

Foundations for offshore wind turbines

Fundaciones para turbinas eólicas costa afuera

Felipe Alberto Villalobos Jara *¹

* Universidad Católica de la Santísima Concepción. CHILE

Fecha de recepción: 29/ 12/ 2008
Fecha de aceptación: 15/ 03/ 2009
PAG. 33 - 48

Abstract

This paper describes the beginning and evolution of the now worldwide growing offshore wind energy industry. In particular, the current renewable energy policy in the UK is described. The characteristics of the environmental loads offshore, type of seabed soils and foundations commonly adopted are explained. The type of structure and loading regime establish new conditions from a Civil Engineering point of view. Suction caissons are introduced as an alternative foundation for offshore wind turbines. Suction caissons are currently an accepted alternative to pile foundations in applications for the oil and gas industry. However, this is not yet the case in applications for offshore wind turbines.

Keywords: Wind energy, offshore wind turbines, marine foundations, suction caisson

Resumen

Este artículo describe el comienzo y la evolución de la hoy en día creciente mundialmente industria de la energía eólica costa afuera. Como un caso particular, se describe la actual política de energías renovables en el Reino Unido. Se explican las características de las cargas ambientales existentes costa afuera, tipos de suelos del fondo marino y las fundaciones que se utilizan comúnmente. El tipo de estructura y régimen de carga establecen nuevas condiciones desde el punto de vista de la Ingeniería Civil. Se presentan las cámaras a succión como una fundación alternativa para turbinas de viento costa afuera. Las cámaras a succión son actualmente una alternativa aceptada en vez de usar pilotes en aplicaciones para la industria del petróleo y el gas. Sin embargo, este no es el caso todavía en aplicaciones para aerogeneradores costa afuera.

Palabras Clave: Energía eólica, aerogeneradores costa afuera, fundaciones marinas, cámaras a succión

1. Introducción

La creciente necesidad de producción de energía limpia y sustentable en un futuro cercano, ha dado como resultado la búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles como fuente de energía. La energía eólica es una de las opciones más prometedoras para la generación de electricidad, con pronósticos de crecimiento optimistas para el futuro cercano. El gobierno del Reino Unido (UK Government 2002), en el reglamento RO, está implementando una política de energía renovable para reducir las emisiones de CO₂, con la meta de abastecer de fuentes renovables el 10% del consumo total de electricidad para el 2010, y según el DTI (2003) el 20% en el 2020. Actualmente están funcionando siete parques eólicos costa afuera a lo largo de las costas del Reino Unido (ver Tabla 1). Como parte de la primera ronda de proyectos de parques eólicos costa afuera (alrededor de 630 turbinas,

1. Introduction

The need for increased production of clean and sustainable energy in the near future has resulted in a search for alternatives to fossil fuels as sources of energy. Wind energy is one of the most promising options for electricity generation, with optimistic growth forecasts for the near future. The UK Government (2002), in the Renewables Obligations, order is implementing a renewable energy policy to reduce CO₂ emissions, with the target to supply from renewable sources 10% of the total electricity consumed in 2010, and according to the DTI (2003) 20% in 2020. Currently, seven offshore wind farms are operating along the UK coasts (see Table 1). As part of the first round of offshore wind farm projects (ca. 630 turbines,

¹ Autor de correspondencia / Corresponding author:
E-mail: avillalobos@ucsc.cl



sumando un total de 1700 MW) otros 10 parques eólicos pronto serán construidos y otros 15 están anunciados para ser construidos en los próximos diez años como parte de la segunda ronda de proyectos (alrededor de 2000 turbinas, sumando un total de 7100 MW). Dado lo anterior, se ha estimado que la energía eólica costa afuera será capaz de proporcionar alrededor del 9% del suministro de electricidad del Reino Unido. Sin embargo, si el 20% de la electricidad fuera suministrada por el viento costa afuera (usando turbinas de 3.5 MW) otras 3200 turbinas pudieran ser necesarias para alcanzar el 11% restante para lograr tal objetivo.

Dentro de este contexto, un gran proyecto de investigación fue emprendido por una sociedad entre industrias y universidad con la finalidad de mejorar los métodos de diseño actuales usados para instalar turbinas eólicas costa afuera. En la universidad de Oxford la investigación se ha centrado en el estudio de un nuevo tipo de fundación para turbinas eólicas costa afuera. Se puede encontrar información sobre el proyecto en Oxford en Houlby y Byrne (2000), Byrne et al. (2002), Byrne y Houlby (2003, 2006) y Villalobos et al. (2004).

El diseño de fundaciones se basa en una proporción equilibrada de teorías y empirismo. Un planteamiento predominantemente empírico es aceptable cuando el tipo de fundación es familiar al ingeniero geotécnico en base a su experiencia. Sin embargo, en presencia de un nuevo tipo de fundación tal enfoque puede llevar a demasiado riesgo. Para emplear con confianza en la práctica un nuevo tipo de fundación se debe emprender una investigación completa de su respuesta bajo diversas pero probables, condiciones de carga. Ésta es la razón principal para estudiar nuevos tipos de fundaciones tales como cámaras a succión para turbinas eólicas costa afuera.

2. La industria de la energía eólica costa afuera

El uso del viento como fuente de energía data de muchos siglos atrás. Se alcanza un hito en el siglo XVIII cuando alrededor de 200.000 molinos de viento giraban en Europa para moler maíz o bombear agua. Pero en 1888 Charles Brush construyó la primera turbina eólica para generar electricidad. Mejoras en la eficiencia de las turbinas llevaron a la construcción de miles de turbinas eólicas en tierra firme, particularmente en California en los años 80 y en Alemania a principios del 2000. Las protestas de la comunidad respecto a la "contaminación"

totalling around 1700 MW) another 10 wind farms will be soon built and another 15 are announced to be built in the next ten years as part of the second round of projects (ca. 2000 turbines, totalling around 7100 MW). Given that, it is estimated that offshore wind energy will be capable of providing around 9% of the UK's electricity supply. However, if the 20% of electricity were supplied by offshore wind (using 3.5 MW turbines) another 3200 turbines might be necessary to achieve the remainder 11% target.

Within this context, a large research project was undertaken by an industry-university partnership with the aim of improving current design methods used for placing wind turbines offshore. At the University of Oxford the research has focused on the study of a novel foundation for offshore wind turbines. Information about the project at Oxford can be found in Houlby and Byrne (2000), Byrne et al. (2002), Byrne and Houlby (2003, 2006) and Villalobos et al. (2004).

The design of foundations is based on a balanced proportion of theories and empiricism. A predominantly empirical approach is suitable when the type of foundation is familiar to the geotechnical engineer due to previous experience. However, in the presence of a novel type of foundation such an approach may lead to too much risk. To employ a novel foundation in practice with confidence a complete investigation of its response under different likely loading conditions should be undertaken. This is the main reason for studying novel foundations such as suction caissons for offshore wind turbines.

