as propriedades e condições do solo. Outra parte importante nesta estrutura é a peça de transição, que é constituída por placas de aço soldadas, pesando assim cerca de 4 900 kN. Na parte inferior da peça de transição, existem três “pernas” que se ligam às três estacas e na sua parte superior existe uma flange onde se efetua a ligação à torre do aerogerador. As escadas e a plataforma de trabalho estão inseridas na peça de transição. [63]

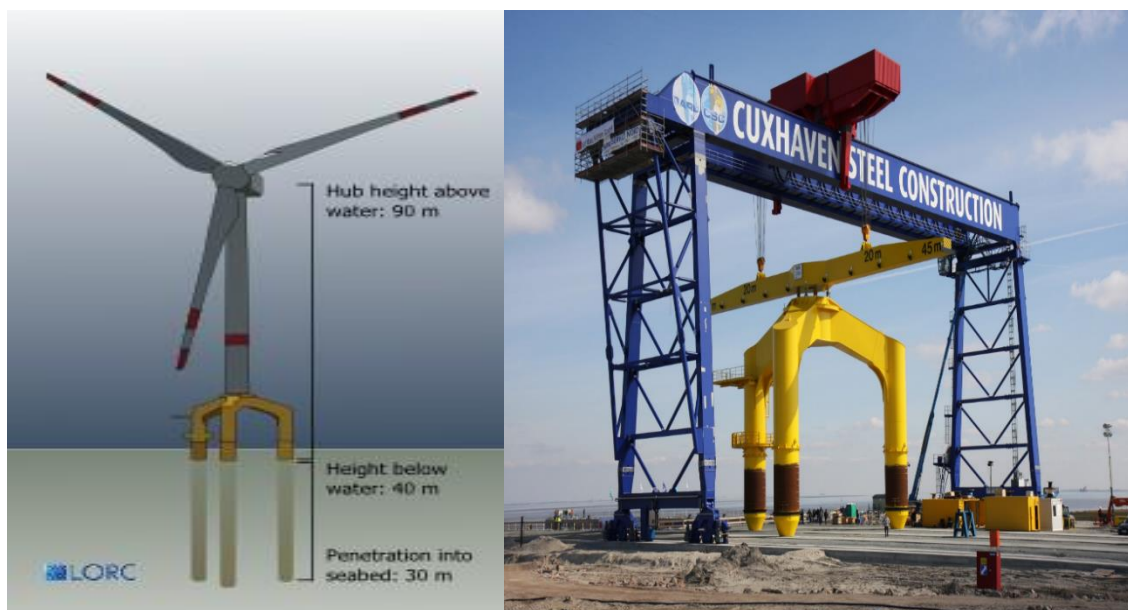


Figura 62 – a) Diferentes comprimentos da solução tripile. b) Montagem da peça de transição. Fonte: [63]

3.4.4.1 - Processo construtivo

A instalação é feita com recurso ao GPS e a um modelo do fundo oceânico, efetuando-se a cravação dos pilares um a um. Os pilares ficam com a parte superior

acima da água, permitindo que a próxima fase de construção, que envolve a peça de transição seja igualmente executada acima da água, ao contrário da solução *monopile* onde maior parte da peça de transição está submersa. Esta peça é transportada por barco, elevada e em seguida cada “perna” da peça é fixada no respetivo pilar. No processo de colocação da peça de transição é necessário que seja executado um nivelamento correto desta, por isso foi desenvolvido pela empresa Enerpac, um sistema com o nome *Synchronous Lifting System*, constituído por três cilindros hidráulicos por pilar ou nove cilindros hidráulicos por estrutura de suporte, que ajustam o espaçamento vertical entre o pilar e a “perna” na peça de transição. De acordo com a *Enerpac* este sistema permite um nivelamento rápido e preciso da peça de transição. Executado o nivelamento da peça de transição, o anel entre o pilar e a “perna” é preenchido por argamassa, com a presença dos cilindros durante alguns dias até a argamassa ganhar presa. Portanto não existe qualquer tipo de soldadura ou ligação aparafusada entre a peça de transição e os pilares, ficando a argamassa encarregue da transmissão das cargas à fundação. [63]

Por fim a torre, o aerogerador e as palas são montadas acima da peça de transição.

3.4.4.2 - Vantagens e desvantagens

Resumidamente, as vantagens que este tipo de estrutura apresenta são [63]:

- Conceito simples;
- Possui uma maior rigidez comparativamente à solução *monopilar*;
- Processo de nivelamento automatizado.

As desvantagens associadas são [63]:

- Peso elevado da construção;
- Utilizam-se grandes quantidades de aço;
- Requer muita mão-de-obra no fabrico da peça de transição.

3.4.5 - Fundação *Suction Bucket Monotower*

Este conceito consiste numa fundação com uma forma de um cilindro constituído por placas soldadas de aço, em que a sua espessura varia de 40 mm a 75 mm (ver figura 63). Este cilindro está aberto na face inferior que permanece em contato com a água e fechado na sua face superior. O diâmetro deste cilindro pode atingir os 16 m e a sua superfície lateral é designada de *skirt*. Elementos de grandes dimensões (*bracings*) ligam o topo do cilindro à *monotower*. Acima da água, no topo da *monotower*, existe uma flange e o seu diâmetro nessa secção terá de corresponder ao da torre do aerogerador, sendo esta ligação aparafusada e complementada com porcas. Foi demonstrado através de cálculos e testes que esta solução possui o mesmo comportamento que uma estrutura gravítica, pelo facto do solo que fica retido no interior da superfície lateral do cilindro (*skirt*) se comportar como um bloco de massa. [64]



Figura 63 – Protótipo do parque eólico Horns Ver 2 no mar do Norte, Dinamarca. Fonte: [64]

3.4.5.1 - Processo construtivo

Esta estrutura fixa-se por meio de sucção, sendo fixada com a ajuda de um aspirador, o que permite reduzir o seu tempo de instalação. Esta solução tem vantagens como por exemplo o processo de aspiração poder ser executado por quase todo o tipo de embarcações e a estrutura de suporte não ser fixada por processos de cravação, não correndo assim o risco de ser danificada. A superfície lateral do cilindro (*skirt*) é inserida com a ajuda de bocais que retiram solo à medida que é aterrada no fundo oceânico. O bocal ajuda na tarefa de sucção do solo e permite também ao mesmo tempo, controlar o direcionamento da estrutura de suporte à medida que vai sendo inserida no solo. A estrutura é inserida a uma velocidade de 2 metros por hora e possui uma tolerância na inclinação da estrutura até aos $0,1^\circ$ na vertical, devido à presença dos bocais. Esta estrutura pode ser facilmente removida, através da aplicação de pressão, elevando assim toda a estrutura de suporte do solo. Este tipo de instalação, não permite que seja utilizada em solos rochosos, apenas em solos medianamente consistentes. Caso a estrutura encontre uma massa rochosa na sua instalação, é possível alterar a instalação, do modo de aspiração para o modo de pressão, permitindo retirar a estrutura e colocá-la novamente noutra localização. Existem dois protótipos instalados, estando um instalado em *Frederikshavn*, na Dinamarca desde 2002 e outro no mar do Norte. [64]

3.4.5.2 - Vantagens e desvantagens

As vantagens que este tipo de estrutura apresenta são [64]:

- Custo baixo;
- Pode ser instalada em águas até 55 metros de profundidade;
- Não possui uma peça de transição em separado;
- Não necessita de proteção contra a erosão.

As desvantagens associadas são [64]:

- Só pode ser construída em solos medianamente consistentes, ou seja não será possível recorrer a esta solução em solo rochoso;
- Requer muito trabalho de soldadura;
- O processo de instalação ainda não está totalmente testado;
- O barco de transporte ainda tem que ser projetado.

3.4.6 – Fundação *Jacket*

Esta solução agora presente no setor eólico *offshore*, surgiu a partir das estruturas *offshore* usadas na indústria petrolífera. Adequa-se a profundidades entre os 25 m e os 120 m, chegando a ter um peso total de 8 280 kN. Todos os elementos que compõem a torre possuem uma forma tubular e estes são ligados por nodos soldados, geralmente designados por juntas tubulares, caracterizados pela forma de letras [65]:

- Em forma de K nas pernas da estrutura;
- Em forma de X onde se dá o cruzamento dos elementos de travamento;
- Em forma de Y na parte superior e inferior da estrutura.

As juntas são soldadas, sendo muitas delas executadas manualmente, levando conseqüentemente a muitas horas de mão-de-obra. Estas secções da estrutura constituem pontos fracos, pois são suscetíveis de cederem à fadiga, devido às cargas dinâmicas que atuam na mesma. Uma das alternativas para solucionar este problema passa pela utilização de nodos moldados, pois estes apresentam menos juntas de soldagem e conseqüentemente reduzem o problema da fadiga. Em relação à dimensão dos diâmetros, nas pernas da estrutura, o diâmetro pode ser superior a 1 m e no caso dos elementos de contraventamento, normalmente o seu diâmetro é inferior a 1 m, o que coloca desafios na moldagem dos nodos pré fabricados em ambos os casos, tornando-se mais difícil de executar os nodos pré fabricados em detrimento da soldagem. [65]

Esta solução também necessita de uma peça de transição, para colocar a torre do aerogerador. A peça de transição inclui uma plataforma de trabalho e ao contrário, por exemplo da solução *monopile*, a peça não necessita de nivelar a estrutura, pois o nivelamento é efetuado no solo. A peça normalmente possui uma parte superior ampla, com 9m de altura e um peso de 1 600 kN. Esta estrutura é constituída por outros elementos, chamados de aço secundário. Chegam a pesar no total aproximadamente 1 500 kN e são elementos tais como: a plataforma de trabalho, escadas, sistemas de acesso (por ex. atracagem de embarcações), tubos J, cabos e sistemas de proteção contra a corrosão. A fundação normalmente é constituída por estacas, mas também existe a possibilidade de aplicar bases gravíticas ou âncoras de sucção, para fixar a estrutura ao solo. [65]

3.4.6.1 - Processo construtivo

A cravação das estacas na estrutura *jacket* pode ser executada de duas formas [65]:

- O processo de montagem mais utilizado passa pela colocação da estrutura no fundo oceânico e em seguida procede-se à execução das estacas, conforme ilustrado na figura 64 (*post-piling*). As estacas podem ser cravadas por intermédio de um martelo hidráulico ou por meios de vibração. Usualmente a conexão entre as *sleeves* e as estacas é preenchida por uma argamassa adequada para o efeito. Esta argamassa permite que a transferência de cargas entre a estrutura e as estacas seja bem-sucedida. Esta conexão pode ser igualmente assegurada de outra forma, denominada *swaging*. Trata-se de um processo, de forja a frio, em que diâmetro do tubo interior (estaca) se expande

com recurso a uma tinta, até se fixar com segurança, à manga. Normalmente este processo é o mais usado na colocação de estruturas em alto mar da indústria petrolífera, porque apenas necessitam de uma estrutura, ao contrário de um parque eólico *offshore*, onde são construídas várias;

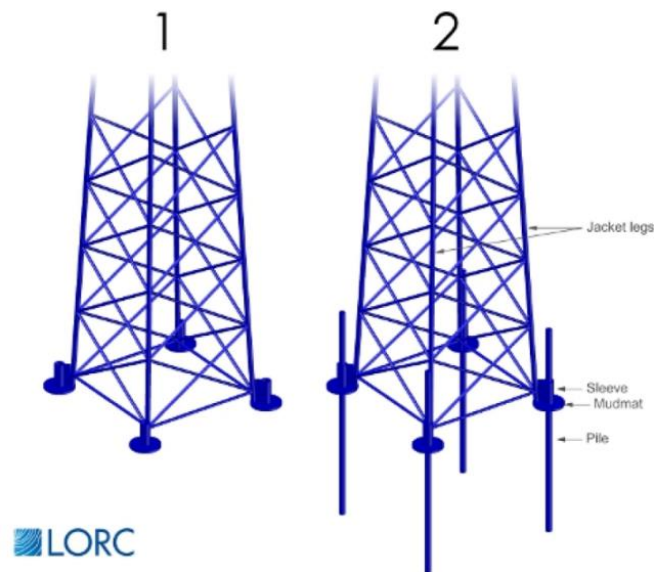


Figura 64 - *Post-piling*: processo onde as estacas são executadas juntamente com a estrutura. Fonte: [65]

- Neste método começa-se primeiro por executar as estacas e só depois fixamos a estrutura às estacas (*pre-piling*). As estacas devem-se encontrar interligadas por intermédio de um *template*, antes de procedermos ao processo de cravação das estacas (por martelo hidráulico ou vibração) conforme ilustrado na figura 65. Usualmente a ligação entre a estrutura e as estacas é preenchida por argamassa especial ou por *swaging* como foi descrito anteriormente na outra solução. Este método é considerado mais rápido e eficiente que o anterior devido ao facto de permitir o uso de embarcações pequenas para o processo de execução das estacas e as embarcações de maior dimensão para a colocação da estrutura *jacket*. As embarcações de maior dimensão são as que representam maior custo no orçamento e neste processo levam pouco tempo a colocar a estrutura nas estacas, enquanto no processo anterior estas embarcações precisam de permanecer mais tempo com a estrutura a bordo, representando assim um custo final maior. Comparando a figura 65 com a figura 64, este processo não requer as *sleeves* e os *mud-mats* do processo anterior, onde os *mud-mats* são responsáveis pela transmissão de cargas ao solo e também atuam com um sistema de suporte à fundação enquanto as estacas estão a ser executadas. Também é preciso ter em conta o custo do *template* usado nesta solução e compará-lo ao custo das *sleeves*, mas segundo [62] após um determinado número de instalações, o uso do *template* acaba por ter custos menores.

