



**5<sup>as</sup> Jornadas Portuguesas de Engenharia Costeira e Portuária  
Lisboa, 11 e 12 de Outubro de 2007**

## **PROJECTO DA PLATAFORMA PARA UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE**

J. B. Cardoso\*, J. M. Paixão Conde, F. F. S. C. Salvado, R. Amaral, A. R. Ramos

Departamento de Engenharia Mecânica e Industrial

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Universidade Nova de Lisboa

Monte de Caparica, 2829-516 Caparica, Portugal

E-mail(\*): jbc@fct.unl.pt

### **Resumo**

Pretende-se apresentar uma estimativa dos custos de construção da plataforma para uma turbina eólica a colocar em águas profundas e desta forma contribuir para a avaliação da rentabilidade deste tipo de turbinas quando instaladas ao largo da costa portuguesa. Para tal foi necessário efectuar o projecto da plataforma segundo o modelo das *tension leg platforms* utilizadas actualmente para extracção de petróleo. Embora de forma simplificada, foram consideradas as principais acções actuando sobre a plataforma: vento, ondulação e corrente marítima. O dimensionamento foi efectuado segundo as regras do *American Bureau of Shipping*<sup>1,2</sup>, tendo-se obtido um valor de 270 toneladas de aço / MW instalado que é superior a outras estimativas avançadas recentemente<sup>3</sup> e vem chamar a atenção para o impacto que poderá ter na indústria de construção naval a opção de instalar parques eólicos offshore.

**Palavras-chave:** Energia eólica. Estruturas offshore.

### **1. Introdução**

A escassez de combustíveis fósseis e as consequências nefastas para o ambiente do seu uso tem levado a uma procura crescente de energia de fontes renováveis. O aproveitamento da energia eólica tem suscitado em Portugal um grande interesse devido ao potencial que o país apresenta, existindo actualmente metas ambiciosas neste domínio. Contudo, em terra existe alguma carência de locais para colocação de turbinas eólicas, fundamentalmente por dois motivos: algumas zonas de grande potencial estão situadas em áreas ambientalmente protegidas; a deficiente cobertura da rede eléctrica implica, noutras zonas, a necessidade de investimento adicional em linhas de alta tensão que comprometem a rentabilidade.

A colocação de turbinas eólicas no mar apresenta vantagens significativas, tais como os menores impactos ambientais e a existência de ventos mais fortes e principalmente mais regulares e essa solução foi já experimentada em países como a Dinamarca, que beneficia do facto de ter extensas zonas com baixas profundidades e mar calmo junto às suas costas. Recentemente Simões e Estanqueiro<sup>4</sup> procederam-se à identificação de locais da costa portuguesa com potencial eólico offshore. Contudo verifica-se que muitos locais com interesse apresentam frequentemente profundidades elevadas que inviabilizam a

construção de estruturas com fundações no fundo marinho e uma forma de contornar esse problema consiste em construir estruturas ancoradas com ligações em tensão permanente seguindo o modelo das *tension leg platforms* utilizado actualmente em plataformas petrolíferas para águas profundas.

Estas plataformas estão ligadas ao fundo por tubos verticais (*tethers*) que são mantidos sob tracção devido ao facto da impulsão exercida sobre a plataforma ser superior ao seu peso. Esta solução permite-lhes moverem-se no plano horizontal, enquanto permanecem rígidas no plano vertical e essa flexibilidade (*compliance*) no plano horizontal reduz os efeitos das acções ambientais sobre a plataforma. Contudo, introduz uma complexidade acrescida no projecto, pois enquanto as estruturas fixas ao fundo respondem quasi-estaticamente às solicitações ambientais, estas estruturas flexíveis respondem dinamicamente<sup>5</sup>.

Esse facto obriga a que os esforços internos sejam obrigatoriamente obtidos recorrendo a análises dinâmicas, em que se contabilizem os movimentos do mar e da estrutura. Por isso optou-se por utilizar o programa ANSYS<sup>6</sup> que utiliza a equação de Morison para calcular as forças hidrodinâmicas resultantes da acção da ondulação e da corrente, e permite determinar a resposta ao longo do tempo da plataforma. Este estudo foi realizado no âmbito da disciplina de projecto da licenciatura em eng<sup>a</sup> mecânica e houve que limitar a sua complexidade. Por esse facto não foram consideradas as forças dinâmicas devidas à acção do vento.

Com o presente trabalho pretendeu-se quantificar o custo da plataforma para uma turbina eólica offshore e desta forma contribuir para a avaliação da rentabilidade deste tipo de turbinas. Foi escolhida uma turbina Vestas V90 com 90 metros de diâmetro do rotor e 3 MW de potência nominal, pelas suas características adequadas ao desempenho em *offshore*<sup>7</sup> e considerou-se que iria ficar instalada em local com uma profundidade de 150 m, que corresponde à profundidade onde foi instalada a primeira *tension leg platform* em 1984<sup>5</sup>.



Fig. 1 – Plataforma eólica *offshore*.

A solução obtida está representada nas figuras 1 e 2. A plataforma é constituída por um flutuador cilíndrico com 14 m de diâmetro e 14 m de altura, ao qual está ligada uma torre cónica com 91 m de altura e com 6 m de diâmetro na base e 3 m de diâmetro no topo. Quatro treliças estão fixas lateralmente, permitindo que a ancoragem das ligações verticais ao fundo seja feita à distância de 30 m do eixo do conjunto.