2. The offshore wind energy industry

The use of wind as a source of energy dates from centuries ago. A milestone was reached in the 18th century when around 200000 windmills were rotating in Europe to grind corn or pump water. But in 1888 Charles Brush built the first wind turbine to generate electricity. Improvements in turbine efficiency led to the construction of thousands of onshore wind turbines particularly in California in the 1980's and in Germany in early 2000's. Protests by communities about the turbines' visual and noise "contamination"

visual y de ruido de las turbinas eólicas respaldaron la idea relativamente nueva de aprovechar la energía eólica costa afuera, donde también es más intensa. De hecho, Kühn (2002) demuestra teóricamente que hay suficiente recurso eólico explotable costa afuera para suministrar el consumo total de electricidad en Europa. En 1998 el consumo de electricidad anual de los estados de la UE era de 2500 TWh, que según la Figura 1 podría ser obtenido de parques eólicos situados entre 30 y 40 km de la costa con profundidades del mar entre 20 y 30 m.

brought support to the relatively new idea of harnessing the wind energy from offshore, where it is also more intense. In fact, Kühn (2002) shows that theoretically there is enough exploitable offshore wind resource to supply completely the electricity consumption in Europe. In 1998 the annual electricity consumption of the EU states was 2500 TWh, which according to Figure 1 could be obtained from wind farms located between 30 and 40 km from the shore with water depths between 20 and 30 m.

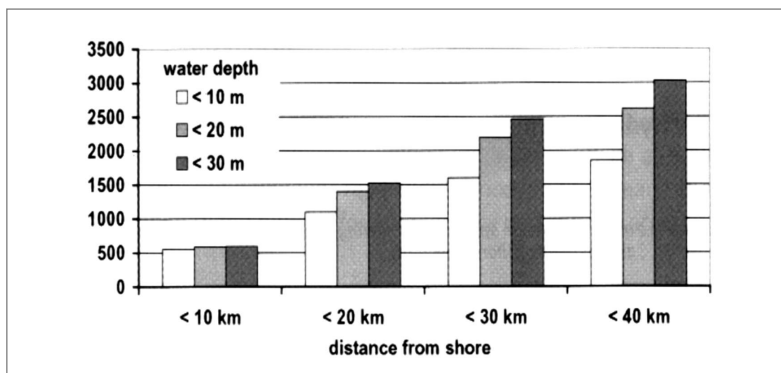


Figura 1. Estimado offshore wind energy potential in Europe (taken from Kühn, 2002)
 Figure 1. Potencial estimado de energía eólica costa afuera en Europa (tomado de Kühn, 2002)

En 1985 una fila de 16 turbinas eólicas fueron fundadas sobre el terraplén de un embarcadero en el puerto de Ebeltoft, Dinamarca. Sin embargo, se considera que Nogensund en el mar Báltico, Suecia, se convirtió en 1991 en la primera turbina eólica costa afuera en funcionamiento. Fue erigida con una capacidad de generación de 220 kW, a 250 m de la orilla y con una profundidad del agua de 7 m. También en 1991 el primer parque eólico costa afuera del mundo fue construido en Vindeby, Dinamarca. Once turbinas con una capacidad de 450 kW cada una componen el parque eólico con las turbinas apoyadas sobre fundaciones del tipo base gravitacional 1.5 km de la costa y con profundidades del mar entre 3 y 5 m. La Tabla 1 presenta un resumen de los parques eólicos costa afuera existentes.

In 1985 a row of 16 wind turbines were founded on an embankment pier in the harbour of Ebeltoft, Denmark. However, it is considered that Nogensund in the Baltic sea, Sweden, became in 1991 the first operating offshore wind turbine. It was erected with a generation capacity of 220 kW, at 250 m from the shore and in 7 m water depth. Also in 1991 the world's first offshore wind farm was constructed at Vindeby, Denmark. Eleven turbines with a capacity of 450 kW each compose the wind farm with turbines resting on gravity base foundations 1.5 km from the shore and between 3 and 5 m water depth. A summary of the existing offshore wind farms is presented in Table 1.

La Tabla 2 presenta una estimación por país del número de turbinas eólicas y la capacidad para los próximos años. Comparando con la situación actual habrá un aumento de aproximadamente 20 veces el número de turbinas, lo cual generará 40 veces más electricidad. El panorama futuro es muy prometedor. Alemania y el Reino Unido son los países con los programas más ambiciosos

An estimation per country of the number of turbines and the capacity for the next few years is presented in Table 2. By comparison with the current situation there will be an increase by approximately 20 times in the number of turbines, which will generate 40 times more electricity. The future scenario is very promising. Germany and the UK are the countries with the most ambitious programmes

(véanse por ejemplo las publicaciones Windpower Monthly y Renewable Energy World para información actualizada).

3. Carga ambiental del viento

La velocidad del viento puede ser considerada útil para extraer energía cuando es superior a 3 m/s (viento ligero), pero para plena producción (varía sin embargo con el equipo) se requiere 12 m/s (viento fuerte). Para detener la producción de electricidad, el viento debe estar sobre 25 m/s (tormenta). La fuerza aerodinámica generada por el viento en una turbina puede ser asumida como proporcional a la presión dinámica del viento $v_1^2 \rho_a / 2$ multiplicado por el área del barrido del rotor πR^2 , donde v_1 es la velocidad lejana del viento aguas arriba, ρ_a es la densidad del aire, y R es el radio del rotor. Entonces la fuerza del empuje está dada por:

$$F_T = \frac{1}{2} \rho_a \pi R^2 v_1^2 c_T(\lambda) \quad (1)$$

donde el coeficiente de empuje c_T considera el hecho de que las hélices están girando, por lo tanto, es una función de la razón de velocidades en la punta de las hélices $\lambda = \Omega R / v_1$ donde Ω es la velocidad del rotor en rad/s. Asumiendo una turbina genérica de 3.5 MW con una velocidad de rotor de 15 RPM ($\pi/2$ rad/s), radio del rotor de 60 m y una velocidad del viento $v_1 = 15$ m/s, resulta en $\lambda = 2\pi$. Así, de la Figura 2 el coeficiente de empuje es $c_T = 0.8$.

(see for example the magazines Windpower Monthly and Renewable Energy World for updated information).

3. Environmental load of the wind

The wind velocity can be considered useful to harness energy if it is above 3 m/s (light wind), but full production (though varies with device) requires 12 m/s (strong wind). The wind to stop electricity generation is above 25 m/s (storm). The aerodynamic force generated by the wind on a turbine can be assumed proportional to the wind dynamic pressure $v_1^2 \rho_a / 2$ multiplied by the rotor swept area πR^2 , where v_1 is the far upstream wind speed, ρ_a is the air density, and R is the rotor radius. Then the thrust force is giving by:

where the thrust coefficient c_T accounts for the fact that the blades are rotating, therefore, it is a function of the tip speed ratio $\lambda = \Omega R / v_1$, where Ω is the rotor speed in rad/s. Assuming a generic 3.5 MW wind turbine, with a rotor speed of 15 RPM ($\pi/2$ rad/s), rotor radius of 60 m, and a wind speed $v_1 = 15$ m/s, results in $\lambda = 2\pi$. Thus, from Figure 2 the thrust coefficient is $c_T = 0.8$.

