Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

Proyecto básico de estructura flotante para aerogeneradores offshore

TRABAJO FINAL DE GRADO

Trabajo realizado por:
Héctor Lobeto Alonso

Dirigido:
Francisco Ballester

Titulación:
Grado en Ingeniería Civil

Santander, Julio de 2014

PROYECTO BÁSICO DE ESTRUCTURA FLOTANTE PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

El presente trabajo de fin de grado tiene por objetivo el planteamiento de una posible solución de estructura flotante para la instalación de un aerogenerador marino. Existen en la actualidad varias tipologías de estructuras para poder llevar a cabo este objetivo, en el caso que nos ocupa se opta por la utilización de una plataforma semisumergible buscando la máxima estabilidad del aerogenerador.

MEMORIA

Contenido

1. Introducción 4
1.1 Resumen 4
1.2 Abstract 4
1.3 Energía en el mar 4
1.4 Flotabilidad 14
1.5 Estado del arte 15
1.6 Situación del mercado de energía eólica 30
2. Análisis de alternativas 49
2.1 Alternativa 1 50
2.2 Alternativa 2 51
2.3 Amarres 52
3. Predimensionamiento 54
3.1 Predimensionamiento: Alternativa 1 54
3.2 Predimensionamiento: Alternativa 2 67
3.3 Elección de alternativa 80
4. Bases de diseño 82
4.1 Emplazamiento 82
4.2 Oleaje 82
4.3 Viento (NREL) 83
4.4 Corrientes 84
5. Cargas de oleaje en operación 85
5.1 Introducción 85
5.2 Resultados 89
6. Análisis dinámico SeaFEM 93
6.1 Comportamiento en el mar 93
6.2 Software a utilizar 94
6.3 Preproceso 96
6.4 PostProceso 103
6.5 Resultados 120
7. Análisis estructural 121
7.1 Condiciones iniciales 121
7.2 Resultados 122
8. Proceso constructivo 127

9. Conclusiones 136
10. Bibliografía 137

1. Introducción

En consonancia con el auge de las energías renovables en los últimos años, unido al futuro poco prometedor de los combustibles fósiles, la energía eólica se ha convertido de un tiempo a esta parte como una de las principales alternativas en la producción de energía eléctrica. Si bien es cierto que los terrenos con mejor condiciones han sido ya ocupados o están adjudicados para un futuro proyecto, esto hace que en la zona continental sea cada vez más difícil el encontrar zonas con una velocidad del viento para un explotación adecuada; ante este problema se abre el horizonte de la eólica offshore, aún en fase de estudio y con pocos casos concretos llevados a la práctica.

1.1 Resumen

El presente trabajo de fin de grado tiene por objetivo el planteamiento de una posible solución de estructura flotante para la instalación de un aerogenerador marino. Existen en la actualidad varias tipologías de estructuras para poder llevar a cabo este objetivo, en el caso que nos ocupa se opta por la utilización de una plataforma semisumergible buscando la máxima estabilidad del aerogenerador.

Se analizarán dos posibles soluciones aportando los cálculos para cada una de ellas y a partir de los resultados obtenidos se considerará la más apta de las dos para los posteriores análisis que se deban realizar. Se llevará a cabo un estudio de las fuerzas ejercidas por el mar sobre la estructura, un análisis dinámico que estudie el movimiento de nuestra plataforma en varios estados de mar, un análisis estructural a partir de las cargas medioambientales (oleaje, corrientes y viento) que actúan sobre la estructura y para finalizar se planteará un posible proceso constructivo con el cual llevar a la práctica la solución estudiada.

1.2 Abstract

This TFG has the objective of the approach of a possible solution of a floating structure to install an offshore wind turbine. Nowadays there are some types of structure to reach this goal, in our chase we decide to design a semisubmergible structure looking for the highest stability.

There will be analysed two alternatives giving the calculus for each of them and with the results we will select the suitable of them. Then with this alternative we will do an analysis of the wave´s loads against the structure, a dynamic analysis studying the movements in the sea in different sea states, an structural analysis using the environmental loads against the structure (wind, waves and currents) and finally a possible construction process.

1.3 Energía en el mar

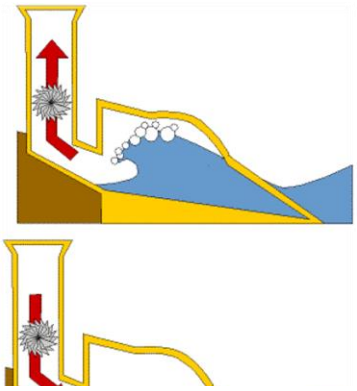
La energía marina es aquella energía renovable asociada a las olas del mar, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperatura en el océano. Se distinguen las siguientes tipologías:

- Energía de las corrientes: Consiste en el aprovechamiento de la energía cinética contenida en las corrientes marinas.
- Energía osmótica: También llamada energía azul, es la energía obtenida debido a la diferencia de salinidad entre el agua del mar y la de los ríos mediante procesos de osmosis.
- Energía térmica oceánica: Se basa en el aprovechamiento de la energía térmica del mar como consecuencia de las diferencias de temperatura entre la superficie del mar y aguas profundas. Las variaciones de temperatura en las zonas tropicales superan los 20 grados centígrados para una distancia inferior a 100 metros; en las zonas alejadas del Ecuador la explotación es más difícil.
- Energía mareomotriz: Consiste en el aprovechamiento energético de las mareas, aprovechando el ascenso y descenso del nivel del mar.
- Energía undimotriz: Es el aprovechamiento energético del movimiento de las olas.

Existen diferentes formas para el aprovechamiento de la energía generada en aguas marinas, siendo las principales formas las descritas a continuación:

1.3.1 Energía undimotriz

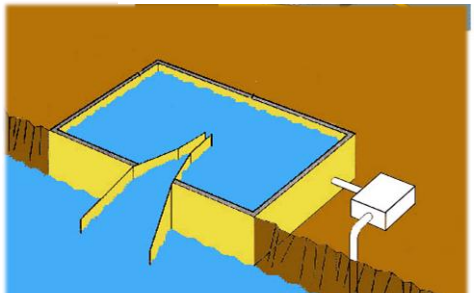
Dispositivos fijos:



OWC

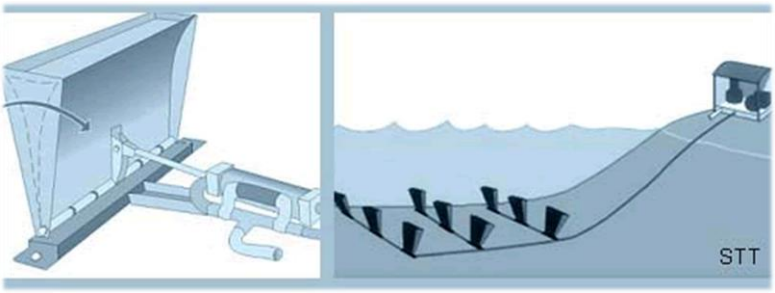
Sistema OWC: En este sistema, las turbinas no son movidas de forma directa por las olas, sino que lo hace una masa de aire comprimido que empujan dichas olas. La parte superior de la estructura forma una cámara de aire, mientras que la parte inferior se encuentra sumergida en el agua. De esta manera, la turbina aprovecha el movimiento provocado por la ola tanto cuando llega como cuando se va.

Sistema TAPCHAN: Consiste en un pequeño embalse artificial ubicado en zona de acantilado, la entrada a dicho deposito se produce a través de un canal estrecho que hace que las olas aumenten su amplitud. De esta forma la energía de las olas en movimiento se transforma en energía potencial, como ocurre en los aprovechamientos hidroeléctricos, el agua retorna al mar después de travesar una turbina.



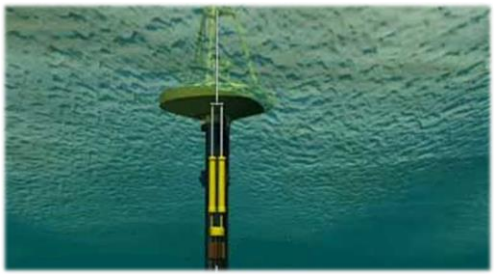
Tapchan

WaveRoller: Se trata de una placa unida al fondo marino mediante un eje longitudinal, a modo de hoja movida por el viento, esta placa se mueve hacia adelante o hacia atrás debido al movimiento de las olas. Se encuentra unida a una bomba de pistón, a partir de la cual se genera la energía eléctrica.