O flutuador deverá ficar completamente imerso, com a sua face superior a 16 m da superfície média da água. A força de impulsão será conseqüentemente muito superior ao peso do

conjunto e por isso os tubos de ligação ao fundo ficarão sob tracção. As dimensões do flutuador foram calculadas de forma a provocarem uma força de impulsão suficientemente elevada para equilibrar o momento provocado pela força do vento, que tenderá a derrubar a plataforma. Mesmo em condições extremas de vento a ligação ao fundo do lado de sotavento deverá permanecer sob uma força de tracção.

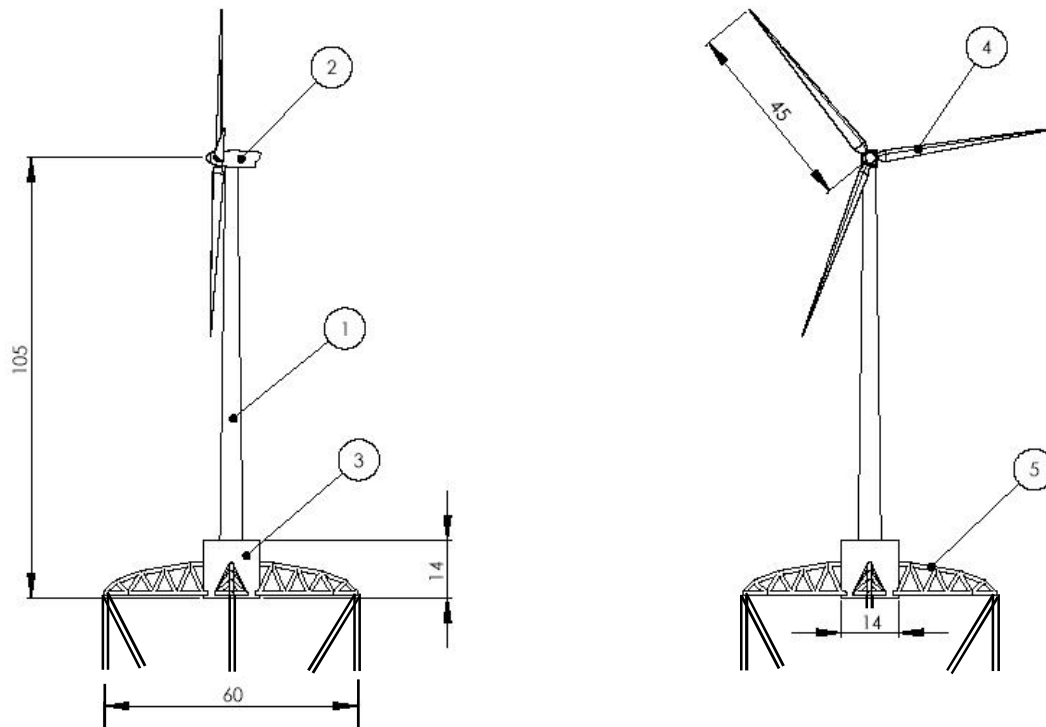


Fig. 2 – Desenho de conjunto da plataforma onde estão representados:

1 – Torre; 2 – Gerador; 3 – Flutuador; 4 – Rotor; 5 – Treliça.

## 2. Determinação do modelo para as acções ambientais

Para poder determinar os esforços na plataforma é necessário definir um modelo para a acção da ondulação, tendo-se optado por utilizar o conceito de onda de projecto. Esta é a onda regular de amplitude característica, que se supõe representar a ondulação mais desfavorável que poderá actuar sobre a plataforma durante toda a sua vida. Estas ondas são normalmente especificadas em termos de período de retorno, tendo-se usado um período de 100 anos, de acordo com as regras da ABS<sup>1</sup>. Para determinar a amplitude da onda é necessário conhecer a distribuição estatística de longo prazo da ondulação no local onde se pretende colocar a plataforma e tal informação pode ser obtida a partir da extensa compilação realizada por Hogben et al.<sup>8</sup> que publicaram o atlas designado *Global Wave Statistics*. Neste exercício procuraram-se obter valores característicos da costa portuguesa e para esse efeito determinaram-se os parâmetros da distribuição Weibull cuja função densidade de probabilidade é indicada pela equação (1),

$$f(H_s) = \frac{k}{b} \left( \frac{H_s - x_0}{b} \right)^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{H_s - x_0}{b} \right)^k \right] \quad (1)$$

Para as distribuições da altura significativa da onda,  $H_s$ , e para o período de pico,  $T_z$ . Por ajustamento com dados do diagrama de dispersão das ondas da bóia-ondógrafo da Figueira da



Foz, obtiveram-se os seguintes parâmetros da distribuição de  $H_s$ :  $x_0$  (localização) = 0,72713;  $k$  (forma) = 1,76913;  $b$  (escala) = 2,25045 e para a distribuição de  $T_z$ :  $x_0$  (localização) = 3,34135;  $k$  (forma) = 2,33969;  $b$  (escala) = 4,80290. A partir destas distribuições foi calculada a altura significativa e o período da onda de projecto, considerando que esta é característica de um estado de mar com duração de 3 h que ocorre uma vez durante o período de retorno, isto é com a probabilidade  $P = 3,4 \times 10^{-6}$ . Obteve-se a altura significativa  $H_s = 10,14$  m e o período  $T_z = 17,5$  s.

O conceito de onda de projecto tem a vantagem da simplicidade de aplicação. Contudo apresenta a desvantagem de não tomar em consideração toda a gama de frequências e amplitudes que ocorrem no mar e por isso não permite detectar a existência de ressonâncias caso a frequência da ondulação se aproxime da frequência natural da estrutura. Por esse facto considerou-se necessário complementar a análise realizada para a onda de projecto com uma outra com o objectivo de obter as frequências naturais de vibração do conjunto plataforma e ligação ao fundo.