Tabla 1. Parques eólicos costa afuera operativos en el mundo

Table 1. Operating offshore wind farms in the world

En línea/Online	Parque eólico/Wind farm	País/Country	Nº	MW	Fundación/Foundation	de la costa/Off, km ^a	Profundidad/Depth, m ^b
1991	Nogersund	S	1	0.2	multiple piles	0.25	7
1991	Vindeby	DK	11	5.0	gravity bases	1.5	3-5
1994	Medemblik(Lely)	NL	4	2	monopiles	0.75	5-10
1995	Tunø Knob	DK	10	5	gravity bases	3-6	3-5
1996	Dronten	NL	19	11.4	monopiles	0.02	5
1997	Bockstigen	SW	5	2.5	monopiles	3	6
2000	Blyth	UK	2	3.8	monopiles	0.8	6-11
2000	Middelgrunden	DK	20	40	gravity bases	3	3-6
2000	Utgrunden	SW	7	10	monopiles	8	7-10
2001	Yttre Stengrund	SW	5	10	monopiles	5	6-10
2002	Horns Rev	DK	80	160	monopiles	14-20	6-14
2003	Samsø	DK	10	23	monopiles	3.5	15-18
2003	Frederikshavn	DK	4	10.6	monopiles*	0.2	4
2003	Rodsand(Nysted)	DK	72	158	gravity bases	6	6-9.5
2003	North Hoyle	UK	30	60	monopiles	7-8	10-20
2004	Scroby Sands	UK	30	60	monopiles	2.3	4-8
2004	Arklow Bank	IR	7	25.2	monopiles	12	2-5
2004	Ems-Emden	GE	1	4.5	multiple piles	0.04	3
2005	Barrow	UK	30	90	monopiles	8	15-20
2005	Wilhelmhaven	D	1	4.5	suctioncaisson	0.55	5
2005	Kentish Flats	UK	30	90	monopiles	8.5	5
2006	Breitling	D	1	2.5	multiple piles	0.5	2
2006	Egmond	NL	36	108	monopiles	18	16-22
2007	Beatrice	UK	2	10	multiple piles	25	45
2007	Lillgrund	S	48	110	gravity bases	7	3
2007	Burbo	UK	25	90	monopiles	10	1-8
Total:			491	1104			

^a distancia costa afuera, ^b profundidad del agua; * 3 pilotes aislados y 1 cámara a succión / ^a distance offshore, ^b water depth; * 3 monopiles and 1 suction caisson

Tabla 2. Crecimiento futuro estimado de turbinas y capacidad en el mundo
 Table 2. Estimated future growing of turbine number and capacity in the world

País/Country	Nº	MW	Fuente/Source
Belgium	60	300	www.offshorewindenergy.org
China	40	200	Windpower Monthly
Denmark	130	350	www.windpower.org
France	232	700	www.iwr.de/wind/offshore
Germany	6122	27300	www.iwr.de/wind/offshore
Ireland	433	1205	www.iwea.com/offshore
Netherland	96	220	www.iwr.de/wind/offshore
Polan	100	200	www.iwr.de/wind/offshore
Spain	170	450	www.iwr.de/wind/offshore
Sweden	630	2040	www.iwr.de/wind/offshore
USA	519	1260	www.iwr.de/wind/offshore
UK	2705	10151	www.bwea.com
Total:	11237	44376	

De la ecuación (1), tomando $\rho_a = 1.2 \text{ kg/m}^3$ (despreciando los efectos de variación de altitud, temperatura del aire, presión atmosférica y humedad relativa) la fuerza de empuje resultante sobre el eje de la turbina es $F_T = 1.2 \text{ MN}$. Adviértase que para vientos de tormenta, digamos $v_1 = 30 \text{ m/s}$, $c_T(\lambda = \pi)$ se reduce a 0.3, resultando en un aumento de F_T a 1.8 MN.

From equation (1), taking $\rho_a = 1.2 \text{ kg/m}^3$ (neglecting variation effects of altitude, air temperature, atmospheric pressure and relative humidity) the resulting thrust force on the hub is $F_T = 1.2 \text{ MN}$. Note that for storm wind, say $v_1 = 30 \text{ m/s}$, $c_T(\lambda = \pi)$ reduces to 0.3, resulting in an increase of F_T to 1.8 MN.

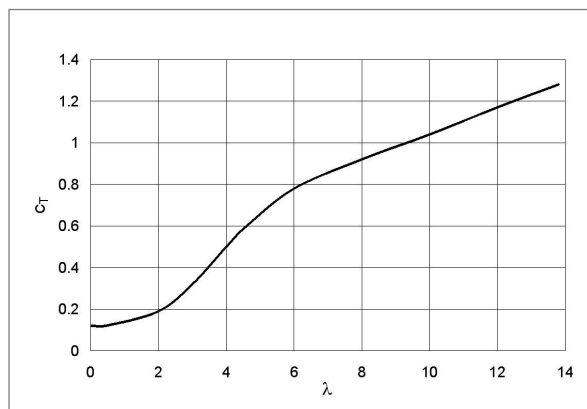


Figura 2. Coeficiente del empuje de una turbina como una función de la razón de velocidades en la hélice (de Kühn, 2002)
 Figure 2. Thrust coefficient of a turbine as a function of the speed tip ratio (from Kühn, 2002)

Los valores exactos dependerán del diseño de la turbina, no obstante los cálculos antes realizados son útiles puesto que dan el orden de la magnitud de la carga horizontal aplicada por el viento a lo largo del eje de la turbina. Más importante aún, es el hecho que la fuerza de empuje actúa a un nivel que crea un momento muy alto a nivel de la fundación (véase la Figura 6a).

Exact values will depend on the turbine design, nevertheless the above calculations are useful since they give the order of magnitude of the horizontal load applied at the hub level by the wind. More importantly, the thrust force acts at a level that creates a very high moment at the foundation level (see Figure 6a).

4. Carga ambiental de las olas y las corrientes

Las olas inducen vórtices de partículas de agua, las cuales generan fuerzas de arrastre sobre obstáculos. Además, un fluido que se mueve horizontalmente también genera presiones sobre obstáculos. Si una ola extrema dominante se idealiza, entonces las cargas hidrodinámicas se pueden obtener de las fuerzas de arrastre y de inercia aplicadas sobre la parte sumergida de la torre de la turbina (Kühn, 2002):

$$\frac{C_D \rho_w (2R) H_s^2 \omega^2}{16 \Psi} \frac{\sinh(2\Psi d_w) + 2\Psi d_w}{\cosh(2\Psi d_w) - 1} \quad (2)$$

$$F_M = \frac{\pi C_M \rho_w (2R)^2 H_s \omega^2}{8 \Psi} \quad (3)$$

donde $C_D \approx 0.7$ y $C_M \approx 2$ son coeficientes empíricos de arrastre e inercia para secciones tubulares lisas ρ_w es la densidad del agua, $2R$ es el diámetro de la torre, H_s es la altura de ola significativa, d_w es la profundidad del agua, $\omega = 2\pi / T$ es la frecuencia angular de la onda, T es el período de la ola y $\Psi = 2\pi / L$ es el 'número de onda' siendo L la longitud de onda. El número de onda se puede obtener de:

$$\omega^2 = g\Psi \tanh(\Psi d_w) \quad (4)$$

en el caso de aguas profundas $\omega^2 = g\Psi$, donde g es la aceleración de la gravedad. Cuando la fuerza de arrastre y la fuerza de inercia por unidad de longitud son integradas desde el fondo del mar hasta la superficie del agua, la primera varía con el tiempo por medio de la función \cos^2 en tanto que la segunda varía con el tiempo a través de la función seno. Por lo tanto, la carga horizontal total H se puede expresar de la siguiente forma:

$$H = \max\{F_D \cos^2(-\omega t) + F_M \sin(-\omega t)\} \quad \text{for } -\frac{T}{4} \leq t \leq 0 \quad (5)$$

En lo siguiente, un ejemplo con valores razonables mostrará el orden de magnitud de los parámetros en estudio. La Figura 3 muestra la cinemática y las cargas asociadas a una ola de 6.4 m de altura y un período de 9.4 s aplicados a una torre de 3 m de diámetro y 10 m de profundidad del agua.