WaveRoller

Dispositivos flotantes

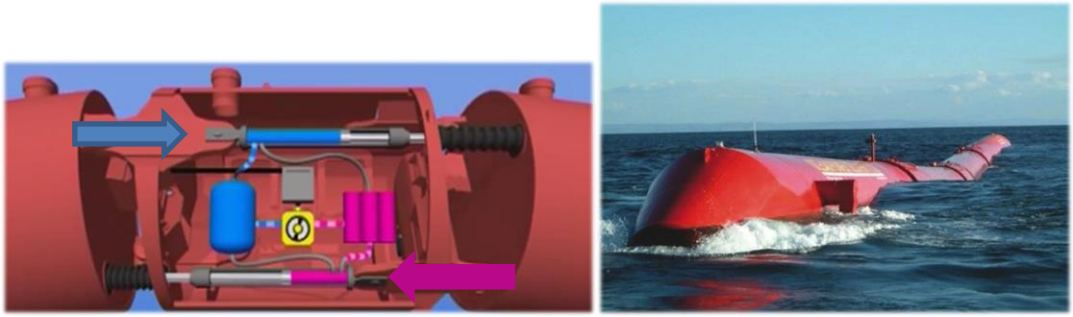


Boya marina

Boyas marinas: Permite el aprovechamiento de la energía undimotriz, aprovechan el movimiento vertical de las olas para la producción de energía eléctrica.

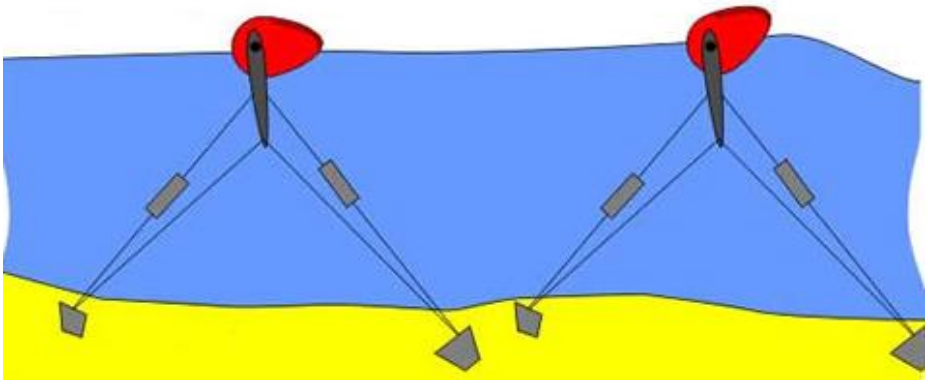
Cada boya consta de un pistón, que sube y baja a consecuencia del movimiento vertical, en la parte alta comprime el agua marina, mueve una turbina g transmite a través de cables a tierra firme.

Pelamis: Se trata de una estructura semisumergida a modo de "serpiente marina" compuesta por diferentes secciones unidas por juntas de bisagra. El movimiento bombea aceite a alta presión a través de motores hidráulicos, estos motores hacen que los generadores produzcan electricidad.



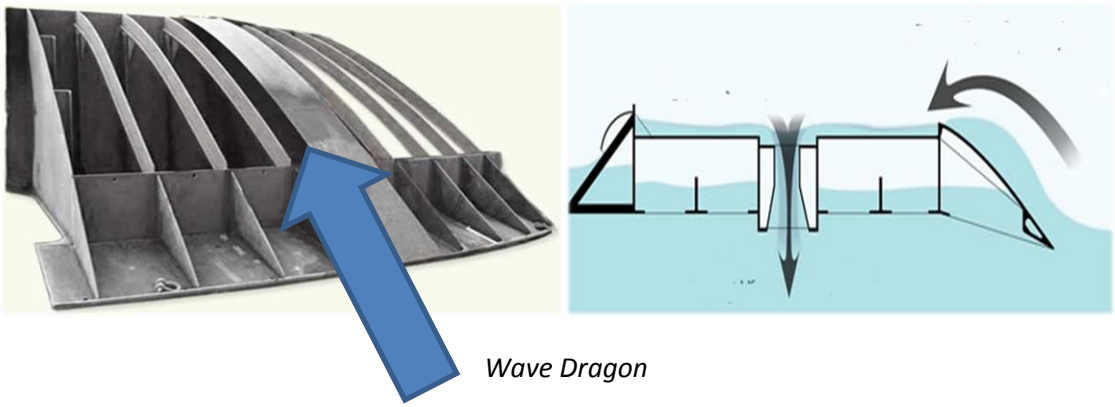
Pelamis

Salter Duck: Se genera un movimiento de cabeceo a medida que la ola pasa, con este movimiento se bombea un fluido hidráulico activando el motor, que a su vez activa el generador eléctrico.



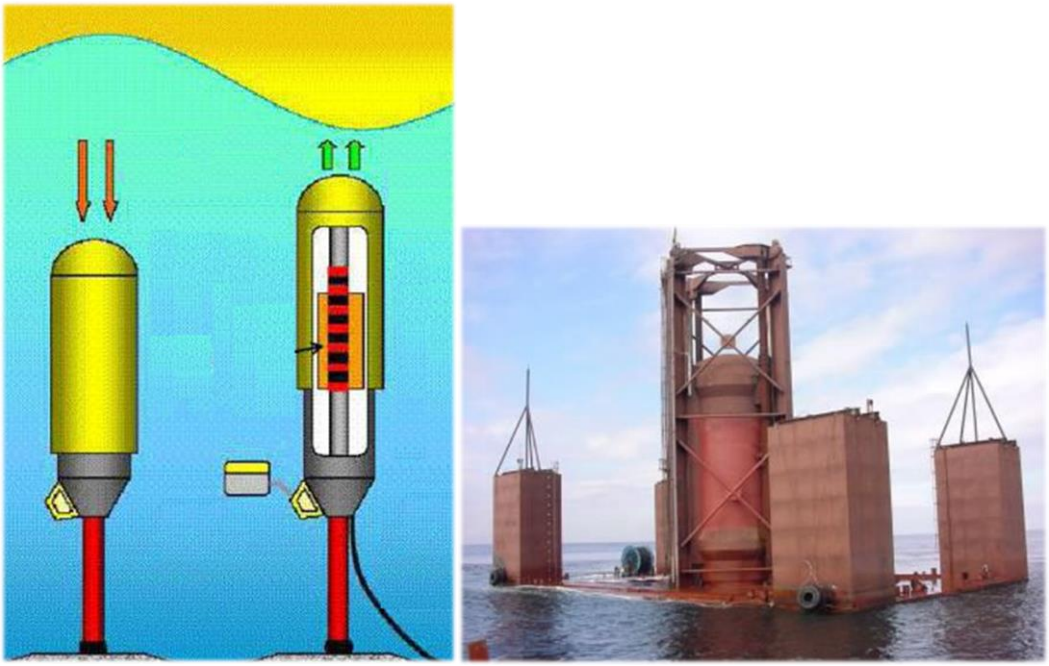
Salter Duck

***Wave Dragon**:* Consiste básicamente en un dispositivo que permite elevar las olas a un pequeño embalse o deposito situado por encima del nivel del mar, de esta forma se permite el paso a través de unas turbinas generando energía eléctrica, se trata de un funcionamiento similar al de las centrales hidroeléctricas.



Wave Dragon

Columpio de olas Arquímedes (Archimedes wave Swing): El AWS consiste en dos cilindros, el primero de ellos está fijado al lecho marino, mientras que el superior se mueve hacia arriba y hacia abajo gracias al movimiento de las olas. Se disponen imanes en el cilindro superior, que se mueven de forma simultánea a lo largo de una bobina, como resultado se reduce produce electricidad.