O vento actuando sobre a plataforma e o rotor foi considerado constante, isto é apenas se contabilizou a componente estacionária do vento e não a componente variável ou de rajada, o que corresponde a uma simplificação desta acção. Por isso o cálculo da força exercida sobre o rotor e sobre a torre foi efectuado de forma conservadora. A turbina Vestas V90 produz energia para valores da velocidade do vento até 25 m/s, sendo travada a partir dessa velocidade. Obviamente que, para velocidades superiores, o vento exercerá forças sobre as pás imóveis do rotor e sobre a torre, mas verificou-se que essas forças eram consideravelmente inferiores às forças exercidas quando a turbina estava em funcionamento e a velocidade do vento era de 25 m/s. A força exercida sobre o rotor nessas condições é calculada pela equação (2),

$$F_r = \rho A_r \frac{V_1 + V_2}{2} (V_2 - V_1) \quad (2)$$

Onde  $\rho$  é a massa específica do ar,  $A_r$  a área do rotor,  $V_1$  a velocidade do vento incidente sobre o rotor e  $V_2$  a velocidade do vento à saída deste. Pelo teorema de Betz, verifica-se que as condições de rendimento máximo da turbina ocorrem para  $V_2 = V_1 / 3$ . Contudo uma turbina eólica entra em perda para velocidades muito inferiores à velocidade máxima de funcionamento. A turbina Vestas V90 atinge a máxima potência produzida para uma velocidade do vento de 15 m/s, e a partir dessa velocidade entra em perda, deixando escapar parte da energia cinética do vento, pelo que a velocidade de saída será sempre superior a  $V_1 / 3$ . Optou-se contudo por considerar as condições óptimas do teorema de Betz, e por isso obteve-se, para  $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$ ,  $A = 6362 \text{ m}^2$ ,  $V_1 = 25 \text{ m/s}$  e  $V_2 = 8,33 \text{ m/s}$  o valor  $F_r = 225 \text{ ton}$ .

A força exercida pelo vento sobre a torre, considerada com um corpo de geometria cilíndrica, é obtida pela equação (3),

$$F_t = C_r \frac{1}{2} \rho V_1^2 A_t \quad (3)$$

Onde  $C_r$  é coeficiente de resistência aerodinâmica e  $A_t$  a área projectada da torre. Obteve-se, para  $C_r = 0,3$  e  $A_t = 338 \text{ m}^2$  uma força  $F_t = 4,0 \text{ ton}$ .

A corrente marítima foi considerada constante e igual a 2,056 m/s (4 nós), por ser um valor típico da costa portuguesa.

### 3. Cálculo das forças exercidas sobre a estrutura

Os elementos que compõem a estrutura da plataforma estão sujeitos a esforços consideráveis sob a acção do vento, ondulação e corrente marítima. Uma das características fundamentais destas acções é o seu carácter dinâmico, pelo que é crucial avaliar os esforços que ocorrem na

plataforma, tomando em consideração o comportamento dinâmico desta. Contudo houve que ter em atenção o facto de facilmente se poder sair do âmbito de um trabalho como o que se pretende realizar e por isso resolveu-se estudar o comportamento da plataforma apenas sob a acção dinâmica da ondulação. Sendo assim, a acção do vento foi representada por forças constantes e a corrente marítima foi também considerada constante.

Foi criado um modelo numérico da plataforma e efectuadas análises de dois tipos. Em primeiro lugar uma análise dinâmica transiente, contabilizando o efeito da ondulação com o período e altura significativa indicados anteriormente, a acção do vento, representada por forças constantes sobre a estrutura e a acção da corrente. Em seguida uma análise modal para determinar as principais frequências naturais e modos de vibração.

Estas análises foram efectuadas no programa Ansys<sup>6</sup> sendo para tal criado um modelo de elementos finitos com elementos do tipo PIPE59. Este elemento comporta-se como uma viga de secção tubular com dois nós e seis graus de liberdade por nó que contabiliza a energia de deformação associada à tracção/compressão, torção e flexão. A característica essencial deste elemento é no entanto o facto de calcular automaticamente a pressão hidrostática aplicada sobre as paredes do tubo, em função da profundidade e da massa específica do fluido onde está imerso. De igual forma são calculadas automaticamente as forças hidrodinâmicas aplicadas sobre o tubo pela ondulação que sobre ele actua e as massas adicionais do fluido que rodeia o tubo e do fluido contido no seu interior.

O modelo construído com este tipo de elementos requer a colocação do referencial global numa posição própria, com a origem localizada sobre a superfície média da água, e com o eixo Z dirigido para cima, como indicado na figura 3:

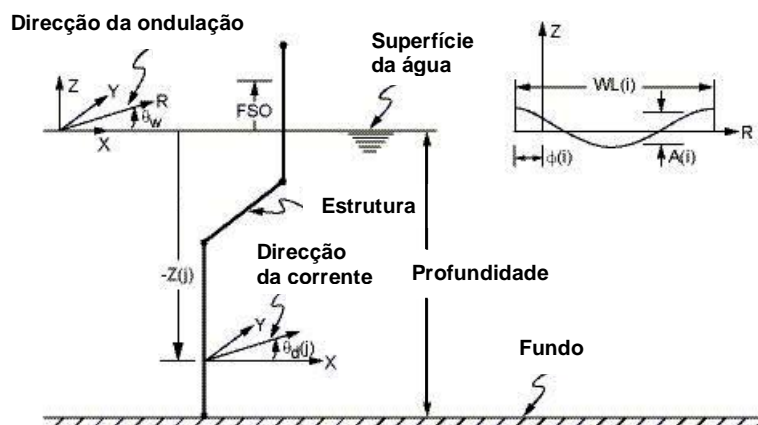


Fig. 3 – Referencial usado no modelo de elementos finitos.