4. Environmental load of the waves and currents

Waves induce vortices of water particles, which generate drag forces on obstacles. In addition, a fluid moving horizontally also generates pressures over obstacles. If a dominant extreme wave is idealized then hydrodynamic loads can be obtained from the drag and inertia forces applied on a submerged turbine tower as follows (Kühn, 2002):

where $C_D \approx 0.7$ and $C_M \approx 2$ are empirical coefficients for drag and inertia for smooth tubular sections ρ_w is the water density, $2R$ is the tower diameter, H_s is the significant wave height, d_w is the water depth, $\omega = 2\pi / T$ is the angular wave frequency and T is the wave period, and $\Psi = 2\pi / L$ is the 'wave number' with L being the wave length. The wave number can be obtained from:

in a deep water case $\omega^2 = g\Psi$, where g is the acceleration of gravity. When the drag force and the inertia force per unit length are integrated from the seabed to the water surface, the former varies with time through a \cos^2 function whilst the latter varies with time through a sin function. Therefore, the total horizontal load H can be expressed by:

In the following an example with reasonable values will show the order of magnitude of the parameters in study. Figure 3 shows the kinematics and loads associated with a wave of 6.4 m height and 9.4 s period applied on a tower 3 m diameter and 10 m water depth.

El diagrama en la Figura 3 muestra que la carga horizontal máxima es de 0.45 MN y debido a que la carga actúa a una altura de 10 m, el momento sobre la fundación es de 4.5 MNm. Si se considera el siguiente caso: $2R = 6$ m, $d_w = 15$, $d_w = 15$ m y una ola significativa $H_s = 12$ m y $T = 12$ s, resulta una fuerza de arrastre máxima de 0.7 MN y una fuerza de inercia máxima de 2 MN. Pero debido a que ambas cargas no están en fase, la carga horizontal máxima es de 2 MN, generando un momento de 30 MNm a nivel del fondo del mar.

Aguas someras de 10 a 20 m pueden cambiar dramáticamente con la variación de la marea como por ejemplo en el mar Irlandés, donde ocurren variaciones hasta de 8 m. Por lo tanto, las fuerzas inducidas por corrientes se deberían incluir en la carga horizontal. Aparte de la componente horizontal de la carga, las olas pueden inducir una componente cíclica vertical importante de la carga, de tracción y compresión durante la depresión y la cresta de la ola respectivamente. Esta carga cíclica vertical es importante en términos de desplazamientos y rigidez más que en términos de resistencia de la fundación.

The plot in Figure 3 shows that the maximum horizontal load is 0.45 MN and because the load acts at 10 m height, it results in a moment of 4.5 MNm on the foundation. Considering the following case: $2R = 6$ m, $d_w = 15$ m and a significant wave $H_s = 12$ m and $T = 12$ s, results in a maximum drag force of 0.7 MN and a maximum inertial force of 2 MN. But because both loads are not in phase the maximum horizontal load is 2 MN, generating a moment of 30 MNm at seabed level.

Shallow waters of 10 to 20 m can change dramatically with tidal range as in the Irish Sea for example, where variations up to 8 m occur. Therefore, current induced forces should be included in the horizontal load. Apart from the horizontal load component, waves can induce an important vertical cyclic load component, pull and push during trough and crest respectively. This vertical cyclic loading is important in terms of displacements and stiffness rather than in terms of foundation resistance.

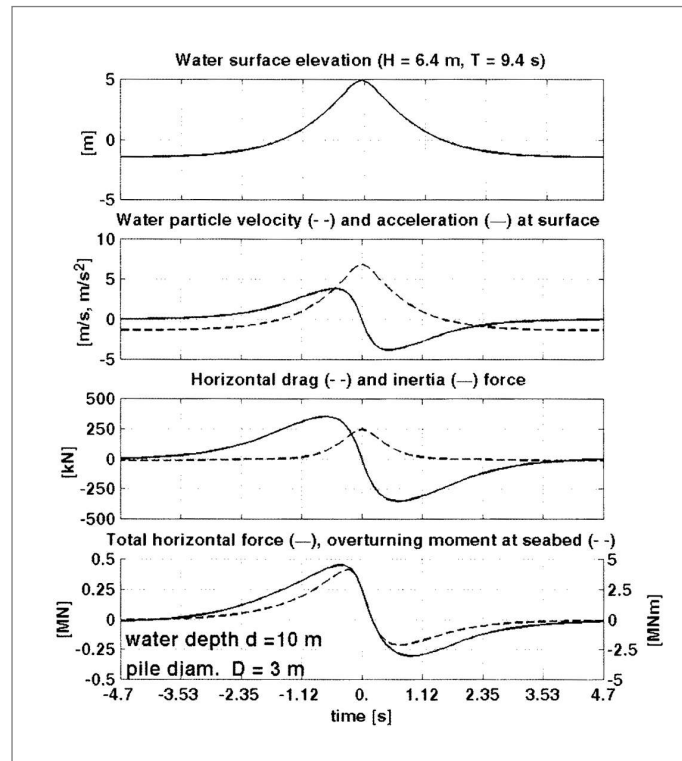


Figura 3. Cinemática y fuerzas de una ola extrema en aguas bajas o poco profundas (tomado de Kühn, 2002)

Figure 3. Kinematics and forces of an extreme wave in shallow water (from Kühn, 2002)

5. Materiales del fondo marino en lugares propuestos del Reino Unido

El terreno de fundación dictará si una cámara a succión es instalable o no. De hecho las cámaras a succión no son apropiadas en suelos con gravas o bolones, arcillas agrietadas duras y rocas. Sin considerar esos casos el diseño de cámaras estará condicionado por el tipo de suelo. La Tabla 3 da una descripción general de las condiciones del suelo en los lugares propuestos en el Reino Unido para la primera ronda de parques eólicos.

La Figura 4 muestra los sedimentos marinos en el mar Irlandés y los sitios proyectados para los parques eólicos. Hay sobre todo arena, en la forma de bancos de arena. A estos bancos de arena les subyace arcilla, roca o simplemente la arena continúa con la profundidad. Sin embargo, hay también algunos lugares con arcilla sobre roca. Una característica particular de los bancos de arena es su movilidad regular causada por mareas y corrientes. Este fenómeno causará el transporte de sedimento y socavación, lo cual requerirá un enrocado u otra forma de protección alrededor de las cámaras a succión (HR Wallingford, 2004). Este tema no está considerado en este artículo.

5. Seabed materials at the UK sites proposed

The foundation ground will dictate whether a suction caisson is installable or not. In fact suction caissons are not suitable for soils with gravels or boulders, stiff fissured clays and rocks. Disregarding those cases, the caisson design will be constrained by the type of soil. Table 3 gives a general description of the ground conditions in the UK sites proposed for the first round of wind farms.

Figure 4 shows the seabed sediments in the Irish Sea and the sites of wind farms projected. There is mostly sand, corresponding to sand banks. These sand banks are underlain by clay, bedrock or simply sand continues deeper. However, there are also some sites with clay underlain by bedrock. A particular feature of the sand banks is their regular mobility caused by tides and currents. This phenomenon will cause sediment transport and scour, which will require a rip-rap or other form of protection around the suction caissons (HR Wallingford, 2004). This issue is not considered in this paper.