Columpio de olas Arquímedes

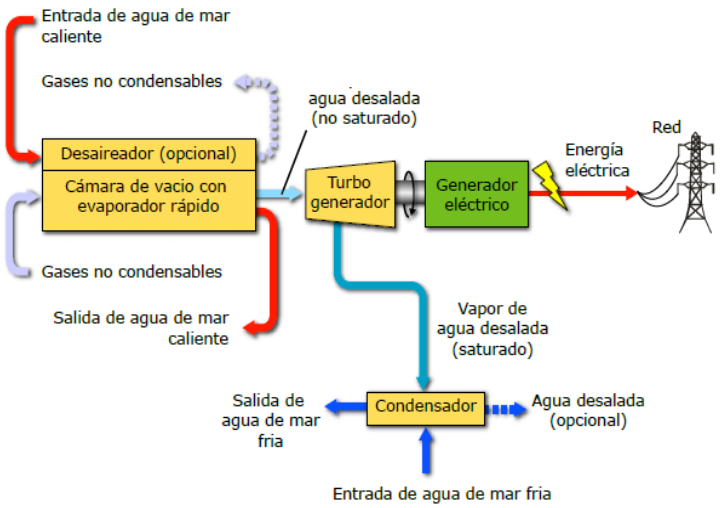
1.3.2 Energía maremotérmica

Sistemas de ciclo abierto

Sistemas de ciclo cerrado

Sistemas de ciclo híbrido

Difieren fundamentalmente en el fluido de trabajo que se utilice, en el caso de ciclo abierto se utiliza el agua de la superficie, en ciclo cerrado se usa un fluido auxiliar y el caso hibrido es recoge aspectos de los dos anteriores



Esquema de ciclo abierto

1.3.3 Energía osmótica:

Retardo de la presión Osmótica (PRO - Pressure-Retarded Osmosis): Consiste en bombear agua marina a un depósito, donde la presión es inferior a la presión osmótica entre el agua dulce y la salada. El agua dulce fluye a través de una membrana semipermeable incrementando el volumen de agua en el depósito que puede generar electricidad mediante una turbina hidráulica.

Electrodiálisis inversa (RED - Reverse electrodialysis): Consiste en el fenómeno inverso a la desalación de agua: mediante membranas selectivas a los iones se crea electricidad en forma de corriente continua.

1.3.4 Energía de las corrientes marinas:

***Rotores de flujo axial*:** cuyo eje es horizontal

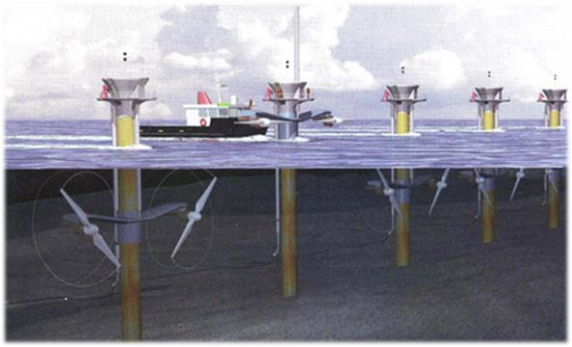
Rotores de eje vertical.

Alerones: Basculan alternativamente al ser impulsadas por el flujo.

Rotor axial

1.3.5 Energía mareomotriz:

Turbinas marinas



Turbinas marinas

1.3.6 Energía eólica

Concepto

La energía eólica es la que obtenemos gracias al viento, es la energía renovable más madura y desarrollada. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

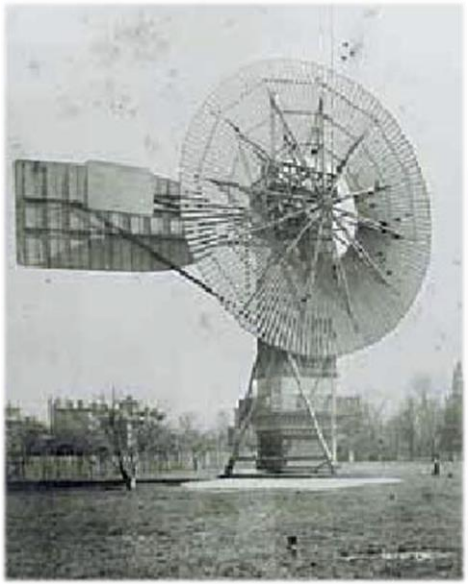
Los aerogeneradores suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, lo que reduce su impacto ambiental. Las máquinas tienen una vida útil de unos veinte años.

Historia

Podemos hablar de la energía eólica como una de las fuentes de energía más antiguas utilizadas por el ser humano. Se calcula que el hombre utiliza por primera vez la energía del viento, alrededor del año 3000 a.C. para propulsar barcos de vela. Se habla que Hammurabi utilizaba molinos de viento en el 2000 a.C., no obstante, los primeros molinos conocidos son los de Seistán en el siglo VII., estos molinos fueron de eje vertical con hojas rectangulares.

Siguiendo con el desarrollo histórico en el año 1400, el Papa Celestino III reclama la propiedad del viento, y establece que los molinos podrán aprovecharse de él pagando una cuota.

Posteriormente con la aparición de la electricidad, a finales del siglo XIX, aparecieron los primeros aerogeneradores, que basaban su forma en los molinos de viento que ya narraba Miguel De Cervantes en el "El Quijote". En 1854 Halladay introduce un molino de viento ligero y barato además, posteriormente en 1888, Brush construye la que es considerada como la primera turbina eólica para la generación de electricidad, tenía un diámetro de rotor de 17m y 144 palas fabricadas mediante madera de cedro, este aerogenerador era solamente de 12 kW. Fue mejorado en los siguientes años por Paul La Cour.



Turbina eólica de Brush, Cleveland

Aerogeneradores La Cour

Ya en el sigo XX el primer molino de viento de grandes dimensiones para la generación de energía eléctrica, fue construida en Vermont en 1945, fue la turbina Smith-Putnam.

Dicho esto, la generación de electricidad a partir de la energía eólica ha empezado a jugar un papel muy importante desde hace unas pocas décadas. En los años 70 nos encontramos con la crisis del petróleo y, posteriormente, con los movimientos contra las centrales nucleares de los años 80 en Europa, de esta forma creció el interés por las fuentes de energía renovables. Se buscaba por tanto nuevas formas de aprovechar los recursos que proporciona la naturaleza de una forma más respetuosa con el medio ambiente.

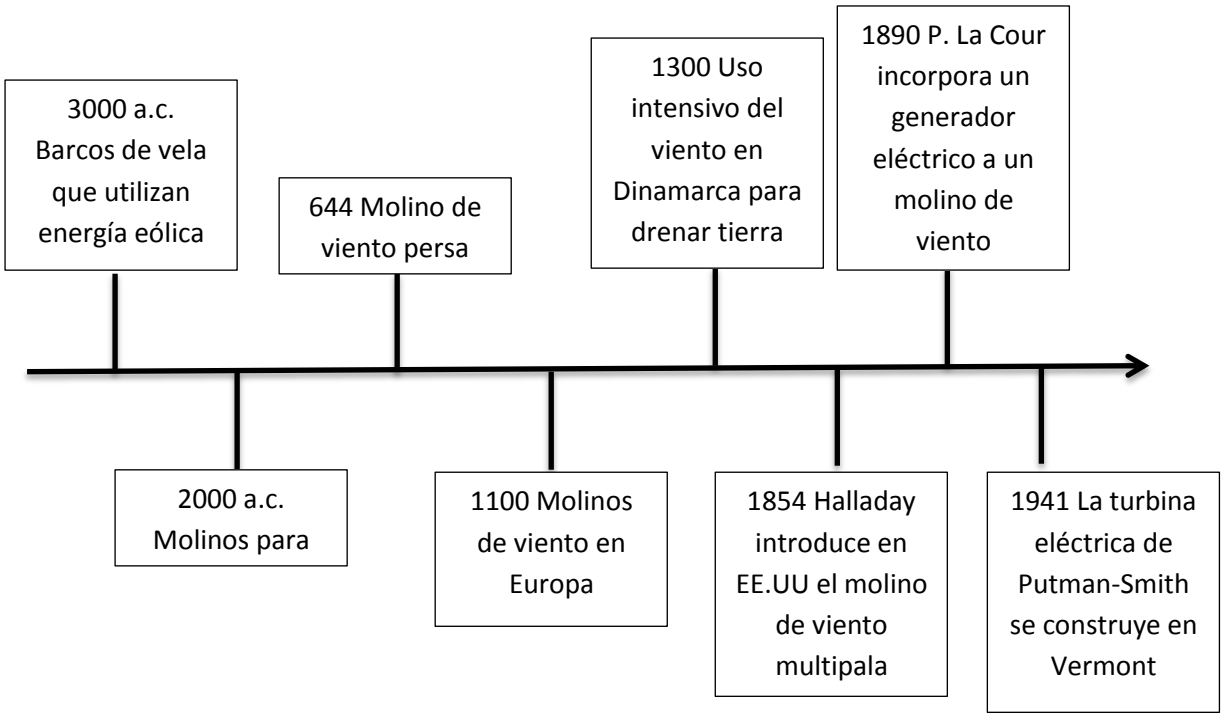
Los aerogeneradores en sus primeros años tenían un precio demasiado elevado como para considerarlos rentables, tanto es así que el elevado precio de la energía que producían era un fuerte argumento en contra de su construcción. Como consecuencia de esto el desarrollo de le

la eólica fue gracias a programas de investigación y de subvenciones, dadas por los Gobiernos internacionales, y en la mayoría de los casos, Gobiernos regionales. Nacieron de esta forma El instituto Alemán de la Energía Eólica (DEWI) o el Instituto de Investigación Danés (Riso).