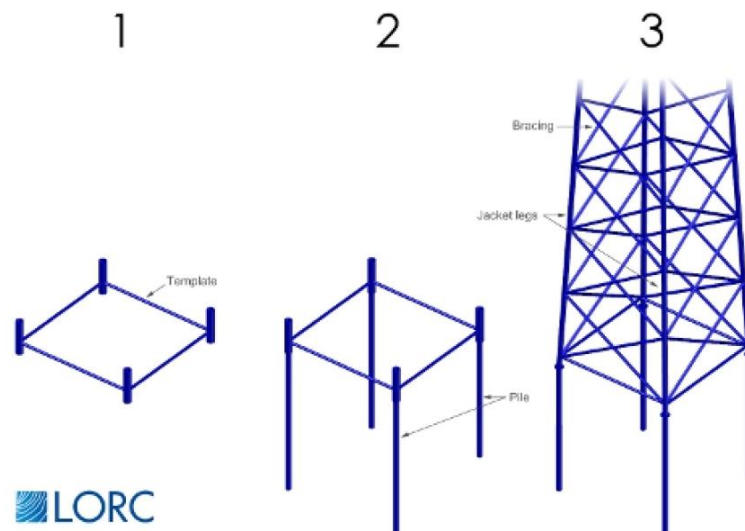


Figura 65 - Pre-piling: processo onde as estacas são executadas primeiro que a estrutura. Fonte: [65]

O segundo processo *pre-piling* é o mais utilizado na construção de tipo de estruturas eólicas *offshore*, portanto a estrutura terá que estar devidamente nivelada, havendo uma margem padrão de 0,5 graus. Recorre-se a um ROV¹⁶ para medir a altura das estacas, instaladas juntamente com o *template*. Esta medida necessita de ser tida em conta no fabrico da estrutura, para que as “pernas” e os espigões da estrutura possuam as medidas suficientes, permitindo assim o correto nivelamento da estrutura, apesar os desvios provenientes da execução das estacas. A estrutura *jacket* é colocada juntamente com a peça de transição, nas estacas, sendo esta união executada antes de ser transportada para o mar. Como referido anteriormente, é necessário uma embarcação de grandes dimensões com uma grua adequada para efetuar este transporte. Em seguida a conexão entre as estacas e a estrutura são preenchidas com uma argamassa adequada ou então recorre-se ao processo *swaging*. Por fim a torre do aerogerador e o respetivo aerogerador são instalados. [65]

No parque eólico offshore *Beatrice*, a peça de transição, a torre do aerogerador e a turbina com as pás foram montadas em terra e depois transportadas para o local num único conjunto, mas este método não foi utilizado noutras situações. [65]

3.4.6.2 - Vantagens e desvantagens

Resumidamente, as vantagens que este tipo de estrutura apresenta são [65]:

- Muito boa resistência ao derrubamento;
- Construção leve e executada de uma forma eficiente.

As desvantagens associadas são [72]:

- Requer muito trabalho e horas de soldagem;
- O seu transporte até ao local de instalação é difícil.

3.4.7 - Fundação Trípole

Este tipo de estrutura, como no caso da estrutura *jacket*, também surgiu a partir das estruturas *offshore* da indústria petrolífera. Esta estrutura é composta por uma coluna central, contraventamentos diagonais e três *sleeves* com o respetivo *mudmat* (ver figura 66). Em cada manga é colocado um pilar, que é cravado no solo e conectado à

¹⁶ Remotely Operated Underwater Vehicles (Veículos subaquáticos operados por via remota)

manga por intermédio de betão ou argamassa. Outra alternativa passa pelo uso de baldes de sucção em vez de estacas e *mudmats*, mas esta alternativa ainda não foi utilizada. Estas três estacas proporcionam uma boa rigidez e estabilidade contra o derrubamento, o que a torna ideal para águas com 20 m a 50 m de profundidade. Todavia em relação à solução *jacket*, esta é menos resistente à ação das ondas, pois o maior diâmetro dos tubos representa uma maior área de atuação e a coluna central da estrutura é propícia à fadiga e é uma forma complexa de conceber. [66]

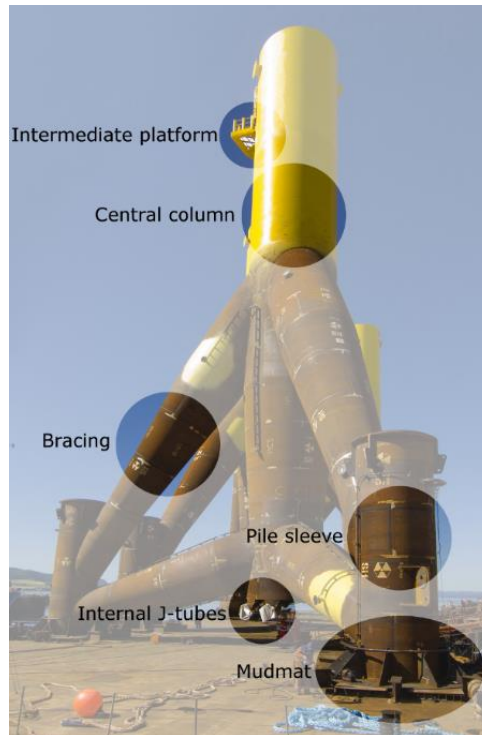


Figura 66 - Principais componentes da estrutura trípode. Fonte: [66]

3.4.7.1 - Processo construtivo

A instalação desta estrutura é executada de uma forma idêntica à *Jacket*, sendo colocada numa embarcação, transportada, e colocada no oceano por intermédio de veículos ROV ou mergulhadores. As estacas são transportadas em separado até ao local de instalação e outra embarcação que transporta um martelo hidráulico crava as estacas no solo, através das *sleeves* da estrutura trípode. Após a cravação das estacas, a conexão entre as estacas e as *sleeves* é preenchida com betão ou argamassa. [66]

3.4.7.2 - Vantagens e desvantagens

Resumidamente, as vantagens que este tipo de estrutura apresenta são [66]:

- Boa resistência ao derrubamento;
- Boa rigidez.

As desvantagens associadas são [66]:

- Coluna central complexa, que também é propícia à fadiga;
- O vento e as ondas têm um grande impacto na estrutura.

3.4.8 – Estrutura Flutuante

A principal característica deste tipo de solução reside no facto de não se suportar no solo mas sim na superfície da água. O contato com o fundo oceânico dá-se por intermédio de cabos para evitar que a estrutura ande à deriva. Este tipo de estruturas tem tendência para oscilar, devido à ação da água e do vento, o que é uma grande desvantagem, pois necessitam de uma base estável e a tolerância para a inclinação da estrutura só permite ângulos com a vertical até aos 0,5 graus. [67]

Atualmente este tipo de estruturas encontra-se em fase de estudo e de testes. Existe apenas um pequeno número de protótipos instalados [67]:

- *Hywind* na Noruega, com um aerogerador da empresa *Siemens*;
- *Windfloat* em Portugal, com um aerogerador da empresa *Vestas* (Anexos A-1 e A-2);
- *Blue H* situada perto de Itália;
- *Sway* na Noruega.

Existem três tipos de estruturas flutuantes que são: *spar floater*, *tension leg platform* e *barge floater*, entre outras, baseadas nas referidas anteriormente. [67]

3.4.8.1 - Spar floater

A estrutura *spar floater* consiste num grande tubo de forma cilíndrica. A estrutura flutua no mar devido às grandes quantidades de ar que existem no topo da estrutura e mantém-se numa posição vertical, por ação das grandes quantidades de balastro que se encontram no fundo. A *Hywind* utiliza este sistema, em que o tubo desta estrutura possui 8,3 m de diâmetro (6 m à superfície da água) e atinge os 100 m de comprimento abaixo da superfície da água. O peso em aço nesta estrutura atinge os 15 000 kN e em conjunto com o balastro e o aerogerador pesa no total 53 000 kN. Quanto maior for a quantidade de balastro, mais reduzidos serão os movimentos que podem provocar a destabilização da estrutura. A estrutura também se encontra fixada ao fundo oceânico através de cabos, para evitar que fique à deriva. A grande vantagem desta estrutura encontra-se na pequena dimensão da secção superior que se encontra à superfície, tornando-a assim menos sensível à ação das ondas. [67]

A estrutura de suporte é transportada para o local de instalação, na posição horizontal. Em seguida é colocada na posição vertical, com uma determinada parte virada para cima, até atingir a profundidade máxima possível (100 m), mas esta operação não é executada no local final de instalação. Concluída a colocação da estrutura de suporte, procede-se à montagem da torre e aerogerador com as respetivas pás. Por fim, com a estrutura de suporte e o aerogerador concluídos, estes serão transportados até à sua localização final e a estrutura será fixada ao fundo oceânico por intermédio de cabos. [67]

3.4.8.2 - Estrutura híbrida baseada na *spar floater*

A estrutura *Sway* mencionada anteriormente é uma estrutura deste tipo. A estrutura do cilindro foi reforçada por intermédio da adição de tensão nos cabos tornando-a mais rígida. Esta solução permite poupar no aço e no peso da estrutura. Outra característica em que difere das outras estruturas é ser colocada na direção em que o vento sopra e não na direção oposta ao vento, permitindo desta forma ligar os cabos ao topo, pois está a favor do vento. Esta solução apenas possui uma âncora para segurar a estrutura de suporte, que combinada com o princípio do vento atingir primeiro a torre e só depois as pás, não torna necessária a instalação de uma “cauda” para estabilizar ou direcionar a turbina. [67]

Não existem quaisquer informações, em relação ao seu método construtivo. A empresa pretende construir novo modelo à escala total, na Noruega. [67]

3.4.8.3 - Estrutura constituída por três spar floaters

O projeto *Windfloat*, instalado na costa portuguesa, mencionado nos capítulos anteriores utiliza o sistema *spar floater* com algumas alterações. Ao invés de possuir um cilindro, esta estrutura possui três cilindros que estão parcialmente submersos, estando desta forma expostos às cargas hidrodinâmicas das ondas. Para atenuar esta situação, possui um sistema constituído por um balastro dinâmico, possibilitando a sua movimentação para dentro e para fora dos cilindros, tornando a estrutura estável desta forma. Não existe informação disponível acerca desta tecnologia, como por exemplo a energia gasta pelas bombas que permitem a movimentação do balastro. [67]

3.4.8.4 - Tension leg platform (TLP)

Esta solução funciona como uma plataforma subaquática flutuante, em detrimento do uso uma grande quantidade de balastro, para manter a estrutura estável. Devido à sua capacidade flutuante, o peso total da plataforma é excedido e assim os cabos verticais ficam sujeitos a um pré-esforço, que mantêm a plataforma no local. As pernas da plataforma podem ser fixadas por intermédio de um *template*, (por exemplo no formato de um grande anel de betão), por estacas ou âncoras de sucção. À superfície da água fica uma pequena secção transversal, minimizando o impacto das ondas na estrutura. [67]

Não existem muitos detalhes em relação ao seu processo de montagem. Apenas existe um protótipo a uma escala de 3/4, pertencente à empresa *Blue H*. Este modelo no seu tamanho normal, estará apto para águas com uma profundidade superior a 60 m. [67]

3.4.8.5 - Barge floater

Este tipo de estrutura ainda não é utilizado na energia eólica *offshore*, sendo proveniente da indústria petrolífera. A grande superfície, que caracteriza esta estrutura, torna-a mais sensível às cargas hidrodinâmicas provenientes das ondas, ficando mais exposta, podendo oscilar e mover-se em várias direções. [67]

A instalação é a sua maior vantagem, pois pode transportada para qualquer doca em águas pouco profundas (profundidade inferior a 10 m). Esta característica permite que seja totalmente construída em terra, não sendo necessário rodar ou colocar a estrutura na posição correta, por intermédio de gruas ou de outros equipamentos. [67]

3.4.8.6 - Vantagens e desvantagens das estruturas flutuantes

Globalmente as vantagens neste tipo de estruturas são [67]:

- Adequa-se a águas com profundidades superiores a 100 m;
- O aerogerador é montado em terra ou próximo da costa.