Tabla 3. Primera ronda de parques eólicos en el Reino Unido
Table 3. First round of wind farms in the United Kingdom

Area	Parque eólico/Wind farm	Sitio/Site	Condiciones del suelo/Soil conditions Arena sobre (arcilla sobre)/sand over (clay over)	Nº de turbinas/Nº of turbines
Mar Irlandés/Irish Sea	Robin Rigg	Solway Firth	Arcilla media & arcilla dura/medium & hard clay	60
	Barrow - Isle of Walney*	Cumbria	Arcilla media & arcilla dura/medium & hard clay	30
	Shell Flats (3 sites)	Lancashire	Arcilla blanda/soft clay	90
	Burbo Bank*	Liverpool Bay	Arena, arcilla media & dura/sand, medium & hard clay	30
	North Hoyle*	North Wales	Arena, roca firme & (roca firme)/sand, bedrock & (bedrock)	30
	Rhyl Flats - Constable Bank	North Wales	Arena, arcilla media & dura/sand, medium & hard clay	30
Bahía Swansea/Swansea Bay	Scaweather Sands	South Wales	(roca firme) & roca firme/(bedrock) & bedrock	30
Estuario del Támesis/Thames Estuary	Kentish Flats*	Kent	Arcilla blanda & arcilla dura/soft & hard clay	30
	Gunfleet Sands	Essex	Arcilla blanda, media & dura/soft, medium & hard clay	30
East Anglia - Skegness	Scroby Sands*	Norfolk	Arena/Sand	30
	Cromer	Norfolk	Arcilla media & roca firme/medium clay & bedrock	30
	Inner Dowsing	Lincolnshire	Arcilla media & roca firme/medium clay & bedrock	30
	Lynn	Lincolnshire	Arcilla media & roca firme/medium clay & bedrock	30
Northeast	Teeside	Cleveland	roca firme & (roca firme)/bedrock & (bedrock)	30

*en operación/operating

Un fenómeno que afecta a las arenas sueltas es la pérdida de resistencia debido al incremento de la presión de poros causada por la rotación continua de los ejes de las tensiones principales mientras el desviador de tensiones se mantiene constante. Ishihara y Towhata (1983) usando un equipo de ensayo de corte torsional, demostraron que el incremento de presión de poros reduce la resistencia cíclica en una forma que el equipo de ensayo triaxial cíclico convencional no pudo reproducir. Experimentos han demostrado que las cargas de oleaje progresivas y severas puede inducir licuación en arenas sueltas (Sassa y Sekiguchi, 1999, 2001). En el caso de arenas medias y densas puede ocurrir movilidad cíclica que es el incremento de la presión de poros sin una pérdida seria de resistencia. Puesto que la arena contemplada en los proyectos no está en un estado suelto, la posibilidad de falla de flujo (licuación) es muy poco probable.

A phenomenon that affects loose sands is the reduction of strength due to build-up of pore water pressure caused by continuous rotation of the principal stress axes whilst the deviator stress is kept constant. Ishihara and Towhata (1983) using a torsional shear test apparatus, demonstrated that the build-up of pore pressure reduces the cyclic strength in a form that the conventional cyclic triaxial test apparatus was not able to reproduce. Experiments have shown that severe progressive wave loading can induce liquefaction in loose sands (Sassa and Sekiguchi, 1999, 2001). In the case of medium and dense sands cyclic mobility may occur, which is the build-up of pore water pressure without serious loss of strength. Since the sand contemplated in the projects is not in a loose state, the possibility of flow failure (liquefaction) is very unlikely.

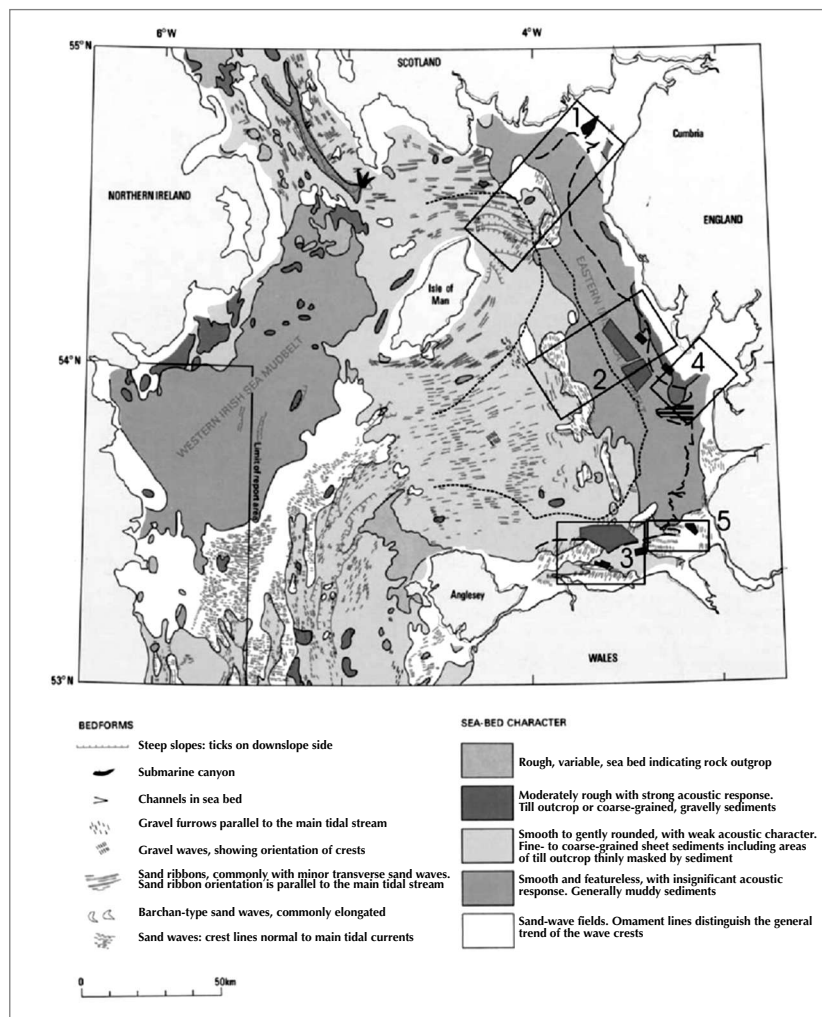


Figura 4. Sedimentos marinos en el mar Irlandés, se muestran los lugares para los proyectos de parques eólicos costa afuera (British Geological Survey, 2004)

Figure 4. Seabed sediments in the Irish Sea, showing sites for offshore wind farm projects (British Geological Survey, 2004)

6. Actuales opciones de fundación para turbinas eólicas costa afuera

Según la Tabla 1 las fundaciones con un pilote han dominado los proyectos de energía eólica costa afuera seguidos por las bases gravitacionales (Figura 5a). Es importante darse cuenta que el aumento de tamaño de una turbina por sobre los 3 MW implica cargas más grandes actuando en la base de la turbina, y por lo tanto, fundaciones más grandes. Indicativo de esta situación es el hecho de que los diámetros de los pilotes son de 4 m y 4.6 m en los recientes proyectos de Kentish Flats y Egmond respectivamente (Figura 5b), significativamente más grandes que los pilotes comúnmente hincados costa afuera. Por otra parte, la turbina eólica más grande del mundo de 5 MW, en el parque eólico costa afuera Beatrice en Moray Firth, Escocia, ha sido erigida a una profundidad del mar de 45 m. La torre descansa sobre una estructura de acero de 50 m de altura, la cual está fundada en cuatro pilotes (Figura 5c). Finalmente, la Figura 5d muestra un cilindro de hormigón armado muy grande fundado sobre pilotes para un proyecto de turbinas de 4.5 MW en Ems-Emden, Alemania.