A profundidade a que cada elemento  $j$  está localizado corresponde então à coordenada  $-Z(j)$ . As forças hidrodinâmicas são calculadas pela equação de Morrison<sup>9</sup> generalizada (4),

$$F_h = C_D \rho \frac{D}{2} |\dot{u}_n| \dot{u}_n + C_M \rho \frac{\pi D^2}{4} \dot{v}_n + C_T \rho \frac{D}{2} |\dot{u}_t| \dot{u}_t \quad (4)$$

Onde  $F_h$  é a carga distribuída aplicada no tubo,  $C_D$  o coeficiente de arrasto normal,  $\rho$  a massa específica da água,  $D$  o diâmetro exterior do tubo,  $\dot{u}_n$  a componente normal ao eixo do tubo da velocidade relativa da água,  $C_M$  o coeficiente de inércia,  $\dot{v}_n$  a componente normal da aceleração da água,  $C_T$  o coeficiente de arrasto tangencial e  $\dot{u}_t$  a componente tangencial ao eixo do tubo da velocidade relativa da água. Os valores da velocidade relativa e da aceleração

do fluido são calculadas pelo Ansys utilizando uma teoria de ondas, podendo ser usadas, entre outras, a teoria linear de pequena amplitude de Airy ou a teoria de ondas de quinta ordem de Stokes<sup>10</sup>, tendo-se optado por esta última.

Os valores dos coeficientes  $C_D$ ,  $C_M$  e  $C_T$  estão disponíveis na literatura, e consideram-se normalmente dependentes de: (i) número de Reynolds,  $Re = u_{max}D/\nu$ , onde  $u_{max}$  é a velocidade máxima do fluido e  $\nu$  é a viscosidade cinemática; (ii) número de Kerlegan-Carpenter,  $KC = u_{max}T/D$ , onde  $T$  é o período da onda; (iii) a rugosidade da superfície do tubo. Uma forma interessante de obter estes valores consiste em criar um modelo numérico do fluido, por exemplo num programa como o Fluent<sup>11</sup> e utilizando as equações de Navier-Stokes determinar as forças exercidas pela onda sobre a estrutura. Essas forças podem ser comparadas com as calculadas com o presente modelo feito em Ansys, permitindo acertar os valores dos coeficientes usados.

No modelo estudado, o flutuador pode ser considerado de pequeno diâmetro quando comparado com o comprimento de onda,  $L$ , pois  $D/L < 0,20$  e por isso é válida a suposição de que as propriedades da onda não se alteram com a presença da estrutura, não sendo necessário utilizar a teoria da difracção. Por outro lado o número de Kerlegan-Carpenter é inferior a 5, pelo que o escoamento é dominado pelas forças de inércia. Nestas condições considerou-se  $C_M = 2,0$  e, uma vez que o efeito de  $C_D$  era desprezável,  $C_D = C_T = 0$ .

A figura 4 representa o modelo de elementos finitos usado. A plataforma está ligada ao fundo por 8 tubos, estando 4 dispostos na vertical e outros 4 na diagonal, de forma a restringir o deslocamento lateral devido à acção do vento, da ondulação e da corrente. Consideraram-se as três acções alinhadas com o eixo x, o que corresponde à situação mais desfavorável. Para além da massa de toda a plataforma, foi colocada uma massa concentrada de 153 ton no topo da torre para simular a existência do gerador e do rotor. Consideraram-se os tubos de ancoramento encastrados no fundo.