As desvantagens associadas são [67]:

- São estruturas de grandes dimensões;
- São mais suscetíveis ao derrubamento e a oscilações.

4 – Componente da construção civil num parque eólico *onshore*

Em concordância com a publicação “Gestão de Projetos de Parques Eólicos” [68], o orçamento tipo da construção de um parque eólico *onshore* divide-se em três partes: Construção Civil, Aerogeradores e Instalações elétricas, sendo na presente dissertação apenas referida a parte relativa à construção civil. A construção de um parque eólico assemelha-se às obras tradicionais, exceto na construção das sapatas dos aerogeradores, devido às suas dimensões que são muito superiores ao normal e ao caráter multidisciplinar envolvendo diversas especialidades.

Na construção de um parque eólico *onshore*, os trabalhos a realizar no âmbito da construção civil são os seguintes [68]:

- Desmatagem e limpeza da zona de implantação das obras e do estaleiro;
- Estradas;
- Plataformas de montagem
- Fundações das torres dos aerogeradores;
- Valas e travessias dos cabos de média tensão;
- Edifício de comando e Subestação;
- Recuperação paisagística final.

4.1 - Estradas

É necessário proceder ao planeamento e construção de estradas para aceder e circular no interior do parque eólico. Em relação às estradas existentes, em determinados casos, é necessário redimensioná-las em alguns pontos-chave, devido à dimensão dos componentes a transportar. Os fatores a ter em consideração são os seguintes [69]:

- Barreiras existentes;
- Possíveis rotas de transporte;
- Tráfego nas estradas existentes;
- Condições da superfície das estradas;
- Largura das estradas e a margem de segurança que estas proporcionam.

Relativamente à construção das novas estradas de acesso ao parque eólico, estas deverão ter em conta as seguintes características [69]:

- O raio de curvatura usualmente deverá ser entre 20 a 35 metros e a pendente da estrada deverá atingir no máximo, 12% de inclinação;
- O peso da maquinaria a utilizar irá influenciar o tipo de pavimento das estradas. Normalmente recorre-se a um material específico e uma camada superficial de cascalho (25 a 30 centímetros) devidamente compactada;
- As estradas deverão possuir uma determinada inclinação transversal (cerca de 3%) para prevenir fenómenos de erosão associados à ação de águas superficiais;
- O sistema de drenagem das águas usualmente consiste na colocação de valetas lateralmente às vias, escavação e colocação de tubos de betão para a construção de passagens inferiores para permitir a saída ou a recolha das águas pluviais;
- As mudanças bruscas de altimetria deverão ser evitadas para prevenir situações de perda de tração por parte das máquinas de trabalho.

- Consoante o tipo de torre a instalar, a largura das estradas irá variar entre os 3,5 e os 10 metros durante a fase de construção, reduzindo-se para um eixo entre os 3,5 e os 5 metros, uma vez concluídas as obras;
- O espaço livre nas zonas laterais da estrada, deverá situar-se aproximadamente entre 4 a 6 metros, porque durante o transporte das peças, algumas podem ficar suspensas na parte de fora da plataforma do meio de transporte, requerendo assim espaço adicional na largura da estrada.

4.2 - Plataformas de montagem

As gruas de montagem da torre eólica necessitam de uma base estável de suporte, sendo então necessário proceder à construção de plataformas de montagem [69]:

- Esta base necessita apenas de uma boa compactação do solo (CBR 95 a 98), de modo a proporcionar uma sub-base resistente;
- As dimensões da plataforma irão variar consoante o tipo de grua, as dimensões e peso dos componentes do aerogerador. Deverá igualmente ser criado espaço suficiente para a colocação de outras gruas, necessárias para o processo de montagem, e também a criação de outro espaço, para a recolha das peças que constituem o aerogerador;
- A cota da base da plataforma deve situar-se ao mesmo nível que a cota da base da fundação da torre do aerogerador. Se a grua estiver mais acima, por um lado ajuda na montagem, mas por outro cria-se um desnível entre a estrada e a plataforma. Caso a grua esteja abaixo da cota de fundação, a grua poderá não possuir comprimento de lança suficiente.

4.3 - Fundações das torres dos aerogeradores

A fundação fundamentalmente depende do aerogerador a instalar e o terreno em que a fundação será construída, sendo o tipo de fundação mais comum a sapata isolada. Este ponto já foi detalhado anteriormente ao longo do ponto 3.1.

4.4 - Valas e travessias dos cabos de média tensão

A tarefa de execução de valas e travessias para a instalação das redes elétrica e de controlo é em linhas gerais a adotada para a execução de valas em meio urbano, isto é: abertura da vala, colocação de camada de areia, colocação dos cabos de MT (média tensão). A colocação destes cabos é, normalmente, da responsabilidade do empreiteiro da parte elétrica, logo uma boa coordenação dos trabalhos é necessária. Logo após o 1º tramo de cabos de média tensão estarem colocados, existe a necessidade de imediatamente os cobrir com nova camada de areia, para não serem feridos com pedras que caíam na vala. Os cabos são sinalizados com fita sinalizadora e, a uma cota superior, por placas de sinalização. São recobertos, depois, com materiais de qualquer natureza, e é sinalizado o caminho de cabos por mecos de sinalização redondos, brancos e executados normalmente em betão. Depois de todos estes trabalhos estarem concluídos, bem como os trabalhos de drenagem, tais como execução das valas e atravessamento de P.H.s (passagens hidráulicas) nos acessos, inicia-se a colocação da camada final de *tout-venant* nos acessos.” [68]

4.5 - Edifício de comando e Subestação

Os trabalhos de construção civil no edifício de Comando e subestação, normalmente, são executados em paralelo com os trabalhos nos acessos, fundações, plataformas e valas de cabos e podem demorar 4 a 6 meses. A construção civil de um edifício de comando é muito semelhante à de uma moradia, com exceção da rede de terras, as

caleiras de cabos e ao equipamento elétrico. As redes de terras que têm que garantir um 1 ohm de resistividade elétrica são executadas pelo empreiteiro de eletricidade logo após a escavação. As caleiras para cabos têm de ser executadas a seguir às fundações e respeitando as suas profundidades. A colocação do equipamento elétrico é realizada pelo empreiteiro de eletricidade só após os trabalhos de acabamentos estarem concluídos, por isso é necessário garantir que não há atrasos na conclusão do edifício, para garantir a entrada dos quadros elétricos atempadamente. Os trabalhos de construção civil da subestação incluem as caleiras de cabos, os maciços de fundação das estruturas elétricas e as bacias de retenção dos óleos que são executados de preferência ao mesmo tempo que o edifício de comando. Após as estruturas elétricas estarem instaladas, o pavimento é normalmente coberto com gravilha e colocam-se finalmente as vedações exteriores. No final executam-se os arranjos exteriores, tais como os passeios exteriores e os lugares de estacionamento limítrofes ao Edifício de Comando e à Subestação. [68]

4.6 – Estudo económico de um parque eólico *onshore*

Efetuiu-se um estudo económico em relação à componente de engenharia civil (tabela 15), de um parque eólico tipo, embora considerando apenas a instalação de um aerogerador. O custo da torre e do aerogerador não foram incluídos no estudo.

Tabela 15 - Estudo económico de um parque eólico

Item	DESIGNAÇÃO	Unidades	QUANT.	PREÇOS (€)		
				Unitário (€)	Parcial	TOTAL
1	Estradas					75.470,66 €
1.1	Beneficiação de acessos existentes	km	0,46	17.307,24 €	7.961,33 €	
1.2	Execução de novos acessos, incluindo escavação, aterro, pavimentação e sinalização	km	1,98	28.046,70 €	55.532,47 €	
1.3	Valetas não revestidas e encaminhamento para valas revestidas com pedra solta	m	6,00	12,21 €	73,26 €	
1.4	Valetas revestidas a betão	m	1.580,00	1,86 €	2.938,80 €	
1.5	Passagens hidráulicas Ø 0,60 m	ml	40,00	224,12 €	8.964,80 €	
2	Plataformas e drenagem perimetral das fundações					48.856,31 €
2.1	Plataformas para aerogeradores	Un	5,00	7.678,62 €	38.393,10 €	
2.2	Plataformas para torre meteorológica permanente	Un	1,00	4.182,56 €	4.182,56 €	
2.3	Drenagem perimetral das fundações dos aerogeradores e encaminhamento das águas por gravidade para o exterior das plataformas	Un	5,00	1.256,13 €	6.280,65 €	
3	Maciço para torre meteorológica permanente					17.240,69 €
3.1	Escavação	m ³	115,00	9,31 €	1.070,65 €	
3.2	Drenagem	m ³	56,40	21,65 €	1.221,06 €	
3.3	Cofragem	m ²	46,00	17,83 €	820,18 €	
3.4	Armaduras	kg	5.900,00	1,38 €	8.142,00 €	
3.5	Betão	m ³	72,00	83,15 €	5.986,80 €	
4	Maciço aerogerador					105.314,30 €
4.1	Escavação	m ³	800	9,31 €	7.448 €	
4.2	Drenagem	m ³	392	21,65 €	8.486,8 €	
4.3	Cofragem	m ²	190	14,27 €	2.711,3 €	
4.4	Armaduras	kg	33.090	1,38 €	45.664,2 €	
4.5	Betão (C35/45)	m ³	400	102,51 €	41.004 €	
5	Edifício de comando e subestação					
5.1	Edifício de comando					161.381,85 €
5.1.1	Escavações, fundações e estruturas de betão		1,00	124.612,24 €	124.612,24 €	
5.1.2	Alvenaria de blocos e/ou tijolo		1,00	5.168,96 €	5.168,96 €	
5.1.3	Acabamentos de trolha, pintor, ...		1,00	2.090,17 €	2.090,17 €	
5.1.4	Carpintarias e serralharias		1,00	7.114,66 €	7.114,66 €	
5.1.5	Diversos (restantes trabalhos)		1,00	22.395,82 €	22.395,82 €	
5.2	Subestação					128.441,29 €
5.2.1	Fundações e estruturas de betão armado de suporte dos equipamentos		1,00	10.965,52 €	10.965,52 €	
5.2.2	Vedação: murete, rede e portões		1,00	25.320,21 €	25.320,21 €	
5.2.3	Fossas do transformador e de recolha de óleos		1,00	13.358,72 €	13.358,72 €	
5.2.4	Caleiras de cabos		1,00	8.737,80 €	8.737,80 €	
5.2.5	Acabamentos		1,00	8.737,80 €	8.737,80 €	
5.2.6	Outros trabalhos		1,00	61.321,24 €	61.321,24 €	
6	Valas para cabos MT					38.858,95 €
6.1	Para 1 sistema trifásico	m	1.395,00	11,15 €	15.554,25 €	
6.2	Para 2 sistemas trifásicos	m	1.825,00	11,15 €	20.348,75 €	
6.4	Identificadores de localização das valas	Un	55,00	14,66 €	806,30 €	
6.5	Atravessamentos de acessos e de plataformas	Un	5,00	429,93 €	2.149,65 €	
7	Recuperação paisagística			9.898,37 €		9.898,37 €
8	Fornecimento de equipamentos pelas Obras					9.679,97 €
8.1	Placa identificativa do Parque	Un	1,00	2.564,94 €	2.564,94 €	
8.2	Estantes e mesa de carpinteiro (ferramentaria)		1,00	1.987,22 €	1.987,22 €	
8.3	Mobiliário para a sala de comando		1,00	1.975,00 €	1.975,00 €	
8.4	Quadro de parede tipo "PICTOGRAMA"	Un	1,00	301,69 €	301,69 €	
8.5	Grupo hidropneumático	Un	1,00	1.690,77 €	1.690,77 €	
8.6	Bloco de identificação do aerogerador	Un	5,00	232,07 €	1.160,35 €	
9	Manutenção das obras no período de garantia			9.771,20 €		9.771,20 €
10	TOTAL GLOBAL					604.913,29 €

5 - Oportunidades e Desafios

5.1 - O desafio do armazenamento de energia

Um dos desafios que a energia eólica enfrenta, é a intermitência na geração de energia.