6. Existing foundation options for offshore wind turbines

According to Table 1 monopile foundations have dominated the offshore wind energy projects followed by gravity bases (Figure 5a). It is important to realize that the increase of the turbine size above 3 MW implies larger loads acting on the turbine base, and hence, larger foundations. Indicative of this situation is the fact that the monopile diameters in the recent projects of Kentish Flats and Egmond are 4 m and 4.6 m respectively (Figure 5b), significantly larger than usual offshore driven piles. Moreover, the 5 MW world's largest wind turbine, the Beatrice offshore wind farm in the Moray Firth, Scotland, has been erected in 45 m water depth. The tower rests on jacket structures of 50 m height, which are founded on four piles (Figure 5c). Finally, Figure 5d shows a very large reinforced concrete cylinder founded on piles for a 4.5 MW turbine project in Ems-Emden, Germany.

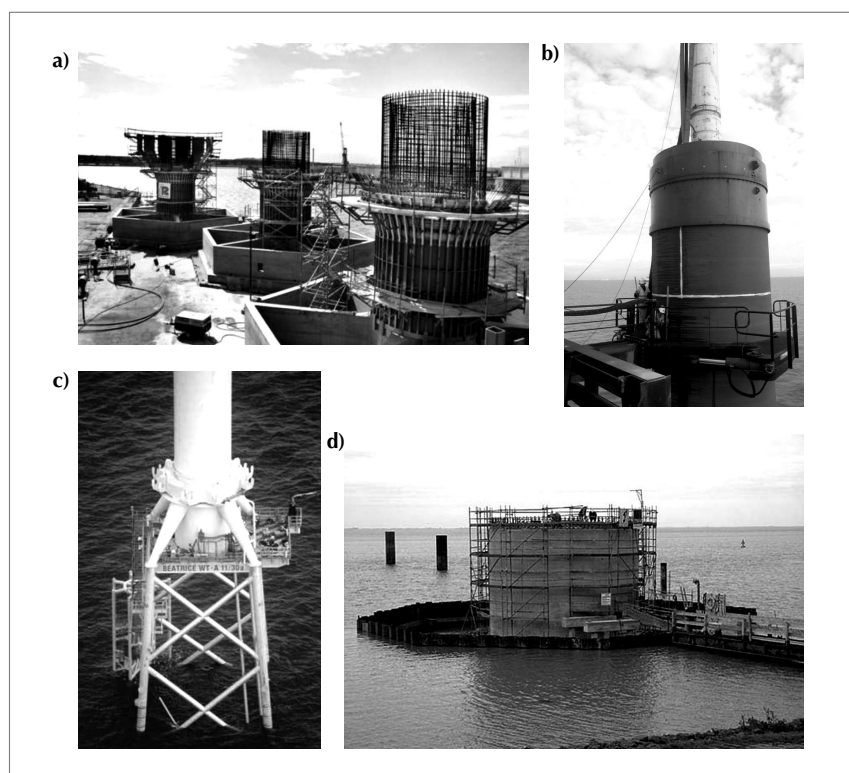


Figura 5. Opciones existentes de fundación para las aerogeneradores costa afuera: (a) Bases Lillgrund, (b) pilote hincado, www.kentishflats.co.uk, (c) torre sobre estructura metálica apilotada en Beatrice, www.renewable-energy-world.com, y (d) cilindro de hormigón armado en Ems-Emden, www.enova.de

Figure 5. Existing foundation options for offshore wind turbines: (a) Lillgrund gravity bases, www.kentishflats.co.uk, (b) driven monopile, www.kentishflats.co.uk, (c) Beatrice piled jacket tower, www.renewable-energy-world.com, and (d) piled reinforced concrete cylinder in Ems-Emden, www.enova.de

Las soluciones existentes de fundación adoptadas para grandes turbinas son extremadamente complicadas, consumidoras de tiempo y recursos. Es por ello que tanto investigadores como ingenieros están buscando soluciones más baratas y más simples. Se ha propuesto que las fundaciones cámaras a succión, usadas previamente como anclas en aguas profundas y como fundaciones superficiales en plataformas petroleras, pudieran ser una mejor alternativa desde el punto de vista económico, técnico y ambiental.

The existing foundation solutions adopted for large turbines seem to be cumbersome, time and resource consuming. As a result cheaper and simpler solutions are being sought by researchers and engineers. It has been proposed that suction caisson foundations, used previously as anchors in deep waters and as shallow foundations for oil rigs, might be a better alternative from the economic, technical and environmental point of view.

7. Fundaciones cámaras a succión

7. Suction caisson foundations

Las cámaras a succión adquieren ese nombre del hecho de que una cámara es una caja hermética grande donde la presión interior difiere de la presión atmosférica. La succión corresponde a la presión negativa o a la baja presión aplicada dentro de la cámara para extraer el agua y de esta manera penetrar el perímetro de la cámara en el terreno. Debido a que su forma se asemeja a un balde al revés, las cámaras a succión también se han denominado baldes a succión.

Suction caissons acquire the name from the fact that a caisson is a large water-tight box where the pressure inside differs from the atmospheric pressure. Suction corresponds to the negative pressure or underpressure applied inside the caisson to extract water and in this way penetrate the caisson skirts into the ground. Because in shape they resemble an upside-down bucket, suction caissons have also been called suction buckets.

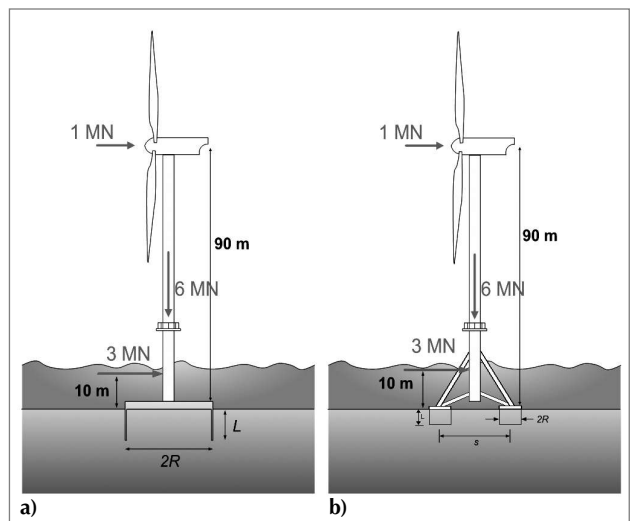


Figura 6. Cargas y dimensiones típicas para un aerogenerador de 3.5 MW mostrando fundaciones diferentes:

(a) cámara a succión aislada, y (b) cámaras a succión múltiples

Figure 6. Typical loads and dimensions for a 3.5 MW turbine showing different foundations:

(a) monopod suction caisson, and (b) multiple suction caissons

Las cámaras a succión flotantes han demostrado ser más eficientes que los pilotes, en términos de tiempo de instalación en aplicaciones para la industria del petróleo y el gas (Andersen y Jostad, 1999). Estos aspectos adquieren más importancia en usos costa afuera donde son frecuentes las condiciones atmosféricas duras. La eficiencia en la instalación de las cámaras a succión se basa en el uso de bombas en lugar de martinets grandes y pesados usados para hincar las pilotes, sin mencionar pilotes pre perforados ni inyectados con lechada, los cuales requieren de perforaciones previas y posteriores.

Además, las cámaras a succión se pueden remover fácilmente (cambiando la succión por sobrepresión), haciéndolas más versátiles y respetuosas del ambiente, comparadas con fundaciones apilotadas.