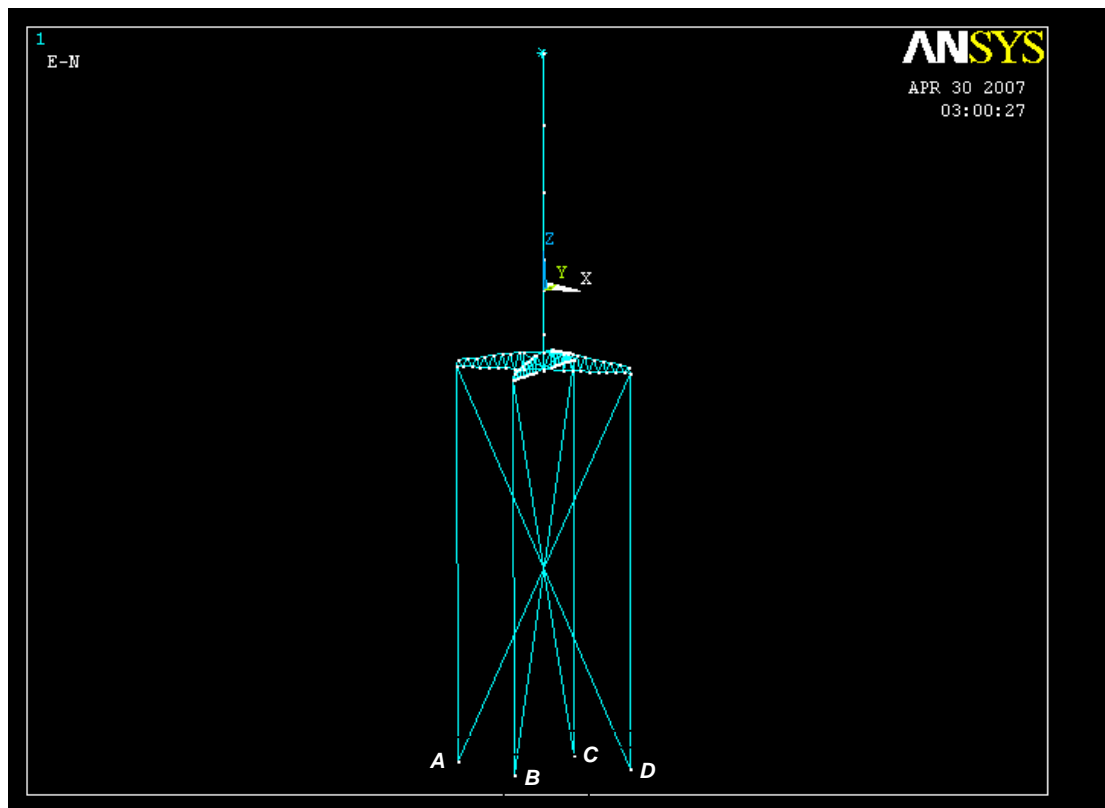


Fig. 4 – Modelo de elementos finitos usado na análise transiente.



Foi efectuada uma análise transiente considerando a existência de grandes deslocamentos ao longo de 56 s e considerado um passo  $\Delta t = 0,005$  s. Alguns resultados obtidos estão representados nas figuras 5 e 6.

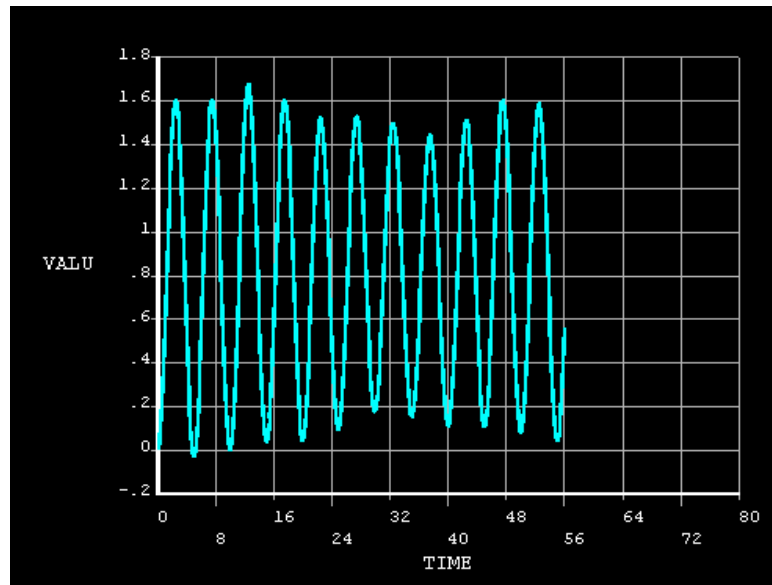


Fig. 5 – Deslocamento segundo  $x$  no topo da torre (m) em função do tempo (s).

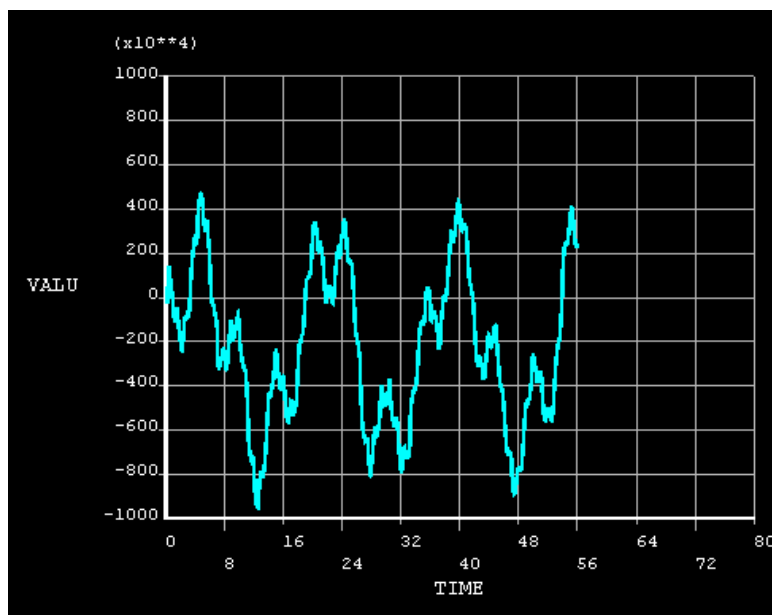


Fig. 6 – Componente segundo  $x$  da reacção total exercida sobre os pontos  $A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $D$  de ligação da plataforma ao fundo (N).

Pode observar-se na figura 5 que o deslocamento máximo no topo da torre não ultrapassa 1,7 m. Por outro lado é visível a frequência do primeiro modo de vibração da torre, cerca de 0,2 Hz. Na figura 6 verifica-se a sobreposição de várias frequências devidas à flexibilidade do conjunto da estrutura e das ligações ao fundo. Nesta figura verifica-se que o valor máximo da reacção

total ocorre para  $t = 12,6$  s e vale  $R = -9,7 \times 10^6$  N. Considerou-se que esse era o instante em que os esforços internos na plataforma atingiam o seu valor máximo e obtiveram-se as reacções segundo os três eixos nos 4 pontos de ancoramento:  $A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $D$ .