Los elevados costes de la producción de electricidad mediante energía eólica se redujeron a partir de 1981 de forma considerables con el desarrollo de un aerogenerador de 55 kW. Estos permitieron un una reducción de entorno al 50%, haciéndose la industria eólica mucho más profesional.

Aerogeneradores de 55 kW

A continuación se muestra un eje con los principales hitos en materia de aprovechamiento de la energía eólica.



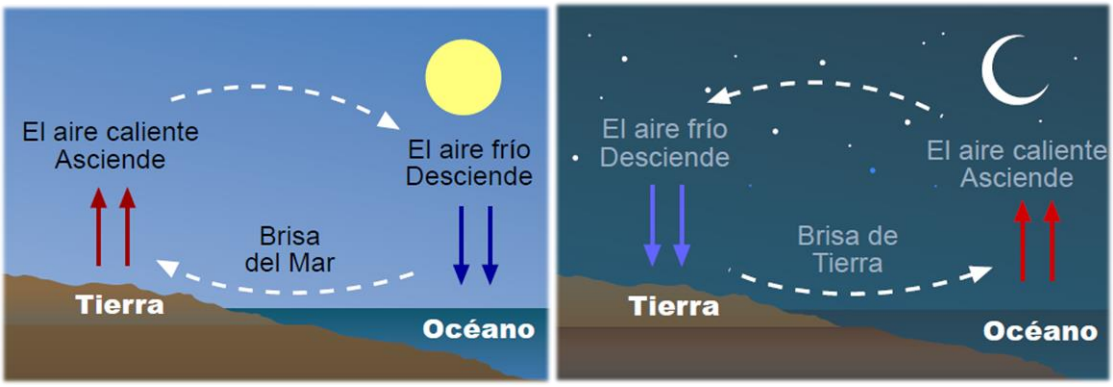
Generación viento

Según la RAE el viento es: "Corriente de aire producida en la atmósfera por causas naturales". El viento se genera debido a las diferencias de presión atmosférica, a su vez estas diferencias se producen debido a las diferencias en la temperatura del aire. Debido a la gravedad, el aire frío tiende a desplazarse hacia abajo mientras que el aire caliente tiende a ascender. Estas zonas pueden ocupar miles de kilómetros cuadrados y se conocen como zonas ciclónicas o borrascas donde el aire frio desciende, y zonas anticiclónicas donde el aire caliente asciende.

Cuando se produce este movimiento de ascenso y descenso del aire caliente y frio respectivamente se provoca el movimiento de masas del aire superficial de la atmosfera, en la zona conocida como troposfera.

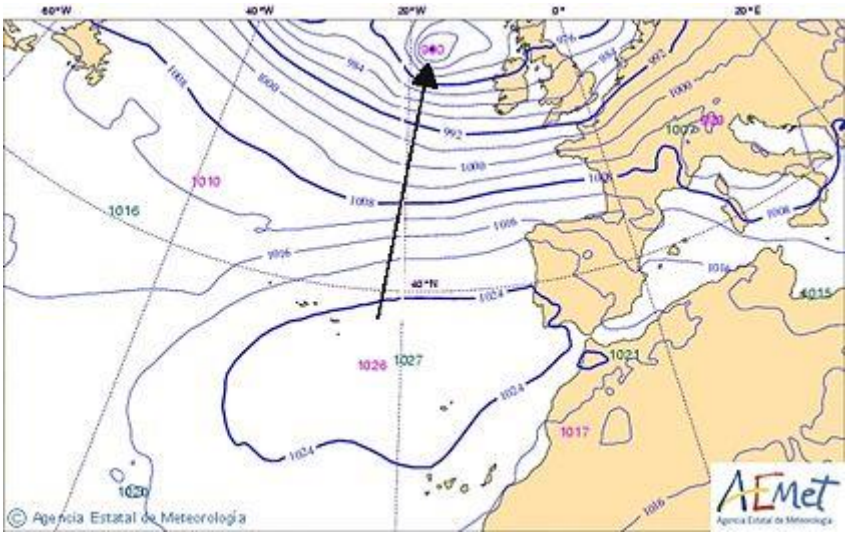
Las principales causas de la circulación de aire atmosférico son, por un lado el calentamiento de la superficie de la Tierra debido a la radicación solar, esto genera zonas de alta presión (borrascas) y zonas de baja presión (anticiclones), estas zonas de presión se representan mediante las isobaras. También se producen vientos de forma global dependientes de la latitud, como ejemplo tenemos el que se produce entre los polos y el ecuador debido a que la diferencia de temperaturas es muy grande, dando lugar a grandes movimientos de masas de aire que provocan vientos estacionales, mozones o tormentas, que se repiten año a año en ciertos países.

Centrándonos en el primero de los casos, en la siguiente figura se puede apreciar la influencia de la radiación solar para la generación del viento, vemos también que el agua de los océanos juega un papel fundamental, actuando como foco frio durante el día y como foco caliente durante la noche.



Generación de viento

El movimiento del aire se produce siempre desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, dirigido por el gradiente de presión horizontal. Los vientos que se generan en zonas de bajas presiones pueden ser fuertes, ya que puede aparecer un alto gradiente de presión asociado a las mismas. Sin embargo, los vientos que se generan alrededor de las zonas de altas presión son más moderados, porque el gradiente de presión es menor que en el anterior caso. Esto se puede apreciar mediante la representación de las isobaras en un mapa, cuanto más juntas están estas líneas, indicarán que el gradiente de presión es más elevado, por el contrario cuanto más separadas estén menor será este gradiente de presión.

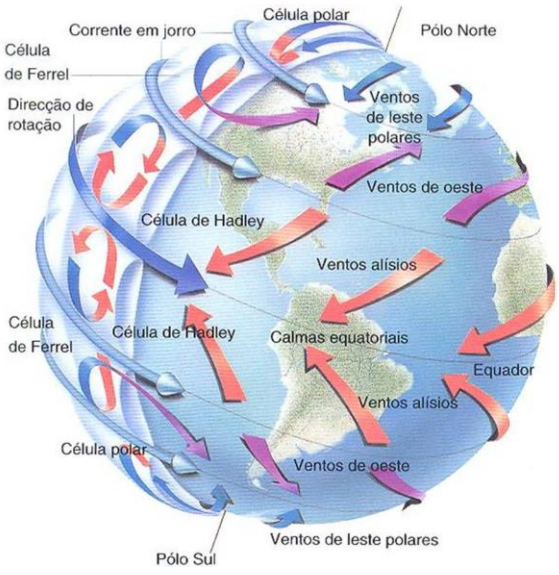


Isobaras

La flecha nos indica la dirección del viento, y como podemos apreciar se desplaza de zonas de altas presiones, en las que el gradiente de presión es menor, a zonas de bajas presiones en el que el gradiente de presiones es mayor.

Una vez que la fuerza generada por el gradiente de presión pone en movimiento la masa de aire, aparecen otras fuerzas, la fuerza de Coriolis y la fricción. Debido a la combinación de los efectos de la gravedad y de la presión, junto con las fuerzas de Coriolis y la rotación, los vientos no soplan directamente desde las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, sino que son desviados con respecto a la dirección original que marcaría el gradiente de presiones.