Las Figuras 6a y 6b muestran las dos configuraciones de cámara a succión descritas por Housby y Byrne (2000) para turbinas eólicas costa afuera. La Figura 6a corresponde a una fundación cámara a succión aislada y la Figura 6b representa una fundación de cámara a succión múltiple, trípode o tetrapoda. Cada configuración tiene un sistema predominante de carga. En la primera alternativa las cargas horizontales en el eje de la turbina y a nivel de rompiente de las olas, conducen a un momento volcante resultante de 120 MNm que se transmite directamente a la fundación. Mientras que en la segunda alternativa el mismo momento se transfiere a través del enrejado de soporte de la torre a la fundación como cargas verticales de tracción y compresión.

En el estudio de problemas de interacción de estructura y fundación se debe prestar atención a las diferencias substanciales entre, por ejemplo, el problema de una plataforma elevadora (Figura 7) y el problema de una turbina eólica, según lo precisado por Housby y Byrne (2000). En primer lugar, la profundidad del agua en estructuras petroleras y de gas es mucho más profunda que para las turbinas eólicas, en el orden de 100 m para las estructuras fijas y de hasta 2000 m para las estructuras flotantes (Sparrevik, 2002). Por el contrario, la profundidad del agua en los lugares asignados por la corona para los proyectos de parques eólicos es de entre 10 m y 20 m. En segundo lugar, el estado de carga también se diferencia puesto que las plataformas petroleras son estructuras bastante pesadas. De esta manera las fuerzas gravitacionales dominan sobre las fuerzas ambientales. Por lo demás, las turbinas eólicas costa afuera son estructuras esbeltas y ligeras.

Suction caissons have demonstrated to be more efficient than piles, in terms of installation time in applications for the oil and gas industry (Andersen and Jostad, 1999). These issues acquire more importance in offshore applications where harsher weather conditions are prevalent. The efficiency in the installation of suction caissons relies on the use of pumps rather than large and heavy hammers used to drive piles, not to mention socketed and grouted piles, which require pre or post drilled holes.

Furthermore, suction caissons can be removed easily (by changing the suction to overpressure), making them more versatile and environmentally friendly, as compared with piled foundations.

Figures 6a and 6b show the two suction caisson configurations described by Housby and Byrne (2000) for offshore wind turbines. Figure 6a corresponds to a monopod suction caisson foundation, and Figure 6b depicts a multiple suction caisson foundation, tripod or tetrapod. Each configuration has a predominant loading system.

In the first alternative the horizontal loads at the hub and at the wave-breaking level leads to a resultant overturning moment of 120 MNm which is transmitted directly to the foundation. Whilst in the second alternative the same moment is transferred through the lattice to the foundation as tensile and compressive vertical loads.

In the study of structure-foundation interaction problems attention should be paid to the substantial differences between for instance the jack-up problem (Figure 7) and the wind turbine problem, as pointed out by Housby and Byrne (2000). Firstly, the water depth for oil and gas structures is much deeper than for wind turbines, in the order of 100 m for fixed structures and up to 2000 m for floating structures (Sparrevik, 2002). By contrast, the water depth at the sites designated by Crown Estates for the wind farm projects is between 10 m and 20 m. Secondly, the state of loading also differs since oil rigs are fairly heavy structures. Then gravity forces dominate over environmental forces. Conversely, offshore wind turbines are slender and light structures.

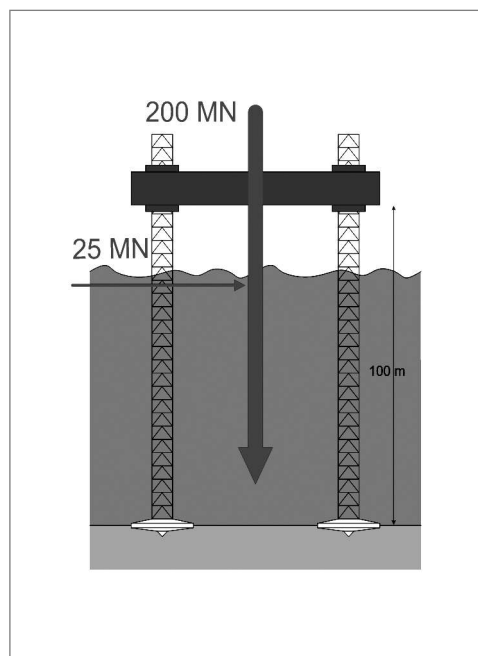


Figura 7. Unidad elevadora de tres patas mostrando fundaciones del tipo spudcan (de Byrne and Houslsby, 2003)
 Figure 7. Three-legged jack-up unit showing spudcan footings (from Byrne and Houslsby, 2003)

Valores extremos típicos de carga para turbinas eólicas de 3.5 MW se muestran en las Figuras 6a y 6b, donde es posible observar que las fuerzas ambientales tienen el mismo orden de magnitud que las fuerzas de gravedad, lo cual es claramente diferente al caso de la plataforma elevadora típica mostrada en la Figura 7 (Byrne y Houslsby, 2003).

Es importante destacar que el costo de las fundaciones tiene una fuerte influencia en el costo total de los proyectos de parques eólicos costa afuera, fluctuando entre 15% y 40% (Houslsby y Byrne, 2000). Feld et al. (1999) informaron que el costo de las fundaciones gravitacionales de Vindeby y de Tunø Knob representó el 23% de los costos totales del parque eólico. Feld et al., también determinaron que una fundación trípode con cámaras puede ahorrar hasta un 34% del acero de las fundaciones en comparación con un trípode con pilotes para el caso de arcilla muy dura (Rødsand), mientras que en arena densa solamente se ahorraría un 6% (Horns Rev). Por otra parte, Ibsen et al. (2003) indicaron que en el proyecto de Horns Rev los costos totales de la fundación se desglosaron en 8% en diseño, 46% en acero y 46% en la instalación. Además, se estimó que las cámaras a succión aisladas pueden ahorrar hasta 25% de acero comparado con las monopilotes.

Typical extreme load values for a 3.5 MW wind turbine are shown in Figures 6a and 6b, where it is possible to observe that the environmental forces have the same order of magnitude as the gravity forces, which is clearly different to the case of a typical jack-up shown in Figure 7 (Byrne and Houslsby, 2003).

It is important to highlight that the foundation cost has a strong influence on the total cost of offshore wind farm projects, typically being between 15% and 40% (Houslsby and Byrne, 2000). Feld et al. (1999) reported that the cost of the gravity base foundations at Vindeby and Tunø Knob represented 23% of the total costs of the wind farm. Feld et al., also determined that a tripod caisson reduces the footing steel by up to 34% in comparison with a tripod pile for the case of very hard clay (Rødsand), whereas for dense sand only 6% would be saved (Horns Rev). Moreover, Ibsen et al. (2003) indicated that in the Horns Rev project the foundation total costs comprised of 8% design, 46% steel and 46% installation. In addition, it was estimated that monopod suction caissons can save up to 25% of steel compared with monopiles.

Sin embargo, un estudio económico realizado por Beresford (2003) contradice la estimación antedicha para los proyectos de parques eólicos de Kentish Flats y Solway Firth. Considerando solamente los materiales implicados, Beresford (2003) determinó que un monopilote es la solución más barata (alrededor de £80k) comparada con: i) pilotes tetrápodos (alrededor de £160k), ii) cámara a succión aislada (alrededor de £400k en arena y £300k en arcilla), e iii) cámaras a succión tetrápodos (alrededor de £280k en arena y arcilla). Sin embargo, los costos variables de instalación pueden ser fácilmente iguales o aún más elevados que los costos fijos de materiales y diseño. Por ejemplo, en el proyecto Scroby Sands el 30 % del costo de las fundaciones fue igualmente dividido entre los costos fijos y variables, sin ninguna demora inesperada debido al buen tiempo. Los costos variables fueron controlados sobre todo por el arriendo de una barcaza por £50k/día.