A análise das frequências naturais e modos de vibração detectou a existência de frequências da estrutura compreendidas na gama das frequências da ondulação incidente, isto é dentro do intervalo entre 0,057 Hz e 0,334 Hz que corresponde a  $T_z$  entre 17,5 s e 3 s. Para além disso duas das frequências ficaram próximas da frequência da onda mais comum no Atlântico Norte, que é de 0,1333 Hz.

Foram realizadas várias modificações sobre a estrutura, que incidiram sobre as dimensões da secção transversal dos tubos de ligação ao fundo, e sobre a espessura de parede da torre, sem conseguir afastar completamente as frequências naturais da zona considerada crítica. Como, no modelo adoptado não estavam incluídos os efeitos dinâmicos do vento, que deverão ser sempre considerados num estudo mais aprofundado, optou-se por prosseguir o dimensionamento com os melhores valores obtidos.

### Dimensionamento da plataforma

A plataforma foi dimensionada de acordo com as regras do *American Bureau of Shipping*<sup>1,2</sup> de forma a garantir a não ocorrência de instabilidade das chapas e dos painéis reforçados usados na sua construção. Para isso as regras impõem a verificação de várias equações de estado limite com base nas quais se pode ajuizar da correcta disposição e dimensão dos reforços escolhidos. A solução adoptada considera que a torre se prolonga até à base do flutuador e que existem 4 painéis verticais que permitem a existência de 4 compartimentos estanques no flutuador, separados da torre central, como se indica na figura 7. Esses painéis permitem também uma resistência acrescida da parede lateral na zona onde se ligam as 4 treliças.

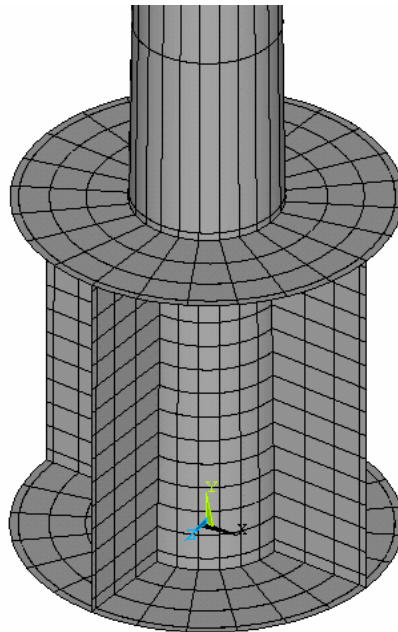


Fig. 7 – Estrutura interna do flutuador.

Foram também criados reforços radiais e anelares nas faces superior e inferior do flutuador, bem como reforços anelares e longitudinais na sua parede lateral. A figura 8 mostra essa estrutura interna.



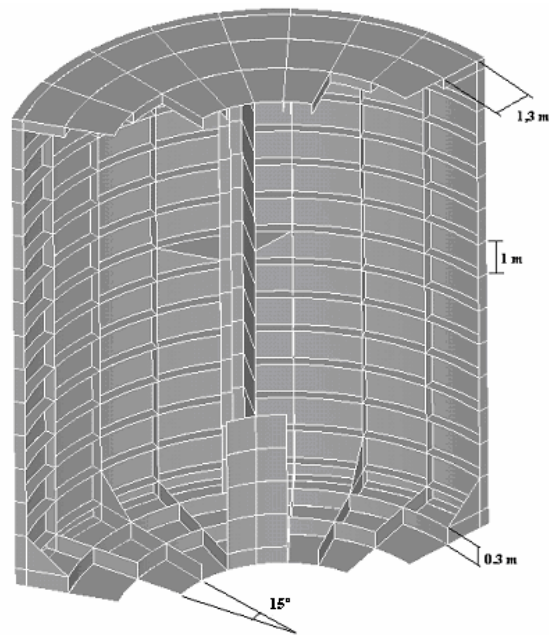


Fig. 8 – Reforços usados nos painéis laterais e do fundo.

Para determinar as tensões necessárias para o cálculo das várias funções de estado limite, foi criado um segundo modelo de elementos finitos usando o elemento de casca SHELL93 do Ansys. Este elemento permite modelar cascas curvas e tem 8 nós e 6 graus de liberdade por nó, podendo ser usado em problemas com grandes deslocamentos e grandes deformações. Sobre a estrutura foram aplicadas as forças concentradas definidas anteriormente para a acção do vento e também cargas distribuídas representando as forças hidrostáticas e hidrodinâmicas actuando sobre as várias superfícies do flutuador. Como o programa Ansys não calcula estas forças quando é usado um modelo com o elemento SHELL93, foi necessário definir manualmente a intensidade de todas as cargas distribuídas, de forma a obter as reacções nos pontos de ancoramento exactamente iguais às obtidas anteriormente com o modelo realizado com o elemento PIPE59 e para o instante  $t = 12,6$  s. A figura 9 representa as cargas distribuídas aplicadas lateralmente.

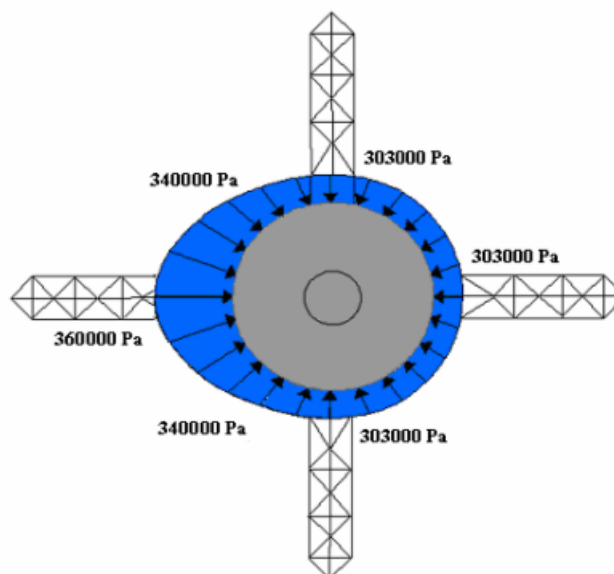


Fig. 9 – Disposição das cargas distribuídas aplicadas lateralmente no flutuador.