En el caso concreto de la fuerza de Coriolis, su efecto dependerá de la velocidad y de la latitud, de tal manera que cuanto mayor sea la velocidad del viento, la fuerza de Coriolis será mayor, causando una desviación también mayor.



Coriolis

En la figura se puede apreciar la desviación que el efecto de la fuerza de Coriolis causa sobre los vientos.

La segunda fuerza antes mencionada, la fricción, actúa únicamente en el primer kilómetro de altitud con respecto a la superficie de la tierra. Su efecto es en la dirección opuesta a la trayectoria que siga el movimiento de la masa de aire, haciendo que se reduzca la velocidad del viento y por consecuencia también la fuerza de Coriolis. Debido a esto, la fuerza de Coriolis no equilibra el gradiente de presión, y el viento se desplazará hacia un centro de presión alejándose o acercándose a él.

Finalmente, existen otros factores que influyen en el viento que se dan, por ejemplo, en zonas costeras, donde la brisa marina y los ciclos de las mareas pueden alterar los vientos locales.

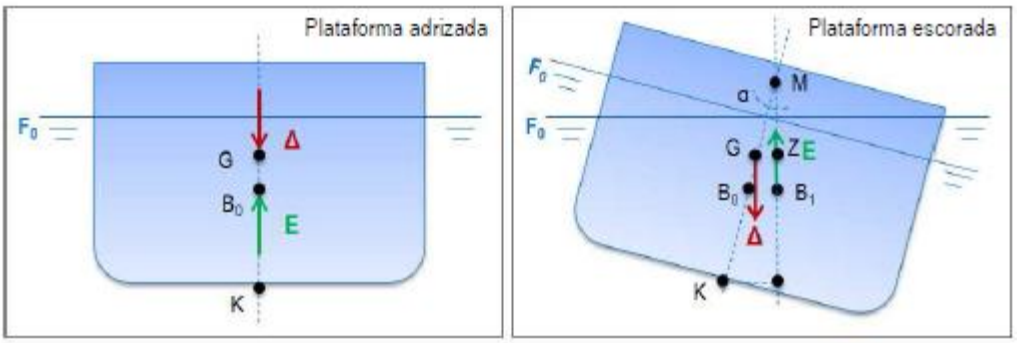
1.4 Flotabilidad

La estabilidad de una estructura vendrá determinada por su altura metacéntrica, previamente se deberán definir una serie de conceptos:

- **Centro de carena:** Centro del volumen sumergido o bien el punto de aplicación de la fuerza ascendente.
- **Metacentro**: Punto de intersección de las líneas de fuerzas ascendentes sobre la línea de equilibrio normal al escorarse la estructura un ángulo pequeño (<15º)
- **Centro de gravedad**: Punto de aplicación de la resultante de todas las fuerzas de gravedad, no tiene por qué coincidir con el centro geométrico.
- **Francobordo**: La distancia vertical entre la superficie del mar y la parte suprior de la estructura semisumergida.
- **Reserva de flotabilidad**: Volumen comprendido entre la parte superior de la estructura y la superficie del mar, aquel volumen de la estructura que no está sumergida.
- **Empuje**: Fuerza ascendente aplicada en el centro de carena.
- **Desplazamiento**: Es el volumen de la estructura = volumen de carena*densidad
- **Volumen de carena**: Volumen de líquido desalojado.

Cando la estructura se encuentra en posición de equilibrio, el centro de carena y el centro de gravedad se encuentran en la misma vertical. En cambio, si por el contrario la estructura esta inclinada debido a una fuerza externa, se producirá un desplazamiento del centro de carena, que ya no estará en la vertical del CDG.

Cuando esto ocurre, aparece el metacentro, en el punto de intersección de la línea vertical desde el centro de carena y la línea que une el CDG con el CDC en posición de equilibrio.



Flotabilidad

Aparecerá de esta forma un momento que tenderá a corregir este movimiento denominada momento adrizante, el cual será igual al producto del desplazamiento por el brazo GZ, que con pequeños ángulos de escora será igual al GM multiplicado por el seno del ángulo de escora.

Como conclusión tenemos que la estabilidad de la estructura se puede lograr de tres formas diferentes: Aumentando la inercia en la flotación, elevando su desplazamiento, o posicionando lo más bajo posible su centro de gravedad. A partir de estas tres premisas se realizará el predimensionamiento buscando la máxima estabilidad posible de la estructura del aerogenerador.

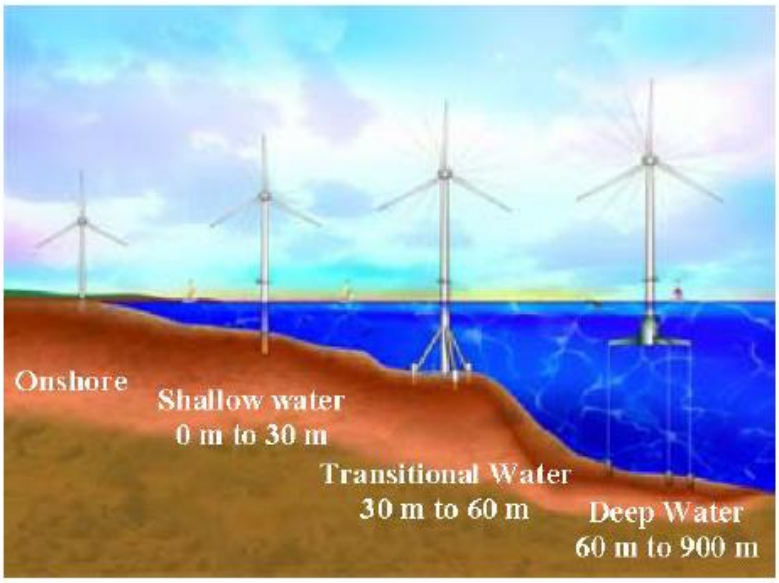
1.5 Estado del arte

En este apartado se analizará el estado actual de la tecnología en materia de eólica offshore, centrándonos en las diferentes tipologías de estructuras existentes o en desarrollo en la actualidad.

1.5.1 Tipología de estructuras

El futuro de la energía eólica se sitúa alejado de las estructuras terrestres, dado que los principales emplazamientos adecuados para la instalación de parques se encuentran ya ocupados o en proyecto de hacerlo. De esta forma el desarrollo de la tecnología offshore se antoja como el principal objetivo en materia de energías renovables.

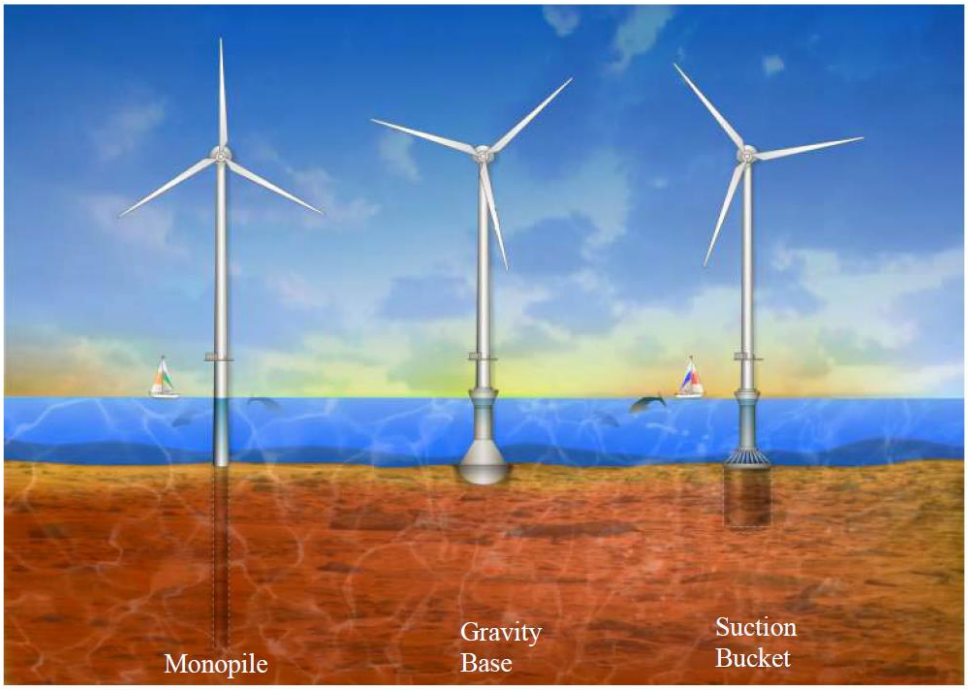
En lo que respecta a tipología de estructuras susceptibles de ser utilizadas, no existe un diseño estándar para una estructura de apoyo, la tipología variará en función de la profundidad a la que pretendamos colocar nuestro aerogenerador. A continuación distinguiremos entre aguas someras, aguas intermedias y aguas profundas.