En octubre del 2002 la primera cámara a succión aislada ($2R = 12$ m, $L = 6$ m) fue instalada en la arena de Frederikshavn. Sin embargo, fundaciones cámara a succión todavía no han sido instaladas costa afuera. También se instaló una segunda cámara a succión ($2R = 16$ m, $L = 15$ m) en la arena en Wilhelmshaven. Aunque la información del primer proyecto está disponible, se ha publicado escasa información sobre el segundo proyecto debido a confidencialidad.

Finalmente, se puede pensar que una turbina eólica se podría montar totalmente en tierra firme y después transportarse e instalarse de una vez usando fundaciones cámaras a succión. Esta posibilidad es una ventaja extraordinaria sobre las opciones de fundación existentes puesto que representa un uso eficiente de tiempo y recursos.

8. Comentarios finales

El gobierno del reino Unido ha establecido metas de suministro de energía de fuentes renovables para reducir las emisiones de CO₂. Dentro de este contexto la industria de energía eólica costa afuera está creciendo rápidamente no sólo en el Reino Unido sino que también alrededor del mundo. El sistema de carga ambiental que tiene que resistir una turbina eólica costa afuera es mucho más severo que en tierra firme y diferente de aquel resistido por plataformas petroleras pesadas.

However, an economic study carried out by Beresford (2003) contradicts the above estimate for the Kentish Flats and Solway Firth wind farm projects. Accounting only for the materials involved, Beresford (2003) determined that a monopile is the cheapest solution (ca. £80k) compared with: i) tetrapod piles (ca. £160k), ii) monopod caisson (ca. £400k in sand and ca. £300k in clay), and iii) tetrapod caissons (ca. £280k in sand and clay). However, the variable costs of installation can be easily equal or even higher than the fixed costs of materials and design. For instance, in the Scroby Sands project 30% of the foundation cost was equally split between fix and variable costs, without any unexpected delay owing to good weather. Variable costs were mostly controlled by the hire of a barge for £50k/day.

In October 2002 the first monopod suction caisson ($2R = 12$ m, $L = 6$ m) was installed into the sand of Frederikshavn. However, suction caisson foundations have not yet been installed offshore. A second caisson ($2R = 16$ m, $L = 15$ m) was installed into sand too in Wilhelmshaven. Although information of the first project is available, scarce information of the second project has been published due to confidentiality.

Finally, it is thought that a wind turbine could be completely assembled onshore and then transported and installed at once using suction caisson foundations. This possibility is an extraordinary advantage over the existing foundation options since it is an efficient use of time and resources.

8. Final comments

The UK government has established targets of energy supply from renewable sources to reduce CO₂ emissions. Within this context the offshore wind industry is growing rapidly not only in the UK but also around the world. The environmental loading system that an offshore wind turbine has to resist is much more severe than onshore and different from that of heavy oil rigs.

Las fundaciones actualmente usadas para turbinas eólicas costa afuera consumen demasiados recursos y tiempo. Esto podría no permitir alcanzar las metas en el tiempo establecido. Las cámaras a succión son una nueva opción de fundación, que simplifica la instalación reduciendo el tiempo de instalación a horas en lugar de días como es generalmente el caso para las opciones de fundación existentes. Sin embargo, todavía no se ha instalado una cámara a succión costa afuera como fundación de una turbina eólica.

The current foundations used for offshore wind turbines are resource and time consuming. This could not allow reaching the targets in the time established. Suction caissons are a new foundation option, which simplifies the installation reducing the time of installation to hours rather than days as it usual the case for the existing foundation options. However, there has not yet been a suction caisson installed offshore for a wind turbine application.

9. Agradecimientos

El autor agradece el financiamiento para esta Investigación, el cual fue otorgado por EPSRC y DTI del Reino Unido y por el Proyecto DIN 02/2008 de la Universidad Católica de la Santísima Concepción.

9. Acknowledgements

The author acknowledges the funding for this research from the UK' Engineering and Physical Sciences Research Council, the Department of Trade and Industry and the DIN 02/2008 project of the Universidad Católica de la Santísima Concepción.

10. Referencias / References

- Andersen K. and Jostad H. P. (1999), Foundation design of skirted foundations and anchors in clay. Offshore Technology Conference, Houston, Paper 10824
- Beresford J.M. (2003), Economic comparison and laboratory simulation of field scale tests of foundations for offshore wind energy structures. Final Year Project Report, Department of Engineering Science, University of Oxford
- British Geological Survey (2004), Seabed sediments in the Irish Sea. Walney Offshore Windfarm. Scoping Report, Consortia Dong and Statkraft
- Byrne B.W., Housby G.T., Martin C.M. and Fish P.M. (2002), Suction caisson foundations for offshore wind turbines. *Journal of Wind Engineering* 26, No 3, 145-155
- Byrne B.W. and Housby G.T. (2003), Foundation for offshore wind turbines. *Phil. Trans. of the Royal Society of London, Series A* 361, 2909-2300
- Byrne B.W. and Housby G.T. (2006), Assessing novel foundation options for offshore wind turbines. World Maritime Technology Conference, London
- Department of Trade and Industry (2003), Energy White Paper; our energy future - creating a low carbon economy. DTI, London. Available at www.dti.gov.uk/files/file10719.pdf
- Feld T., Rasmussen J.L. and Sørensen P.H. (1999), Structural and economic optimization of offshore wind turbine support structure and foundation. International Offshore Mechanics and Arctic Engineering Conference OMAE, New Foundland
- Housby G.T. and Byrne B.W. (2000), Suction caisson foundations for offshore wind turbines and anemometer masts. *Journal of Wind Energy* 24, No. 4, 249-255
- HR Wallingford (2004), Scour assessment of suction caisson founded wind turbines. Project report: Future energy solutions, the application of suction caissons foundations to offshore wind turbines. DTI
- Ibsen L.B., Schakenda B. and Nielsen S.A. (2003), Development of the bucket foundation for offshore wind turbines, a novel principle. Proceeding US Wind Energy Conference, Boston (in 'Foundation Engineering Papers', no. 20, 1398-6465 paper no. R0308)
- Ishihara K. and Towhata I. (1983), Sand response to cycle rotation of principal stress directions as induced by wave loads. *Soils and Foundations* 23, No. 4, 11-26
- Kühn M. (2002), Offshore wind farms. *Wind Power Plants: Fundamentals, design, construction and operation*, Gasch and Tewe eds., 365-384

Sassa S. and Sekiguchi H. (1999), Wave-induced liquefaction of beds of sand in a centrifuge. *Géotechnique* 49, No 5, 621-638

Sassa S. and Sekiguchi H. (2001), Analysis of wave-induced liquefaction of sand beds. *Géotechnique* 51, No 2, 115-126

Sparrevik P. (2002), Suction pile technology and installation in deep waters. Offshore Technology Conference, Houston, paper 14241

UK Government (2002), The Renewables Obligation Order 2002. Statutory Instrument 2002 no. 914, London: The Stationery Office.

Available at www.opsi.gov.uk/si/si2002/20020914.htm

Villalobos F.A., Hously G.T. and Byrne B.W. (2004), Suction caisson foundations for offshore wind turbines. Proceedings 5th Chilean Conference of Geotechnics, SOCHIGE, Santiago