As figuras 10, 11 e 12 mostram algumas partes do modelo de elementos finitos. Verifica-se que as tensões de Von Mises não ultrapassam o valor da tensão admissível, que para o aço HY-80 usado é de 620 MPa.

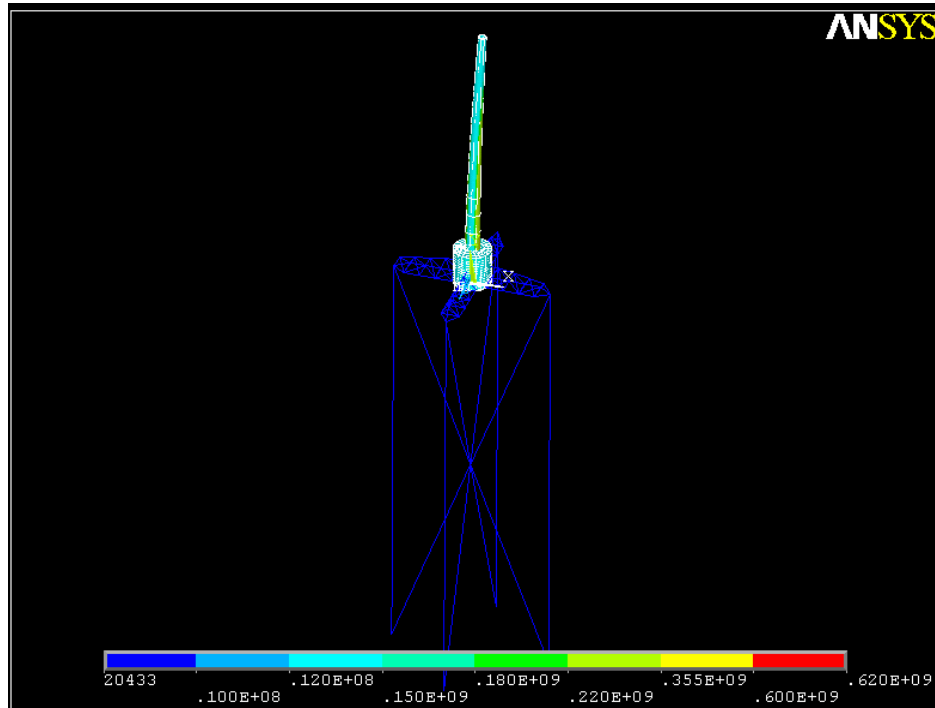


Fig. 10 – Modelo de elementos finitos com elementos SHELL93.

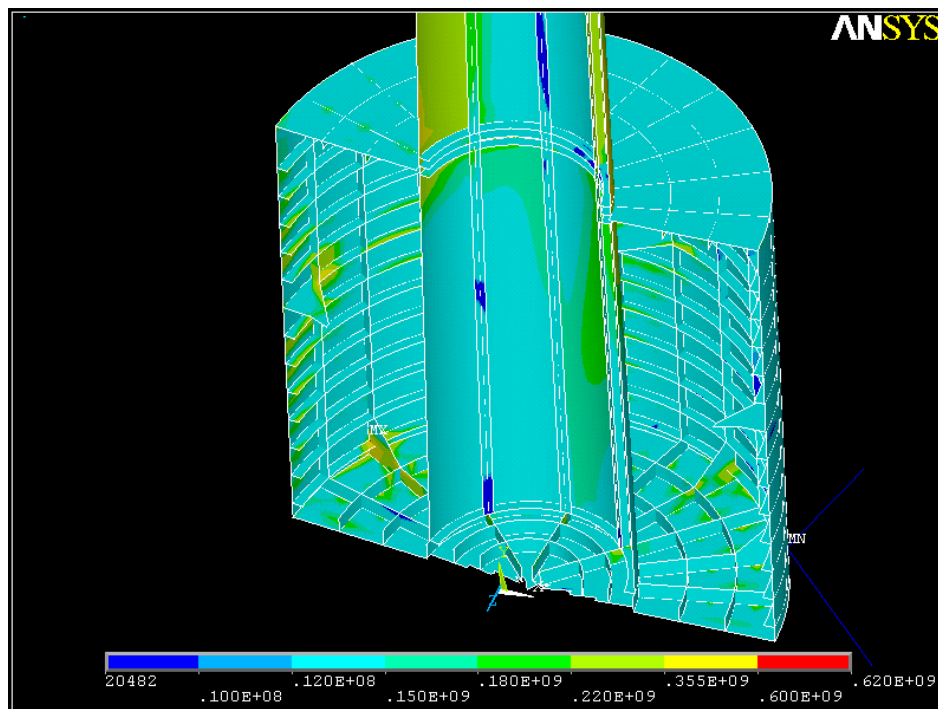


Fig. 11 – Tensões de Von Mises (Pa) nos painéis do flutuador e da torre.