Estructuras en función de la profundidad

En profundidades someras se distinguen fundamentalmente dos tipos de cimentaciones:

- Monopilote
- Cimentación por gravedad



Estructuras en aguas someras

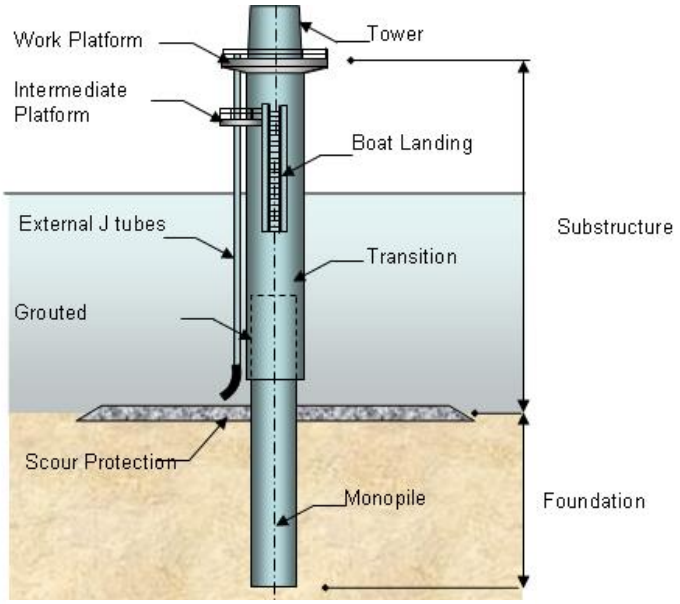
Monopilote

Se utiliza hasta 30 metros de profundidad. Consta de una estructura tubular de entre 3 y 6 metros de diámetro construida a partir de chapas de acero (>50 mm de espesor). Estas chapas

se doblan y sueldan formando pequeños tramos cilíndricos (virolas), que unidos entre sí, conforman el monopilote.

Se trata de la cimentación más sencilla, de fácil fabricación mediante fabricación en serie, presenta poca sensibilidad a la erosión o socavación provocada por las olas, corrientes y mareas dado que se penetra hasta una profundidad donde se minimiza la afección. No requiere de apenas preparación previa del terreno.

Durante su instalación se hinca en el lecho marino, transmitiendo las cargas al suelo.



Partes de una cimentación monopilote

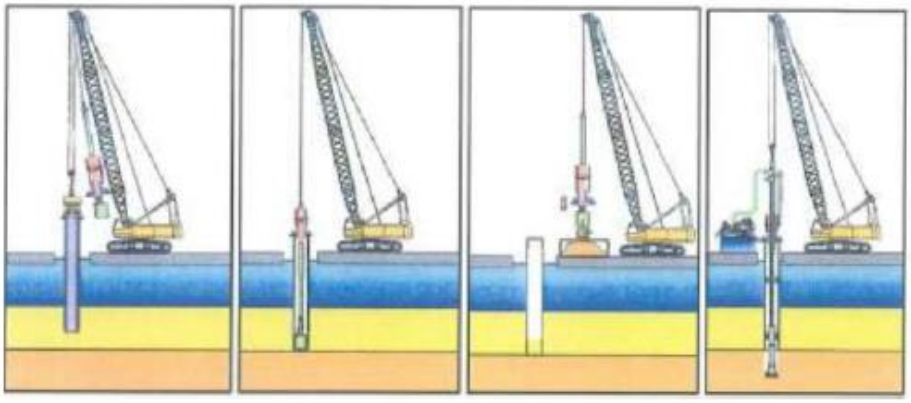
En cuanto a las formas de instalación:

Dirigido: La composición del suelo no presenta estratos duros, de tal manera que el monopilote se hinca al suelo por medio de un martillo neumático, situado en la plataforma tipo “jack-up” o barcos similares.

Perforado: La composición del suelo es de tipo rocoso, de tal manera que se realiza una camisa en el lecho marino (con un útil de grandes dimensiones), donde se coloca el monopilote. Después se llena por bombeo la cavidad existente entre el lecho rocoso y el monopilote con mortero de alta resistencia. Antes del curado se nivela la cimentación.

Finalmente se instala la escalera de acceso, plataforma y zona de atraques. En la parte superior el pilote tendrá una brida para colocar el primer tramo de “aero”.

Mixta: La composición del suelo presenta algunos estratos duros que impiden la hinca en algunas fases. Lo que se hace es combinar la técnica de hincado con martillo neumático con la técnica de perforación, que utiliza un útil llamado “fly drill” para este fin, consistente en una broca que desciende por el interior del monopilote.



Instalación mixta

En la siguiente fase se instalará una pieza de transición que encamisará la parte superior del soporte. Este proceso se realiza mediante la aplicación de un mortero de alta resistencia. Para ello el monopilote y la pieza de transición recibirán un tratamiento de elementos de al menos 1,5 veces el diámetro exterior del monopilote.

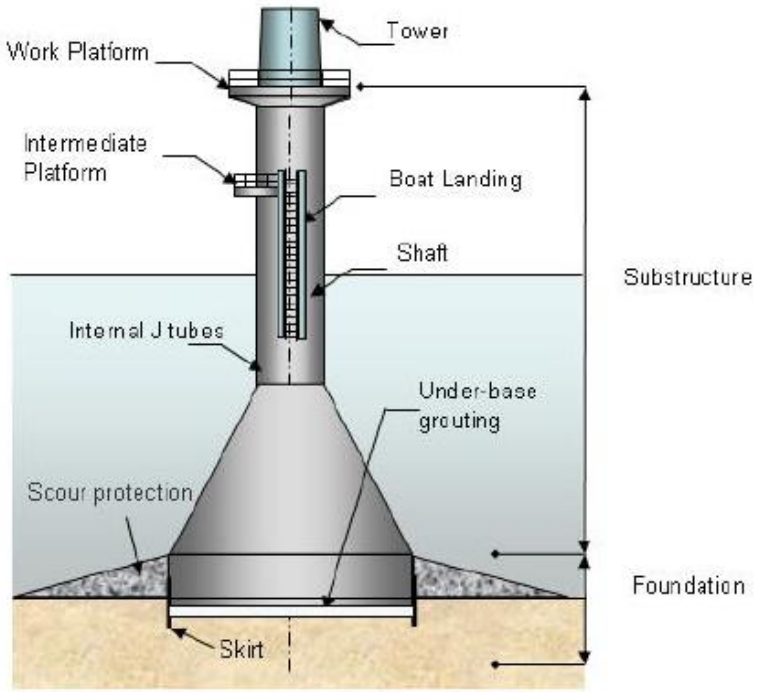
El denominado proceso de "grouting" o aplicación de mortero de alta resistencia se realizará en 4 fases:

- Nivelado de la pieza de transición.
- Sellado de la parte inferior de la unión del monopilote y de la pieza de transición.
- Bombeo del mortero en la cavidad entre el monopilote y la pieza de transición.
- Curado del mortero.

Gravity base substructure –GBS

Su funcionamiento radica en la acción de la gravedad sobre una masa elevada que fija la estructura al fondo. La tipología es muy amplia en cuanto a dimensiones y formas, si bien todas tienen un comportamiento común. Se utilizan en profundidades someras pudiendo alcanzar profundidades de hasta unos 40 metros pero continúan en desarrollo.