Segundo o artigo “*Energy Storage Series: Why We Need It, And Why We Don't*”, para além da intermitência, as energias renováveis apresentam outros problemas como a oferta na geração de energia que não coincide com a procura no consumo de energia e a destabilização ao nível da alimentação. A rede elétrica atualmente é imprevisível em termos de fornecimento e consumo de energia, tornando-se assim muito difícil de gerir a procura e a oferta de energia, embora existam abordagens na tentativa de solucionar estes problemas [70]:

- Gerar energia em excesso para não haver interrupções no fornecimento de energia;
- Complementar a energia eólica com a energia hídrica, usando a energia elétrica gerada pela eólica para bombear a água das albufeiras, permitindo usar a água transportada novamente para a geração hidroelétrica; [71]
- Armazenamento da energia por ar comprimido;
- Ajustar a procura e oferta de energia através do armazenamento de energia em baterias.

O armazenamento de energia serve para conseguir estabilidade na rede elétrica, reduzir a carga para reduzir picos de congestionamento ou prestar serviços auxiliares. O grande inconveniente, é que ainda é economicamente mais viável gerar energia em excesso. No caso da complementaridade com a hídrica ou o armazenamento por ar comprimido, muitas vezes não é possível recorrer a estas alternativas. Por fim o armazenamento de energia em baterias, ainda acarreta custos elevados ou o retorno financeiro não é o suficiente para tornar o investimento viável. [70] O departamento de Energia dos EUA em conjunto com o laboratório *SLAC National Accelerator* desenvolveu um protótipo que procura reduzir os custos das baterias e aumentar o seu tempo de vida útil, através do uso de materiais comuns e pouco dispendiosos, pois as baterias atuais utilizam materiais raros e dispendiosos. [72] Ainda nos EUA, a empresa *Duke Energy*, refere possuir o maior sistema de armazenamento de energia eólica no Mundo por intermédio de baterias *PowerCell*, situadas na vizinhança de um parque eólico no estado do Texas. Os trabalhos de construção começaram em 2011, sendo o custo das instalações na ordem dos 33 milhões de euros, em que 16,5 milhões foram financiados por um fundo de investigação. Este projeto está sendo monitorizado e estudado, para averiguar o seu desempenho e possíveis aplicações no futuro. [73]

A energia eólica *offshore* obviamente debate-se também com este inconveniente, sendo as alternativas anteriores difíceis ou impossíveis de aplicar. Na tentativa de resolver o problema de armazenamento da energia eólica gerada num parque *offshore*, o MIT criou um novo conceito, que poderá solucionar este problema, e que consiste em utilizar grandes esferas de betão que se situariam no fundo do mar e que ainda serviriam de âncora para as turbinas, para armazenar energia. O princípio de funcionamento do sistema reside em combinar recurso eólico e hídrico, isto é a energia eólica gerada em excesso, seria utilizada para bombear água a partir de uma esfera de betão oca, com cerca de 30 metros de diâmetro, sendo que essa água seria reutilizada para acionar um gerador. Quando o vento perde intensidade e é necessário

gerar energia, uma válvula é aberta, deixando entrar água na esfera por intermédio de uma turbina que por sua vez aciona um gerador de eletricidade. Os investigadores afirmam que esta esfera posicionada a 400m de profundidade, pode armazenar até 6 MWh de energia, o que significa que 1000 esferas iguais poderiam fornecer tanta energia quanto uma central nuclear. Estas esferas, uma vez ligadas à rede podem armazenar energia eólica *onshore* e energia solar. [74].

5.2 - Atuação do setor da engenharia civil na construção de parques eólicos

Com base nos capítulos anteriores podemos constatar que a engenharia civil, nas suas diversas especialidades, está intrinsecamente ligada à conceção e construção dos parques eólicos, tanto *onshore* como *offshore*. Devido ao crescimento do setor eólico, surgem cada vez mais empresas de construção civil a atuarem no setor eólico, na construção de parques eólicos e também no fabrico de torres *onshore* e *offshore*. No segmento das torres, segundo a ABEEólica¹⁷, no Brasil, a energia eólica tem atraído o interesse das empresas de construção civil, na conceção das torres, devido ao desenvolvimento das torres de betão e das torres mistas de betão e aço, mencionadas anteriormente na secção 3.3.3 e 3.3.4. [75] Segundo o diretor executivo da ABEEólica outro fator aliciante para o interesse da construção civil no setor eólico diz respeito às fundações dos aerogeradores, que requerem um grande volume de betão. Um exemplo disso é a construção do Parque Eólico Cerro Chato, situado no estado do Rio Grande do Sul, no Brasil. Após 45 dias de se ter iniciado a construção do parque, as fundações construídas já tinham utilizado um total de 5 000 m³ de betão e 5 000 kN de aço, o que equivale à construção de 10 edifícios de 12 andares. [75]

As torres dos aerogeradores são um dos componentes que mais pesam no custo de um parque eólico. Portanto é importante reduzir o custo por kWh, havendo uma série de pontos fulcrais para se conseguir esta redução [76]:

- Melhorar a eficiência do aerogerador;
- Acesso a melhores condições de vento, ou seja vento soprando com maior intensidade;
- Redução dos custos de aquisição e construção;
- Redução dos custos de manutenção.

A engenharia civil pode contribuir para reduzir os custos, por exemplo através da construção de torres mistas em aço e betão. Estas melhorias e reduções de custo estão diretamente ligadas ao aumento da altura das torres dos aerogeradores.

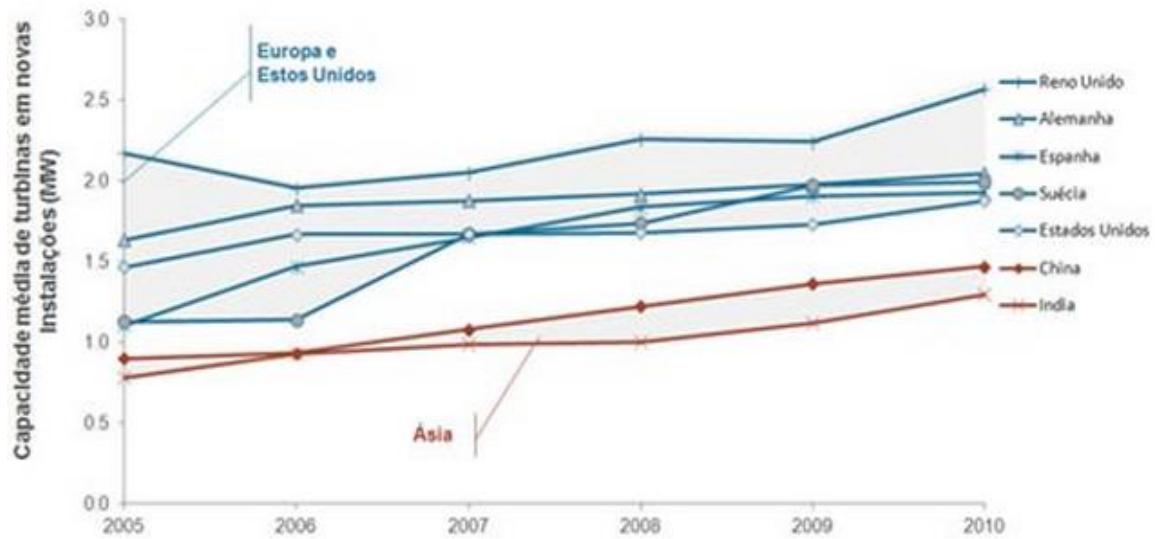
5.3 - Engenharia civil na conceção de torres

Segundo o estudo “*Concrete Wind Towers: A Low-tech Innovation for a High-tech Sector*” [77], publicado em 2012, a construção das torres eólicas poderá atingir uma quota global mundial de mercado, no domínio da construção civil, de cerca de 10%, o que equivale a um valor superior a 1 000 milhões de euros. Como referido no ponto 3.3.3, as torres de betão e mistas (aço-betão) foram introduzidas pelo setor da Engenharia Civil e cada vez vão ganhando mais destaque na indústria eólica. [77]

Existirão três fatores chave para a crescente utilização deste tipo de torres (torres mistas - aço-betão), no setor da energia eólica [77] [78]:

¹⁷ Associação Brasileira de Energia Eólica

- O aumento da potência média das turbinas faz com que altura das torres atinja valores superiores a 100 m. As torres constituídas apenas por aço tornam-se tecnicamente e economicamente pouco viáveis (ver figura 67);



Fonte: BTM Análise X&Y Partners

Figura 67 – Capacidade média de turbinas em novas instalações (MW) no período 2005-2010 Fonte: [77]

- A volatilidade do preço do aço face ao preço do betão, particularmente nos últimos anos (ver figura 68).

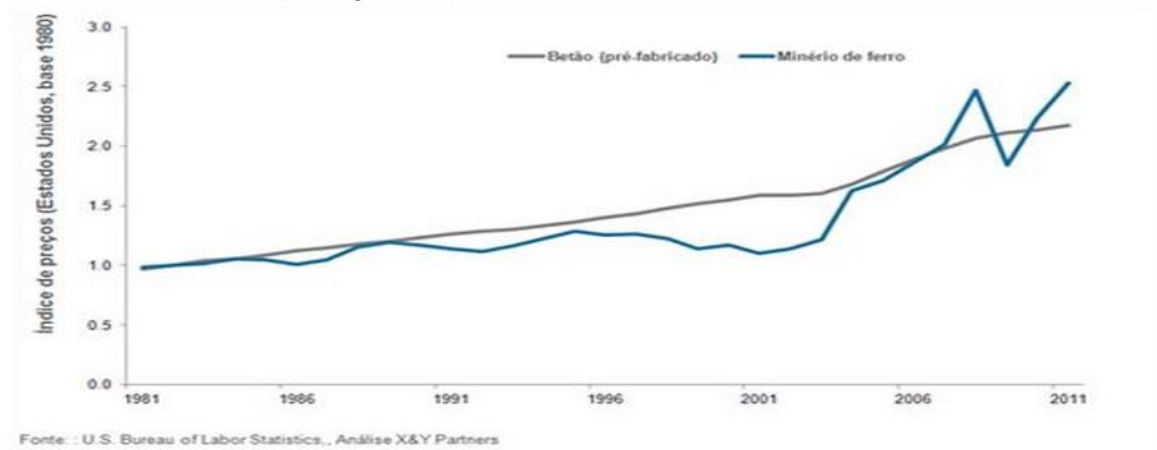


Figura 68 – Índice de preços do betão pré-fabricado e minério de ferro no período 1980-2011. Fonte: [77]

- O crescimento do setor eólico em mercados emergentes, como a América Latina e África, em que os requisitos de construção *in-situ*, debilidade das redes de transporte e a dificuldade em adquirir aço tornam mais atraente a utilização de torres de betão.