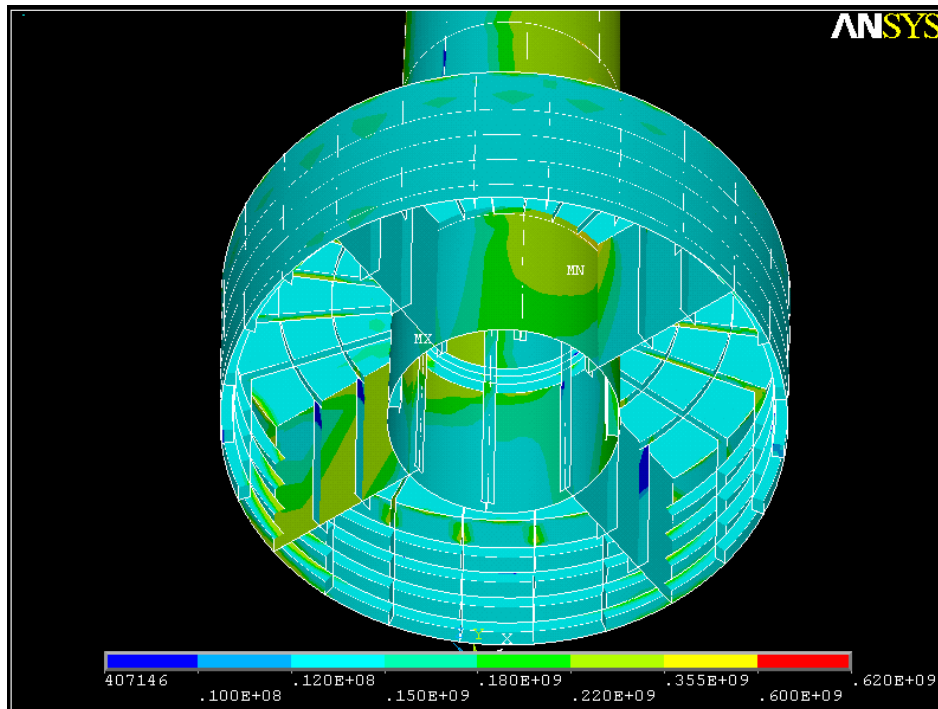


Fig. 12 – Tensões de Von Mises (Pa) nos painéis do flutuador e da torre.

### Conclusões

Com o objectivo de calcular o custo total da plataforma fez-se o levantamento de todos os custos associados à produção, sendo considerados os custos associados aos materiais – aço, soldadura, tintas – e à mão-de-obra.

O peso da plataforma foi estimado em 820 ton, e o custo de construção avaliado em 2,7 M€. Para uma turbina de 3 MW, obtém-se um quociente de 270 ton/ MW, que é superior a outras estimativas apresentadas<sup>3</sup>. Este valor é também cerca de 3 vezes superior ao peso da estrutura por MW instalado para a mesma turbina localizada em terra<sup>7</sup>.

Não foram contabilizadas as ligações ao fundo e as obras de fundação, nem os custos de transporte e de colocação no local de funcionamento, que deverão ser obrigatoriamente incluídos numa análise de rentabilidade mais detalhada.

Crê-se contudo ter contribuído para despertar o interesse pela colocação *offshore* de turbinas eólicas e para os problemas de engenharia que tal solução acarreta, que são complexos mas seguramente ultrapassáveis, principalmente tendo em atenção os potenciais benefícios. É conhecido o impacto que a construção de parques eólicos tem actualmente na indústria siderúrgica, estimando-se<sup>3</sup> que em média mais de 1 milhão de toneladas de aço serão necessárias por ano e em todo o mundo para instalações deste tipo de energia. Será por isso de salientar a importância que poderá ter na indústria de construção naval a opção de construir parques eólicos offshore.

### Referências

- 1- *ABS Rules for Building and Classing Offshore Installations*, American Bureau of Shipping, 1997
- 2- *ABS Guide for Buckling and Ultimate Strength Assessment for Offshore Structures*, American Bureau of Shipping, 2004.



**5<sup>as</sup> Jornadas Portuguesas de Engenharia Costeira e Portuária  
Lisboa, 11 e 12 de Outubro de 2007**

- 3- Faber, T., *Offshore Wind Energy in Europe – Actual Situation and Future Developments*, Proceedings of the Seventeenth International Offshore and Polar Engineering Conference, Lisbon, Portugal, July 1-6, 2007.
- 4- Simões, T. Estanqueiro, A., *A Energia Eólica em Portugal, situação actual e perspectivas de futuro*, Departamento de Energias Renováveis, INETI, Maio 2006.
- 5- Langley, R.S., McWilliam, S., *Stochastic Methods for Offshore Structures*, in *Mathematical Models for Structural Reliability Analysis*, edited by F. Casciati, B. Roberts, CRC Press, 1996.
- 6- ANSYS Mechanical Release 11.0 Documentation, Ansys Inc., 2007.
- 7- Vestas Wind Systems A/S, [www.vestas.com](http://www.vestas.com)
- 8- Hogben, N., Da Cuna, L.F., Ollivier, H.N., *Global Wave Statistics*, British Marine Technology, Publishing Urwin Brothers Limited, London, 1986.
- 9- Morison, J.R., O'Brien, M.P., Johnson, J.W., Schaaf, S.A., *The Force Exerted by Surface Waves on Piles*, Petroleum Transactions, TP2846, 189, pp. 149-154, 1950.
- 10- Skjelbreia, L., and Hendrickson, J. A., *Fifth Order Gravity Wave Theory*, Proceedings Seventh Conference on Coastal Engineering, Ch. 10, pp. 184-196, 1961.
- 11- Fluent Inc., FLUENT 6.2 User's Guide, 2005.