La instalación de este tipo de estructuras exige realizar un proceso minucioso de estudio y preparación del fondo, para asegurar la correcta capacidad del mismo. En la mayoría de los casos se deberá dragar hasta una determinada profundidad para asegurar las correctas características del lecho marino y se le deberá dar el tratamiento adecuado. Además de la instalación el transporte también requiere de un estudio minucioso.



Esquema GBS

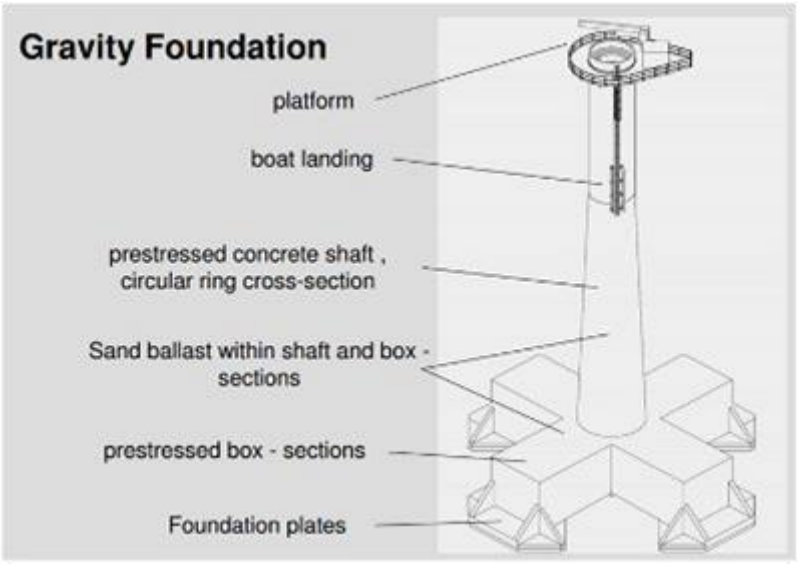
Se analizarán las siguientes:

- Strabag
- Lillgrund
- Thorton bank
- Vinci
- Hotchief & Arup
- Vici Ventus

Strabag

Diseñada para una profundidad de metros con unos 2300 m2 de hormigón, 630 toneladas de acero reforzado, 125 toneladas de acero pretensado y 2800 m3 de arena de balasto.

El fondo del mar se draga una profundidad de 3 metros. El transporte se realiza mediante embarcaciones especiales



GBS-Strabag

Lillgrund

Se trata de una cimentación superficial con forma hexagonal, el hexágono deberá estar inscrito en un círculo de 19 metros de diámetro. La altura total de la cimentación varía entre 10.3 y 14.3 metros. Precisa de un dragado de 2.5 metros de profundidad.

El transporte se realiza a través de una barcaza y el montaje se realiza mediante grúas.

Transporte en barcaza

Colocación con grúas

Thorton bank

Entre 21.5 y 27 metros de profundidad, diámetro de a base de 27 metros.

Construcción Thorton Bank- GBS

Vinci

Profundidades entre 30 y 60 metros. Sus principales ventajas son:

- Producción en masa
- Posibilidad de instalación “onshore” del mástil de acero y de la turbina
- Apta para turbinas de 3 a 10 MW

Vinci - GBS

Hotchief & Arup

Hotchief & Arup

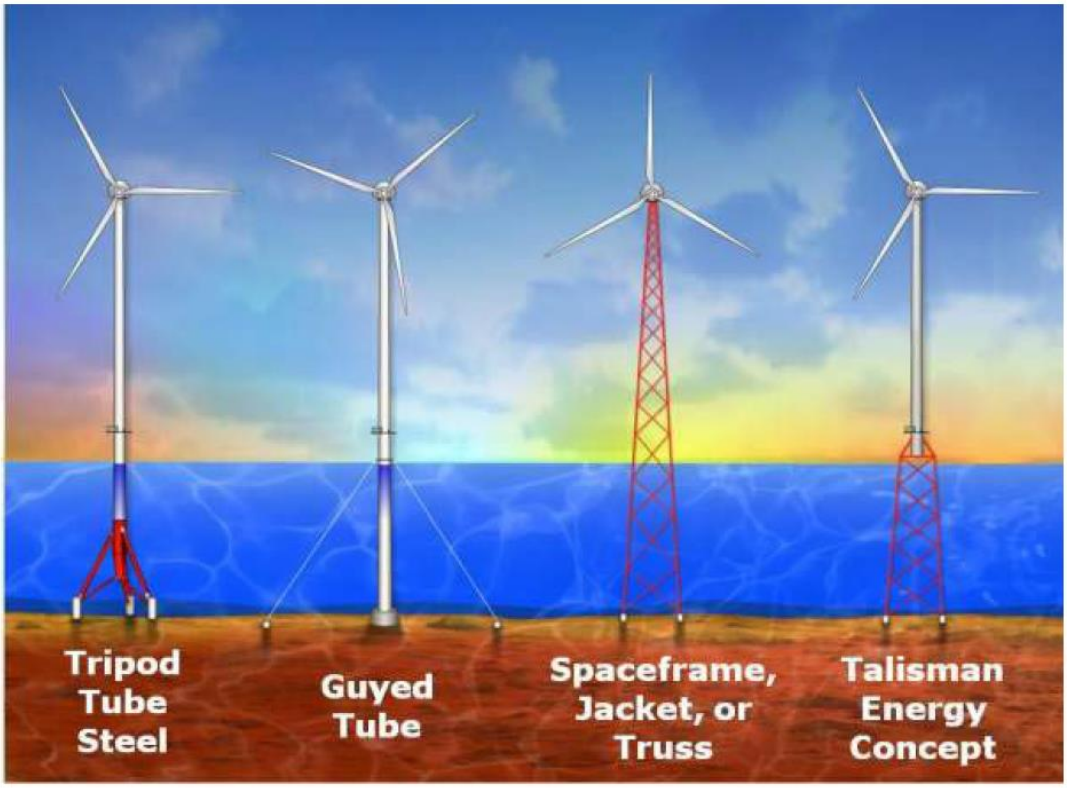
Vici Ventus

Vida útil de 100 años y apta para una profundidad entre 30 y 100 metros.

Vici Ventus

En profundidades intermedias se utilizan las siguientes tipologías de estructuras:

- Trípode
- Tripilote
- Jacket



Estructuras en profundidades intermedias

Trípode

Las cimentaciones en "trípode" han sido diseñadas para su uso en aguas de 30 m o mayores (hasta 40m). Se ancla al fondo marino mediante pilotes de acero.

Las cimentaciones trípode son más caras que las GBS, pero son más apropiadas para el soporte de turbinas de 4-5 MW.

Estructura trípode

Estructura trípode

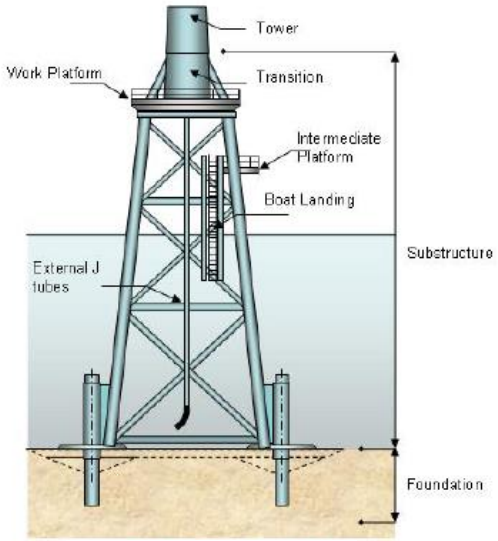
Tripilote

Está basado en el mismo concepto que el trípode, supone una mejora de la instalación de monopilote para profundidades someras permitiendo llegar hasta profundidades de entorno a los metros. Consiste fundamentalmente en instalar 3 pilotes paralelos que se unen en la base de la torre. Como ventaja tienen que aportan mucha estabilidad pero en contraposición necesitan mucha cantidad de acero. Sin embargo, la unión con la torre resulta más sencilla que en el sistema de trípode.

Jacket

Los sistemas de cimentación Jacket provienen de la industria petrolera offshore, se podrán emplear en aguas con profundidades hasta los 60 m. Tiene como desventaja que el coste de fabricación es elevado, pero tiene un amplio margen de reducción de costes a través del aprovechamiento de las economías de escala.