As torres de betão introduzem no setor eólico uma série de técnicas já comuns no setor da construção, como a construção *in-situ*, fábricas móveis e torres construídas a partir de secções de betão pré-fabricadas. [77] [78]

Deste modo as torres de betão e as torres mistas (aço-betão) apresentam-se como uma boa solução para contornar os preços voláteis e por vezes elevados do aço.

5.4 - Estudo sobre diferentes tipos torres

No estudo “*Tall towers for large wind turbines - Report from Vindforsk project V-342 Höga*”, iniciado em Dezembro de 2009 e publicado em Agosto de 2010, um dos objetivos principais passa por questionar a procura de torres tão altas quanto o diâmetro da torre possibilite, focando-se em parques eólicos situados em florestas. Para tal, foram calculados e comparados diferentes tipos de torres, sob as mesmas condições, com o mesmo tipo de aerogerador, situadas em uma zona florestal, onde existem rápidas variações do escoamento de vento. Um dos fatores principais para efetuar a avaliação do custo das torres foi o investimento em um aerogerador de 3 MW ou 5 MW, dividido pela estimativa da sua produção anual, que terá no estudo, a designação de custo específico do investimento, que inclui a fundação exceto a ligação ao local, as vias de circulação e a conexão à rede, porque estes custos não serão diretamente proporcionais à altura da torre, o que irá determinar a altura otimizada para este caso. [49]

As torres estudadas foram as seguintes [49]:

- Torre de aço convencional, conectada por flanges, e soldaduras longitudinais e transversais. Devido às restrições impostas para possibilitar o transporte, o diâmetro máximo permitido é de 4,5 metros;
- Torre de aço com juntas de fricção aparafusadas;
- Torre de betão sujeita a pré-esforço;
- Torre mista aço-betão, sendo a sua parte inferior constituída em betão e a parte superior em aço;
- Torre reticulada;
- Torre de Madeira simplificada, sem considerar as conexões à fundação, à *nacelle* e demais juntas necessárias.

Os dados relativos ao vento são representativos de grandes áreas florestais situadas na Suécia. Em termos de cálculo foi considerado o caso mais extremo de vento com variações extremas, rajada operacional extrema e um modelo de turbulência extrema. Estas cargas foram incrementadas pela multiplicação de coeficientes parciais. Um conjunto de cargas foi calculado, para cada altura de torre e assim utilizado nos diferentes tipos de torre. As simulações foram executadas pelo modelo de *Vidyn*, desenvolvido pela *Teknikgruppen AB*. De salientar que a fadiga das torres não foi considerada, havendo a possibilidade das torres de aço convencionais e alternativas, em aço serem beneficiadas. Todavia, a verificação de fadiga não altera o dimensionamento inicial da torre de aço. As torres de betão e madeira não são consideradas sensíveis à fadiga. [49]

5.4.1 - Aerogeradores de 3 MW

O estudo comparou os diferentes tipos de torre, montadas, com o mesmo aerogerador de 3 MW de potência. Com base na figura 69, podemos observar os custos do investimento, inerentes à produção de eletricidade, em relação às alturas das diferentes torres. As observações efetuadas foram as seguintes [49]:

- Atingem um valor mínimo para torres com uma altura de 150 metros;

- O aumento de custos para a uma altura de 175 metros deve-se à troca do método de elevação, para torres de elevação, também com influência nos custos de manutenção;
- Para torres com uma altura de 100 metros, o custo dos vários materiais é bastante próximo;
- Para uma torre com uma altura de 125 metros, verifica-se aumento de custo da torre de aço soldado, aumentando ainda mais esse custo para torre de 150 metros. Aos 175 metros não é possível conceber uma torre deste tipo, devido às restrições existentes ao diâmetro na base da torre.

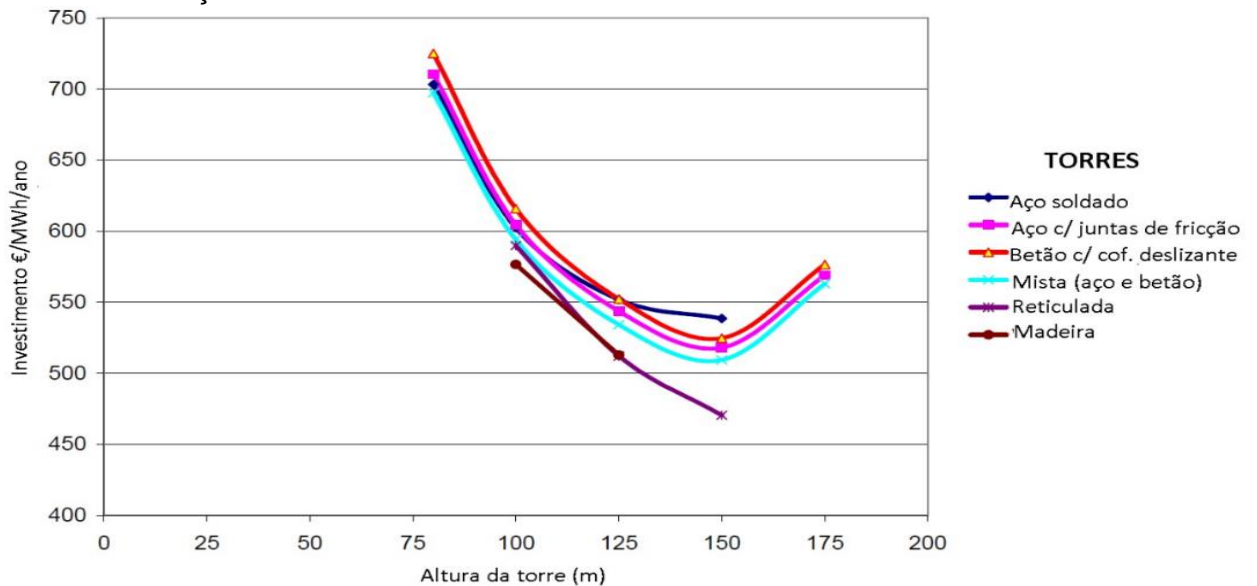


Figura 69 – Diferentes torres com um aerogerador de 3MW. Fonte: [49]

5.4.2 - Custo das torres

Na figura 70 podemos observar o custo das diferentes torres para uma altura de 125 metros e um gerador de potência 3 MW. Verificou-se que a torre reticulada tem um custo inferior a 30 % das alternativas mais dispendiosas. Pode-se observar também que a torre mista é mais económica que a torre de betão. [49]

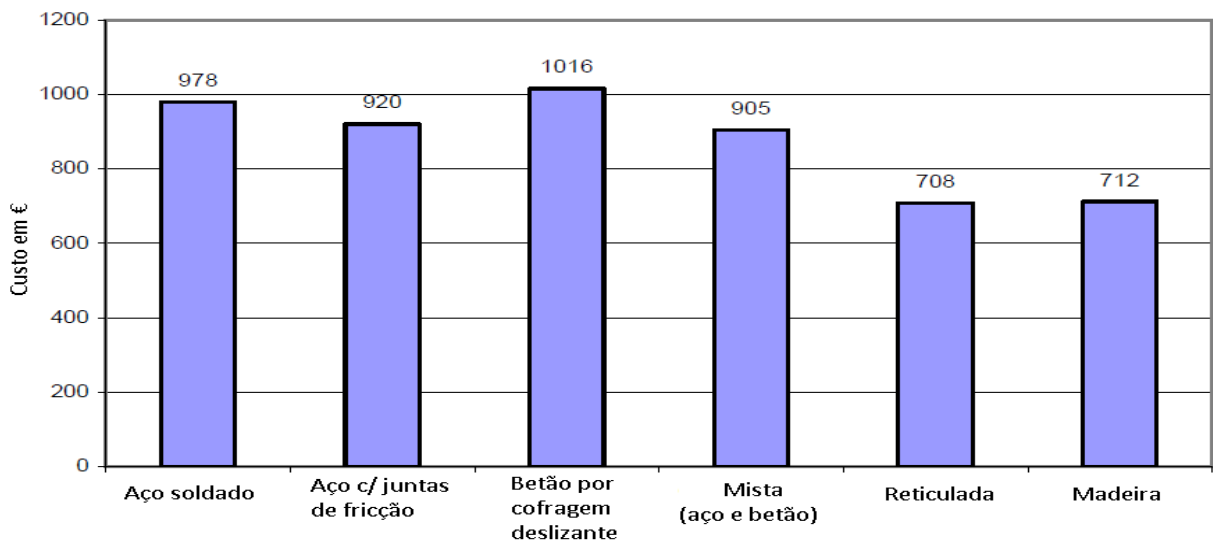


Figura 70 – Custo das torres, com uma altura de 125 metros e um aerogerador de 3MW. Fonte: [49]

5.4.3 - Aerogeradores de 5MW

Em relação a turbinas com uma potência de 5 MW, aplicou-se a mesma metodologia anteriormente explicitada para os aerogeradores de 3 MW. A figura 71 mostra que os diferentes tipos de torre possuem custos muito semelhantes. Como mencionado anteriormente no caso das turbinas de 3 MW, o custo aumenta a partir dos 125 metros de altura devido à mudança de gruas para torres de elevação. Como não é possível construir torres de aço soldado, acima dos 100 metros de altura, não existem grandes diferenças em relação aos aerogeradores de 3 MW. Não se verifica facilmente as diferenças de custo entre as turbinas de 3 e 5 MW, mas o estudo demonstrou, noutros pontos, que os aerogeradores de 5 MW possuem custos maiores em relação aos de 3 MW, todavia com o desenvolvimento de novos aerogeradores este cenário pode sofrer alterações. [49]

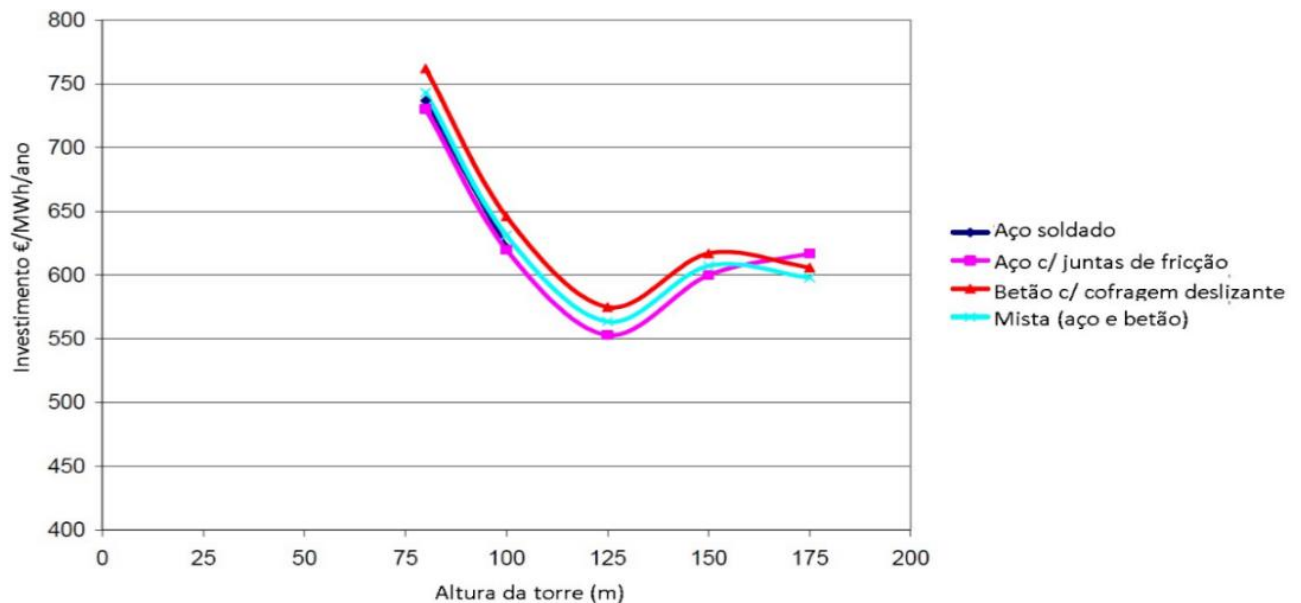


Figura 71 – Diferentes torres com um aerogerador de 5MW. Fonte: [49]

5.5 - Torres constituídas por betão de alta resistência

Para além das torres constituídas pelo betão corrente, existe outro material, promissor, para o fabrico de torres para aerogeradores - o betão de alta resistência.

De acordo com o artigo “*An investigation of design alternatives for 328-ft (100-m) tall wind turbine towers*” [52], as vantagens inerentes a este material, na construção de torres para aerogeradores são os seguintes:

- Aos 28 dias, este betão atinge uma elevada resistência à compressão, que se situa entre 150 MPa e 207 MPa. Esta elevada resistência é conseguida pela eliminação dos defeitos na microestrutura do betão;
- Possui uma maior durabilidade, cerca de mais 20 anos do que as torres convencionais. Com manutenção adequada, a torre pode atingir uma durabilidade até 60 anos, permitindo a troca de aerogeradores por outros mais potentes. Outra alternativa passa por vender a torre, desmontá-la e reinstalá-la noutra localização;
- Pode ser aplicada uma grande quantidade de pré-esforço tornando-se ideal para conceber e construir estruturas esbeltas, permitindo ao mesmo tempo poupar material, em relação às torres de betão convencionais. Tal como o

betão convencional, o betão de alta resistência possui uma fraca resistência à tração, mas o pré-esforço ajuda a colmatar esta característica;

- A possibilidade de uma espessura menor aliada às técnicas de construção modular torna a torre ainda mais fácil de transportar;
- O betão de alta resistência possui um peso ligeiramente mais elevado ($24,4 \text{ kN/m}^3$) em relação ao betão convencional ($23,6 \text{ kN/m}^3$), mas com a redução da espessura e conseqüente redução de material, a estrutura da torre acabará por pesar menos do que uma de betão convencional. Outra vantagem associada, é que permitiria recorrer ao uso de guias de menor dimensão para a colocação das peças da torre.

Todavia, sendo o betão de alta resistência, um material novo no mercado, o seu preço é mais elevado em comparação ao preço do betão convencional, por isso a conceção da torre com recurso a este material deverá utilizar menos material e possuir uma maior facilidade no seu transporte até ao local de instalação. [52]

6 – Conclusões

A presente dissertação permitiu desenvolver uma exaustiva pesquisa sobre o setor da energia eólica a nível global, as suas perspetivas de crescimento, enquadramento legislativo e posicionamento nacional neste setor. Por constituir o tema central da tese, desenvolveu-se e aprofundou-se os conhecimentos técnico-científicos, com maior detalhe, de toda a infraestrutura de civil de um parque eólico *onshore* e *offshore*, caracterizando-se a importância da engenharia civil neste setor

As diversas medidas de apoio ao desenvolvimento e implementação da energia eólica, estimularam o seu crescimento a nível mundial, verificando-se que existe grande interesse no investimento na construção de parques eólicos em novos mercados, nomeadamente nos países emergentes. A crescente preocupação com os perigos da energia nuclear, sustentabilidade e redução das emissões de CO₂ são fatores de peso. Com o crescimento do setor eólico surgem cada vez mais empresas de construção civil, especializadas no planeamento e construção de parques eólicos, podendo-se afirmar que o setor da engenharia civil tem uma participação ativa neste setor, contribuindo assim para a mudança do paradigma energético.

Neste trabalho foram estudadas as torres eólicas *onshore* e *offshore*, os respetivos processos construtivos, e foi dada uma ênfase especial ao tema das fundações das torres, por se tratar de uma infraestrutura iminentemente da área da engenharia civil, com forte impacto nos custos do parque eólico. Foram estudados os dois tipos de ligação entre a torre e a fundação: o “anel de aço” e a “gaiola”, tendo-se apresentado os aspetos construtivos de cada solução. De salientar que segundo estudos, a ligação por anel é mais suscetível à fendilhação. Apresentaram-se as diversas formas geométricas das fundações, indicaram-se vantagens e desvantagens, do ponto de vista técnico e económico. Referiu-se que a fundação deve possuir uma inclinação na sua parte superior para permitir o escoamento de águas, evitando a acumulação de água e ao mesmo tempo economizando betão e aço. O problema das argamassas foi abordado, referindo-se que a argamassa colocada na ligação entre a torre e a sapata é de extrema importância para uma correta transmissão de cargas entre a torre e a fundação. As patologias que podem surgir estão associadas à má aplicação por parte da mão-de-obra ou devido ao uso de uma argamassa defeituosa. A ligação do tipo “anel de aço” está mais sujeita a problemas relacionados com a fendilhação.

Em relação às torres eólicas, verifica-se que para aumentar o seu potencial energético, é necessário aumentar a sua altura para conseguir melhores condições de vento. Esta necessidade levou à experimentação de outros materiais para além do mais correntemente usado, o aço. O betão veio introduzir novas alternativas à estrutura das torres, procurando maximizar a sua altura máxima. Existe a possibilidade de moldagem da torre de betão “*in situ*” e a pré-fabricação do betão, permitindo assim contornar as restrições de transporte que impedem as torres de aço de atingirem alturas superiores, diminuir os problemas relacionados com a fadiga nas soldaduras do aço, possibilitar uma redução de custos na construção (contornar os preços voláteis do aço), aumentar o tempo de vida útil e melhorar a flexibilidade construtiva. Uma possível solução alternativa para resolver os problemas de fadiga nas soldaduras do aço passa pela utilização de juntas por fricção. Outro material promissor é a madeira, com possibilidades de se construírem torres mais altas com um menor custo e redução do impacto ambiental. Portanto, o setor da construção civil tem contribuído para reduzir o custo por kWh, através destas alternativas construtivas, e tem procurado reduzir o custo de construção e o custo de manutenção das torres, que influenciam fortemente os custos de um parque eólico.

Foi desenvolvido e apresentado o estudo da aplicação do modelo SAP 2000 ao cálculo de uma fundação por sapata isolada de uma torre, com indicação de esforços, critérios de projeto, e distribuição e densidades de armaduras de aço.

A construção de um parque eólico engloba vários trabalhos e projetos ligados à área da engenharia civil, não se limitando à execução das fundações das torres. É necessário projetar e construir acessos apropriados, durante e após a construção do parque. Deverão possuir um determinado tipo de pavimento, pendente máxima, largura e soluções de drenagem de águas adequadas. Deverão ser executadas plataformas adequadas às gruas de montagem das torres, valas e travessias para os cabos e edifícios de comando e subestação. Adicionalmente, foi efetuado um estudo económico sobre o custo de um parque eólico, verificando-se que os três trabalhos de construção civil, que mais pesam no orçamento são as fundações das torres, a construção do edifício de comando e a construção da subestação.

Por fim, investigou-se as perspetivas técnicas futuras da eólica *offshore*. A execução do estudo geológico-geotécnico de um solo marinho acarreta mais condicionantes, devido à natureza instável do mar. Apresentaram-se os vários tipos de movimentos presentes do marinho, possuindo um comportamento distinto, influenciado por outros fatores que não existem no solo terrestre. Existem diversas formas de executar as fundações das estruturas *offshore*. Atualmente, as fundações são cravadas no solo, com perfuração prévia do solo, fundações por gravidade e sucção. A maior simplicidade e a maior informação disponível da solução *monopile* faz com que esta seja a mais utilizada, seguida pela fundação gravítica. A solução *monopile* tem como ponto fraco a peça de transição, onde é necessário aplicar uma argamassa para uma correta transmissão de cargas. Esta argamassa necessita de manutenção periódica devido às ações provenientes da ondulação e do vento, que provocam oscilações e vibrações que deterioram a argamassa. Todavia têm sido apresentadas soluções para este problema, tais como: substituir a forma da peça de ligação tubular por uma cónica, diminuindo o risco da argamassa se deteriorar ou adotar uma estrutura e fundação integralmente em betão, eliminando a necessidade de uma peça de transição, que apesar de não poder ser cravada no solo, pode ser uma solução mais atraente economicamente, devido ao simples facto de eliminar a peça de transição. A fundação gravítica, como possui um peso elevado, é muito estável e não necessita de cravação ou perfuração para fixação ao solo. Todavia, o seu peso elevado torna-a mais difícil de transportar e de colocar em águas mais profundas, aumentando assim o seu custo de instalação. Constata-se que o betão ajudou a criar soluções para contornar problemas de custo e de manutenção devido à sua elevada durabilidade. As estruturas flutuantes são outras alternativas, para águas mais profundas, havendo assim a possibilidade de instalar este tipo de estruturas na costa portuguesa por exemplo. O seu custo ainda é mais elevado do que as outras soluções, mas são a melhor solução para locais com águas muito profundas, tornando-se assim possível construir parques *offshore*, em locais onde não seria possível com as outras soluções que entram em contacto com o solo. De um modo geral, os diversos processos construtivos procuram reduzir os elevados custos de construção e de manutenção associados à energia eólica *offshore*, procurando torná-la mais competitiva em termos económicos, em águas mais profundas. Trata-se de um setor em expansão, alvo de vários projetos de investigação, com um elevado potencial de inovação.

Referências

- [1] GWEC, "Global Wind Energy Outlook," Brussels, Belgium, 2012.
- [2] GWEC, "Global Wind Report Annual market update," Brussels, Belgium, 2012.
- [3] EIA, "<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/index.cfm>," [Online]. [Acedido em 26 Março 2013].
- [4] How Stuff Works, "<http://ambiente.hsw.uol.com.br/carbono-imposto.htm>," [Online]. [Acedido em 26 Março 2013].
- [5] N. A. Gavino, Energia Eólica: uma análise dos incentivos à produção (2002-2009), Brasil, 2011.
- [6] IRENA, "30 Years of Policies for Wind Energy - Lessons from 12 Wind Energy Markets," 2012.
- [7] WWEA, "The World Wind Energy 2012 Annual Report," Germany, 2012.
- [8] European Comission, "http://ec.europa.eu/energy/renewables/targets_en.htm," [Online]. [Acedido em 5 Abril 2013].
- [9] EWEA, "The European Wind Initiative - Wind Power Research and Development to 2020," 2013.
- [10] Eurostat, "Eurostat 44/2012," Eurostat, 2012.
- [11] European Wind Energy Associaton, "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012," 2013.
- [12] Portal Sapo: Greensavers, "<http://greensavers.sapo.pt/2013/01/04/portugal-12-em-cada-60-minutos-de-producao-de-electricidade-e-gerada-pelas-eolicas>," [Online]. [Acedido em 1 Abril 2013].
- [13] APREN-INEGI, "e2p - Parques Eólicos em Portugal," 2012.
- [14] Portal Sapo: Naturlink, "<http://naturlink.sapo.pt/Noticias/Opinioao/content/Producao-de-electricidade-em-2012-Mais-eolica-menos-renovaveis-mais-emissoes?bl=1>," [Online]. [Acedido em 1 Abril 2013].
- [15] Resolução do Conselho de Ministros, "Resolução do Conselho de Ministros nº29/2010," 2010.
- [16] Resolução do Conselho de Ministros, "Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013," 2013.
- [17] Jornal de Negócios, "http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/construcao/detalhe/grupo_dst_constroi_dois_novos_parques_eolicos.html site 7," [Online]. [Acedido em 23 Maio 2013].

- [18] DGEG, “www.dgeg.pt,” [Online]. [Acedido em 3 Abril 2013].
- [19] EDP - Windfloat, “<https://www.edp.pt/PT/MEDIA/NOTICIAS/2012/Pages/inauguracaoWindfloat.aspx>,” [Online]. [Acedido em 3 Abril 2013].
- [20] EurObserv’ER, “EurObserv’ER Fevereiro 2012,” EurObserv’ER, 2012.
- [21] EWEA, “Wind in Power 2012 European Statistics,” EWEA, February 2012.
- [22] REN, “A Energia Eólica em Portugal 2012,” REN, 2013.
- [23] EDP - Complementaridade Eólica, “http://www.a-nossaenergia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_he.Php,” [Online]. [Acedido em 8 Abril 2013].
- [24] Wikipedia, “https://pt.wikipedia.org/wiki/Complementaridade_H%C3%ADdrica-E%C3%B3lica,” [Online]. [Acedido em 8 Abril 2013].
- [25] UE, “Memorando de entendimento sobre as condicionalidades de política económica,” 2011.
- [26] Revista EEIC, “http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/4241/1/Revista_EEIC_2005-ER.pdf,” [Online]. [Acedido em 9 Abril 2013].
- [27] OMIP, “<http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>,” [Online]. [Acedido em 10 Abril 2013].
- [28] EDP, “A World Full of Energy - Relatório de Contas,” Energias de Portugal, 2012.
- [29] Público, “<http://www.publico.pt/economia/noticia/edp-renovaveis-preve-investir-mais-de-600-milhoes-em-novos-projectos-1585905>,” [Online]. [Acedido em 10 Abril 2013].
- [30] Portuguese Independent News, “<http://portugueseindependentnews.com/edp-renovaveis-quer-operar-na-africa-do-sul/>,” [Online]. [Acedido em 15 Maio 2013].
- [31] Martifer, “Being Global Relatório e Contas,” Martifer Group, 2012.
- [32] IEA Wind, “IEA Wind Annual Report 2011,” IEA Wind, 2012.
- [33] Wikipedia, “https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_turbine_design#Foundations,” [Online]. [Acedido em 20 Maio 2013].
- [34] V. G. Herrando, Optimización del Diseño de la Cimentación para un Aerogenerador de Gran Altura, Espanha, 2012.
- [35] Det Norske Veritas, Design of offshore wind turbine structures, Offshore Standard DNV-OS-J101, 2007.
- [36] CTE Wind Civil Engineering, “<http://www.cte-sa.com/pt/energies-renouvelables/aspects-of-the-foundation-design.html>,” [Online]. [Acedido em 22 Maio

2013].

- [37] C. S. Pereira, Fundações - Elementos Teóricos, Lisboa, Portugal: AEIST, 2005.
- [38] M. Pekka, Design of Wind Turbine Foundation Slabs, Hamburg, 2008.
- [39] Wind farm BOP, "<http://www.windfarmbop.com/category/foundations/>," [Online]. [Acedido em 20 Março 2013].
- [40] M. Hassanzadeh, Cracks in onshore wind power foundations – causes and consequences, Stockholm: Elforsk, 2012.
- [41] ESBI Energy Innovation, Wind Turbine Foundations - Risk Mitigation of Foundation Problems in the Industry, 2010.
- [42] Renewable Energy World, "<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/02/economics-of-taller-wind-towers/>," [Online]. [Acedido em 2 Junho 2013].
- [43] A. N. F. Goransson, Fatigue Assessment of Concrete Foundations for Wind Power Plants, Sweden, 2011.
- [44] A. C. Sousa, Segurança de Obras Geotécnicas, 2008.
- [45] A. S. Gorgulho, "Folhas da disciplina de Betão Estrutural II, versão actualizada segundo o EC2".
- [46] D. Khatri, Structural Failures of Wind Towers and Dynamic Analysis Procedures, EUA, 2009.
- [47] Renewable Energy World, "<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/02/economics-of-taller-wind-towers/>," [Online]. [Acedido em 2 Junho 2013].
- [48] Det Norske Veritas, Guidelines for Design of Wind Turbines, Copenhagen, 2002.
- [49] S. Engström, T. Lyrner, M. Hassanzade, T. S. e J. Johansson, "Tall Towers for Large Wind Turbines - Report from Vindforsk project V-342 Höga torn för vindkraftverk," Elforsk, Stockholm, 2010.
- [50] Calter, "www.calter.es," [Online]. [Acedido em 16 Junho 2013].
- [51] Concrete Center, "Concrete Towers for Onshore and Offshore Wind Farms," Concrete Center, 2007.
- [52] T. L. James, An investigation of design alternatives for 328-ft (100-m) tall wind turbine towers, Iowa, USA: Iowa State University, 2010.
- [53] Wind Power Engineering, "<http://www.windpowerengineering.com/design/materials/wood-to-replace-steel-for-turbine-towers-yes/>," [Online]. [Acedido em 3 Julho 2013].

- [54] B. Kuhn, J. Marquis e H. Rotatori, Wind Turbine Design and Implementation, 2010.
- [55] LORC - Support Structure, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/what-is-the-support-structure>,” [Online]. [Acedido em 28 Junho 2013].
- [56] LORC - Foundations, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations>,” [Online]. [Acedido em 28 Junho 2013].
- [57] P. C. Kowiensky, Parque eólico offshore Vera, Espanha, 2012.
- [58] LORC - Monopiles, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/monopiles>,” [Online]. [Acedido em 5 Julho 2013].
- [59] V. W. E., Assessment of bottom-mounted support structure types - Project UpWind, 2007.
- [60] LORC, “OCEANWISE,” pp. 24-25, 2011.
- [61] DNV, “http://www.dnv.com/press_area/press_releases/2011/new_design_practices_offshore_wind_turbine_structures.asp,” [Online]. [Acedido em 8 Julho 2013].
- [62] LORC - Gravity Foundation, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/gravity-based>,” [Online]. [Acedido em 28 Junho 2013].
- [63] LORC - Tripiles, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/tripiles>,” [Online]. [Acedido em 28 Junho 2013].
- [64] LORC - Suction Buckets, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/suction-buckets>,” [Online]. [Acedido em 28 Junho 2013].
- [65] LORC - Jackets, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/jackets>,” [Online]. [Acedido em 29 Junho 2013].
- [66] LORC - Tripods, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/tripods>,” [Online]. [Acedido em 29 Junho 2013].
- [67] LORC - Floating Structures, “<http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/floating-support-structures>,” [Online]. [Acedido em 26 Junho 2013].
- [68] A. P. Monteiro, Gestão de Projetos de Parques Eólicos - Contributos para a melhoria do processo, Portugal: Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [69] José Diaz, “FORMACIÓN DE PROMOTORES DE RENOVABLES,” EDP, 2008.
- [70] Renewable Energy World - Energy Storage, “<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2013/04/energy-storage-series-why-we-need-it-and-why-we-dont>,” [Online]. [Acedido em 10 Abril 2013].
- [71] EDP - Complementaridade Hidroeólica, “http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_he.php,”

[Online]. [Acedido em 10 Abril 2013].

- [72] Engineering - Electronics Design Articles, "<http://www.engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/5655/New-Batteries-Help-Put-Renewable-Energy-on-the-Grid.aspx>," [Online]. [Acedido em 10 Abril 2013].
- [73] Portal Sapo: Green Savers, "<http://greensavers.sapo.pt/2013/01/27/texas-tem-o-maior-sistema-de-armazenamento-de-energia-eolica-do-mundo/>," [Online]. [Acedido em 10 Abril 2013].
- [74] Gizmag, "<http://www.gizmag.com/mit-offshore-wind-concrete-sphere-energy-storage/27357/>," [Online]. [Acedido em 20 Maio 2013].
- [75] Cimentoitambe, "<http://www.cimentoitambe.com.br/energia-eolica-impulsiona-a-construcao-civil/>," [Online]. [Acedido em 28 Abril 2013].
- [76] Tindall Corporation, "A New Measure Of Wind Tower Scalability For Greater Hub Heights And Larger Turbines," Tindall Corporation White Paper Series No. WT-102, 2012.
- [77] X&Y Partners, "<http://thisisxy.com/blog/concrete-wind-towers-a-low-tech-innovation-for-a-high-tech-sector/>," [Online]. [Acedido em 28 Abril 2013].
- [78] Pom invest, "<http://pominvest.blogspot.pt/2012/12/construcao-empresas-do-sector-apostam.html>," [Online]. [Acedido em 28 Abril 2013].
- [79] Wikipedia - Turbidez, "<https://pt.wikipedia.org/wiki/Turbidez>," [Online]. [Acedido em 10 Julho 2013].

Anexo A-1 Windfloat

A tecnologia WindFloat apresenta vantagens competitivas significativas e transforma as águas profundas num mercado energético endereçável

Adaptável a qualquer turbina Multi MW

- Convencional (3-pás, upwind)
 - Adaptação simples
 - Sistema de Controlo – software
 - Torre – Interface Estrutural
 - Estabilidade Intrinseca
 - Estabilidade Estática – Lastro de Água
 - $\approx \frac{1}{2}$ da massa total
 - Estabilidade Dinâmica – Placas de estabilização
 - Desacoplar resposta natural da plataforma da excitação pelas ondas (inércia induzida pela água “cávida” pelas placas)
 - Amortecimento viscoso reduz movimento da plataforma
 - Eficiência – Sistema fechado de lastro ativo
- Flexibilidade de Aplicação (Prof. >40m) Montagem e Instalação

- Montagem em terra
- Sem necessidade de navios complexos, caros e escassos. Rebocadores simples.
- Amarrações standart



Anexo A-2 Windfloat

Devido às características do WindFloat, o risco e o custo das operações offshore é significativamente reduzido

WindFloat...

... Não necessita de perfurar fundo marinho

... É estruturalmente desacoplado do fundo

... É independente da profundidade

... É construído e montado em terra

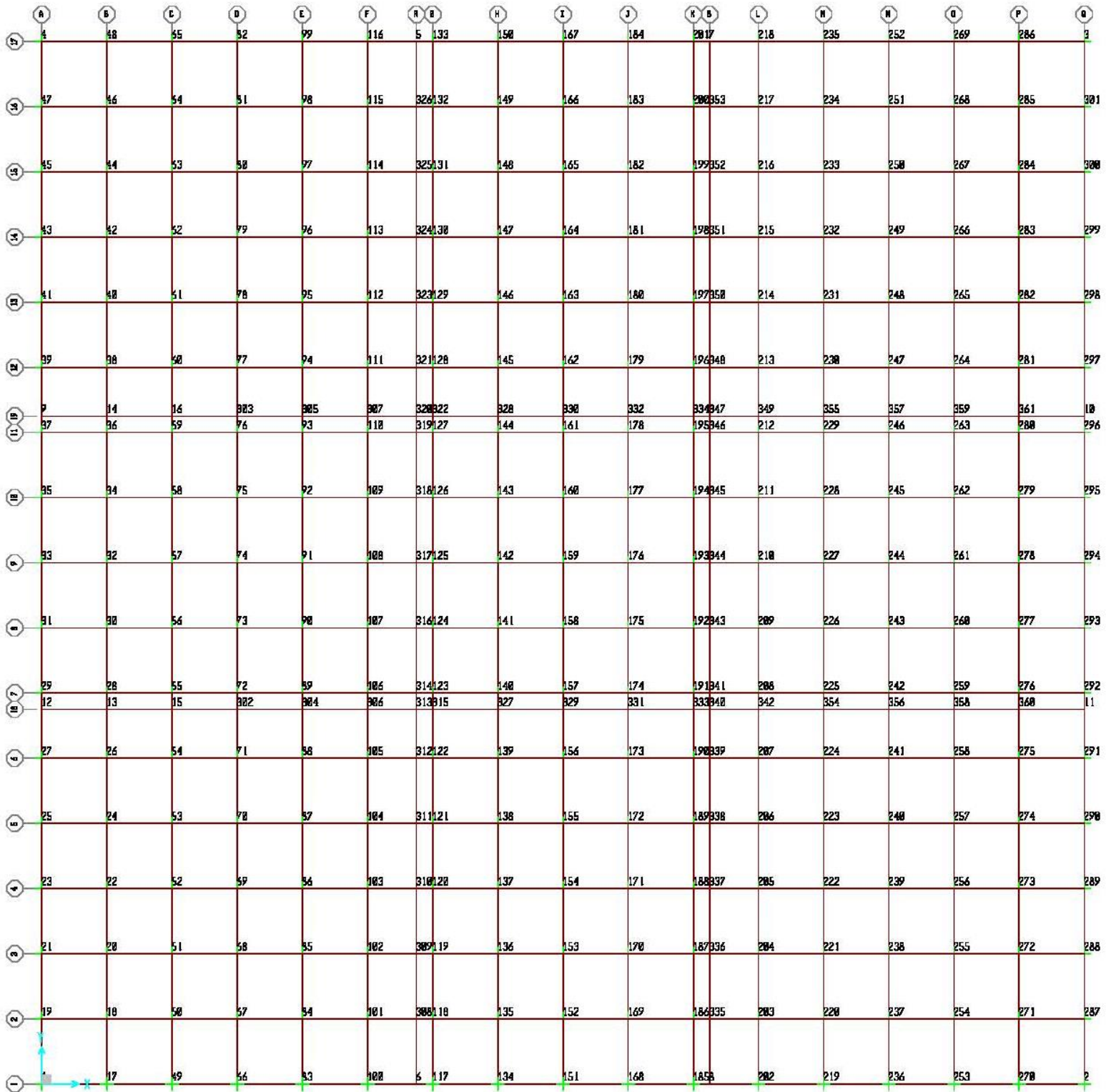
... Não necessita de barcos com gruas



Redução de risco e custo



Anexo B-1 Planta da sapata no SAP2000



Anexo B-2 Combinação 2 - Reações											
Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3
Text	KN	Text	KN	Text	KN	Text	KN	Text	KN	Text	KN
1	-20,721	45	127,99	90	55,742	134	-36,243	178	104,335	221	-7,684
2	-20,721	46	142,012	91	69,502	135	-24,129	179	116,05	222	4,323
3	148,9	47	138,455	92	83,064	136	-12,183	180	126,848	223	16,526
4	148,9	48	152,589	93	96,046	137	-0,298	181	137,195	224	29,102
5	0	49	-26,496	94	108,252	138	11,702	182	147,383	225	42,188
6	0	50	-14,754	95	119,721	139	24,056	183	157,624	226	55,742
7	0	51	-3,049	96	130,664	140	37,158	184	168,052	227	69,502
8	0	52	8,663	97	141,323	141	54,167	185	-35,286	228	83,064
9	0	53	20,417	98	151,9	142	71,495	186	-23,171	229	96,046
10	0	54	32,235	99	162,546	143	88,435	187	-11,194	230	108,252
11	0	55	44,107	100	-33,74	144	104,335	188	0,761	231	119,721
12	0	56	55,99	101	-21,644	145	116,05	189	12,874	232	130,664
13	0	57	67,823	102	-9,649	146	126,848	190	25,367	233	141,323
14	0	58	79,532	103	2,365	147	137,195	191	38,157	234	151,9
15	0	59	91,051	104	14,574	148	147,383	192	54,708	235	162,546
16	0	60	102,337	105	27,219	149	157,624	193	71,036	236	-29,224
17	-23,629	61	113,38	106	40,722	150	168,052	194	87,034	237	-17,31
18	-12,095	62	124,213	107	55,257	151	-36,567	195	102,584	238	-5,441
19	-9,414	63	134,901	108	70,303	152	-24,456	196	114,126	239	6,465
20	-0,601	64	145,526	109	85,086	153	-12,524	197	125,176	240	18,507
21	1,847	65	156,171	110	98,891	154	-0,669	198	135,729	241	30,766
22	10,852	66	-29,224	111	111,328	155	11,28	199	146,066	242	43,268
23	13,017	67	-17,31	112	122,688	156	23,61	200	156,41	243	55,951
24	22,251	68	-5,441	113	133,475	157	36,78	201	166,901	244	68,669
25	24,039	69	6,465	114	143,992	158	54,021	202	-33,74	245	81,231
26	33,578	70	18,507	115	154,463	159	71,649	203	-21,644	246	93,458
27	34,864	71	30,766	116	165,039	160	88,875	204	-9,649	247	105,239
28	44,814	72	43,268	117	-35,286	161	104,968	205	2,365	248	116,563
29	45,471	73	55,951	118	-23,171	162	116,707	206	14,574	249	127,517
30	55,948	74	68,669	119	-11,194	163	127,441	207	27,219	250	138,237
31	55,883	75	81,231	120	0,761	164	137,705	208	40,722	251	148,87
32	66,979	76	93,458	121	12,874	165	147,835	209	55,257	252	159,54
33	66,15	77	105,239	122	25,367	166	158,037	210	70,303	253	-26,496
34	77,914	78	116,563	123	38,157	167	168,439	211	85,086	254	-14,754
35	76,346	79	127,517	124	54,708	168	-36,243	212	98,891	255	-3,049
36	88,764	80	138,237	125	71,036	169	-24,129	213	111,328	256	8,663
37	86,541	81	148,87	126	87,034	170	-12,183	214	122,688	257	20,417
38	99,533	82	159,54	127	102,584	171	-0,298	215	133,475	258	32,235
39	96,793	83	-31,683	128	114,126	172	11,702	216	143,992	259	44,107
40	110,231	84	-19,649	129	125,176	173	24,056	217	154,463	260	55,99
41	107,128	85	-7,684	130	135,729	174	37,158	218	165,039	261	67,823
42	120,867	86	4,323	131	146,066	175	54,167	219	-31,683	262	79,532
43	117,536	87	16,526	132	156,41	176	71,495	220	-19,649	263	91,051
44	131,453	88	29,102	133	166,901	177	88,435	221	-7,684	264	102,337

Anexo B-2 Combinação 2 - Reações					
Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3
Text	KN	Text	KN	Text	KN
265	113,38	309	0	353	0
266	124,213	310	0	354	0
267	134,901	311	0	355	0
268	145,526	312	0	356	0
269	156,171	313	0	357	0
270	-23,629	314	0	358	0
271	-12,095	315	0	359	0
272	-0,601	316	0	360	0
273	10,852	317	0	361	0
274	22,251	318	0		
275	33,578	319	0		
276	44,814	320	0		
277	55,948	321	0		
278	66,979	322	0		
279	77,914	323	0		
280	88,764	324	0		
281	99,533	325	0		
282	110,231	326	0		
283	120,867	327	0		
284	131,453	328	0		
285	142,012	329	0		
286	152,589	330	0		
287	-9,414	331	0		
288	1,847	332	0		
289	13,017	333	0		
290	24,039	334	0		
291	34,864	335	0		
292	45,471	336	0		
293	55,883	337	0		
294	66,15	338	0		
295	76,346	339	0		
296	86,541	340	0		
297	96,793	341	0		
298	107,128	342	0		
299	117,536	343	0		
300	127,99	344	0		
301	138,455	345	0		
302	0	346	0		
303	0	347	0		
304	0	348	0		
305	0	349	0		
306	0	350	0		
307	0	351	0		
308	0	352	0		

Anexo B-3 Combinação 5 - Reações											
Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3
Text	KN	Text	KN	Text	KN	Text	KN	Text	KN	Text	KN
1	24,539	45	111,411	89	65,692	133	134,804	177	94,93	221	34,461
2	24,539	46	119,688	90	73,838	134	16,896	178	103,749	222	42,098
3	123,052	47	117,246	91	81,925	135	24,814	179	109,794	223	49,809
4	123,052	48	125,478	92	89,707	136	32,654	180	115,21	224	57,661
5	0	49	21,735	93	96,972	137	40,467	181	120,32	225	65,692
6	0	50	29,014	94	103,63	138	48,335	182	125,327	226	73,838
7	0	51	36,27	95	109,743	139	56,366	183	130,373	227	81,925
8	0	52	43,51	96	115,475	140	64,734	184	135,548	228	89,707
9	0	53	50,736	97	121,002	141	75,028	185	17,377	229	96,972
10	0	54	57,937	98	126,469	142	85,23	186	25,249	230	103,63
11	0	55	65,09	99	131,981	143	94,93	187	33,055	231	109,743
12	0	56	72,154	100	18,152	144	103,749	188	40,853	232	115,475
13	0	57	79,081	101	25,94	145	109,794	189	48,72	233	121,002
14	0	58	85,827	102	33,678	146	115,21	190	56,753	234	126,469
15	0	59	92,355	103	41,423	147	120,32	191	64,878	235	131,981
16	0	60	98,652	104	49,25	148	125,327	192	74,854	236	20,394
17	23,133	61	104,727	105	57,26	149	130,373	193	84,467	237	27,88
18	30,186	62	110,62	106	65,637	150	135,548	194	93,629	238	35,342
19	31,366	63	116,389	107	74,418	151	16,733	195	102,296	239	42,808
20	37,21	64	122,102	108	83,27	152	24,665	196	108,303	240	50,312
21	38,149	65	127,825	109	91,742	153	32,514	197	113,944	241	57,87
22	44,19	66	20,394	110	99,42	154	40,33	198	119,24	242	65,471
23	44,858	67	27,88	111	106,109	155	48,193	199	124,39	243	73,053
24	51,103	68	35,342	112	112,041	156	56,235	200	129,547	244	80,513
25	51,451	69	42,808	113	117,57	157	64,666	201	134,804	245	87,735
26	57,927	70	50,312	114	122,911	158	75,109	202	18,152	246	94,621
27	57,892	71	57,87	115	128,219	159	85,492	203	25,94	247	101,123
28	64,636	72	65,471	116	133,599	160	95,351	204	33,678	248	107,261
29	64,164	73	73,053	117	17,377	161	104,269	205	41,423	249	113,113
30	71,215	74	80,513	118	25,249	162	110,305	206	49,25	250	118,788
31	70,28	75	87,735	119	33,055	163	115,657	207	57,26	251	124,395
32	77,66	76	94,621	120	40,853	164	120,695	208	65,637	252	130,025
33	76,266	77	101,123	121	48,72	165	125,648	209	74,418	253	21,735
34	83,972	78	107,261	122	56,753	166	130,655	210	83,27	254	29,014
35	82,164	79	113,113	123	64,878	167	135,798	211	91,742	255	36,27
36	90,161	80	118,788	124	74,854	168	16,896	212	99,42	256	43,51
37	88,017	81	124,395	125	84,467	169	24,814	213	106,109	257	50,736
38	96,232	82	130,025	126	93,629	170	32,654	214	112,041	258	57,937
39	93,859	83	19,177	127	102,296	171	40,467	215	117,57	259	65,09
40	102,201	84	26,836	128	108,303	172	48,335	216	122,911	260	72,154
41	99,707	85	34,461	129	113,944	173	56,366	217	128,219	261	79,081
42	108,085	86	42,098	130	119,24	174	64,734	218	133,599	262	85,827
43	105,561	87	49,809	131	124,39	175	75,028	219	19,177	263	92,355
44	113,905	88	57,661	132	129,547	176	85,23	220	26,836	264	98,652

Anexo B-3 Combinação 6 - Reações					
Joint	F3	Joint	F3	Joint	F3
Text	KN	Text	KN	Text	KN
265	104,727	309	0	353	0
266	110,62	310	0	354	0
267	116,389	311	0	355	0
268	122,102	312	0	356	0
269	127,825	313	0	357	0
270	23,133	314	0	358	0
271	30,186	315	0	359	0
272	37,21	316	0	360	0
273	44,19	317	0	361	0
274	51,103	318	0		
275	57,927	319	0		
276	64,636	320	0		
277	71,215	321	0		
278	77,66	322	0		
279	83,972	323	0		
280	90,161	324	0		
281	96,232	325	0		
282	102,201	326	0		
283	108,085	327	0		
284	113,905	328	0		
285	119,688	329	0		
286	125,478	330	0		
287	31,366	331	0		
288	38,149	332	0		
289	44,858	333	0		
290	51,451	334	0		
291	57,892	335	0		
292	64,164	336	0		
293	70,28	337	0		
294	76,266	338	0		
295	82,164	339	0		
296	88,017	340	0		
297	93,859	341	0		
298	99,707	342	0		
299	105,561	343	0		
300	111,411	344	0		
301	117,246	345	0		
302	0	346	0		
303	0	347	0		
304	0	348	0		
305	0	349	0		
306	0	350	0		
307	0	351	0		
308	0	352	0		