En cuanto a su construcción, el sistema Jacket se ancla mediante sistemas de pilotaje. El transporte y la instalación se realizan en una sola pieza, por los que son necesarios barcos especiales.



Esquema Jacket

Instalación Jacket

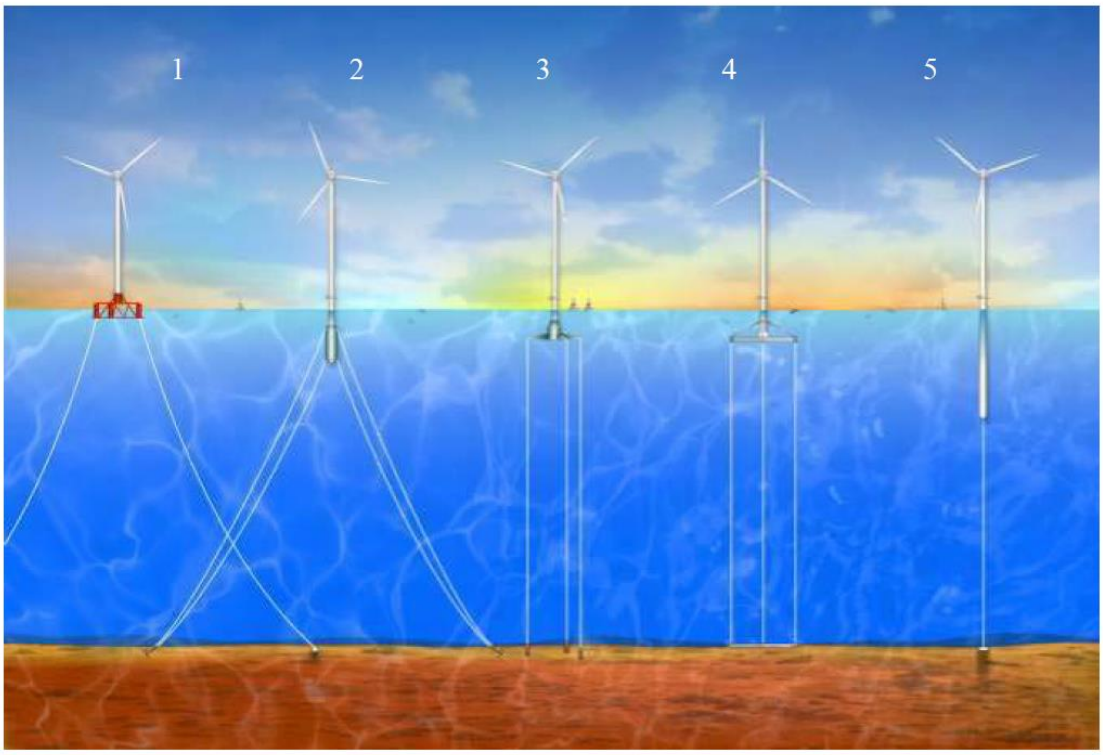
Transporte Jacket

Las instalaciones en aguas profundas (>60 metros) deben conseguir satisfacer las mismas necesidades que una estructura en tierra firme pero sin costes desmesurados que hagan imposible su rentabilidad con el paso de los años. La solución adoptada parece que se dirige hacia el uso de plataformas similares a las que utilizan las petrolíferas pero cumpliendo con una serie de criterios: Suficiente empuje como para soportar el peso de la turbina y de las aspas y la torre, estabilidad en estados de mar agitados, estabilidad de la estructura ante las condiciones ambientales y unos movimientos aceptables en el mar.

Existen diferentes tipos de estructuras dependientes de una serie de factores tales como: profundidad, cargas de oleaje, cargas de viento, tipo de amarre…

Se distinguen fundamentalmente los siguientes tipos de estructuras:

- Plataforma tipo SPAR.
- Plataforma tipo TLP (Tension Leg Platform).
- Plataformas semisumergibles o Semis.



Estructuras en aguas profundas

Estas estructuras se diferencian también por la forma con la que se fijan al fondo del mar, el sistema podrá ser mediante la utilización de catenarias de cadenas de acero o mediante la utilización de líneas de fondeo con sistemas que permanecen tensos, también denominado TLP, estos podrán realizarse mediante cables de acero, mediante elastómeros…etc.

Retos de las estructuras flotantes:

- Mayor complejidad en el diseño
- Es necesario minimizar el movimiento de la turbina por la acción conjunta de viento y oleaje
- Es necesario mejorar nuestras capacidades para modelar el movimiento acoplado de la estructura soporte y la turbina
- La infraestructura eléctrica presenta nuevos retos
- Los procedimientos de construcción, instalación y operación y mantenimientos

A continuación se da una descripción de cada una de las tipologías de estructura flotante:

Plataforma tipo SPAR:

Son plataformas que logran la estabilidad mediante el uso lastre en la parte baja de la boya, consiguiendo que el centro de masas se desplace lo más abajo posible. Este lastre crea un momento adrizante y también una alta resistencia inercial al cabeceo y balanceo. La forma

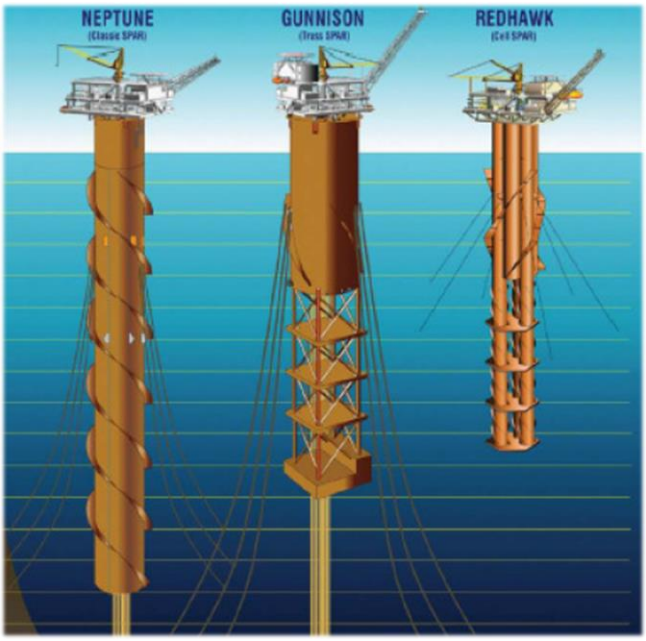
alargada sirve para minimizar el movimiento de oscilación vertical debido a la acción de las olas.

Una boya "spar" tiene la forma más simple de todas las plataformas flotantes, pero debido a que el centro de gravedad de una turbina eólica de eje horizontal es bastante alto, será necesario que la estructura, para soportar la turbina (y su torre), sea muy grande.

Estas boyas podrán estar amarradas y fijadas al fondo marino mediante líneas de catenaria o bien por líneas tensionadas, si bien generalmente se emplean líneas de catenaria y anclas de arrastre.

Existen tres tipos de plataformas Spar.

- Las plataformas clásicas son las primeras y consisten en grandes cilindros verticales de acero.
- Las plataformas con celosía (Truss Spar) son una evolución de las anteriores y presentan en su zona intermedia un tramo formado por una estructura en celosía, similar a la que tienen las plataformas fijas tipo Jacket con el objetivo de reducir el peso y el coste.
- El último concepto son las "cell Spar". Consiste en un conjunto de grandes tubos de acero anillados verticalmente.



Tipos de plataformas tipo SPAR

Plataforma tipo TLP

Consiste en una estructura flotante sujeta por tensores verticales de alta resistencia en cada una de las patas de la base, los cuales están conectados y cimentados al lecho marino por pilotes asegurados a éste.

Plataforma tipo TLP

Plataforma semisumergible:

Estas plataformas logran la estabilidad a través de la flotabilidad, aprovechándose de la inercia de la flotación para corregir el momento escorante.

- Estructura semisumergible tri-flotador: Este tipo de plataforma apoya la turbina eólica en tres flotadores cilíndricos. Estos flotadores están conectados a una estructura de trípode mediante vigas de acero.
- Estructura semisumergible cuádruple flotador: Este tipo de plataforma es muy similar al de tres flotadores. La única diferencia es el uso de cuatro columnas cilíndricas flotantes y, probablemente, un peso relativo mayor en comparación con el tri-flotador.

Plataforma semisumergible

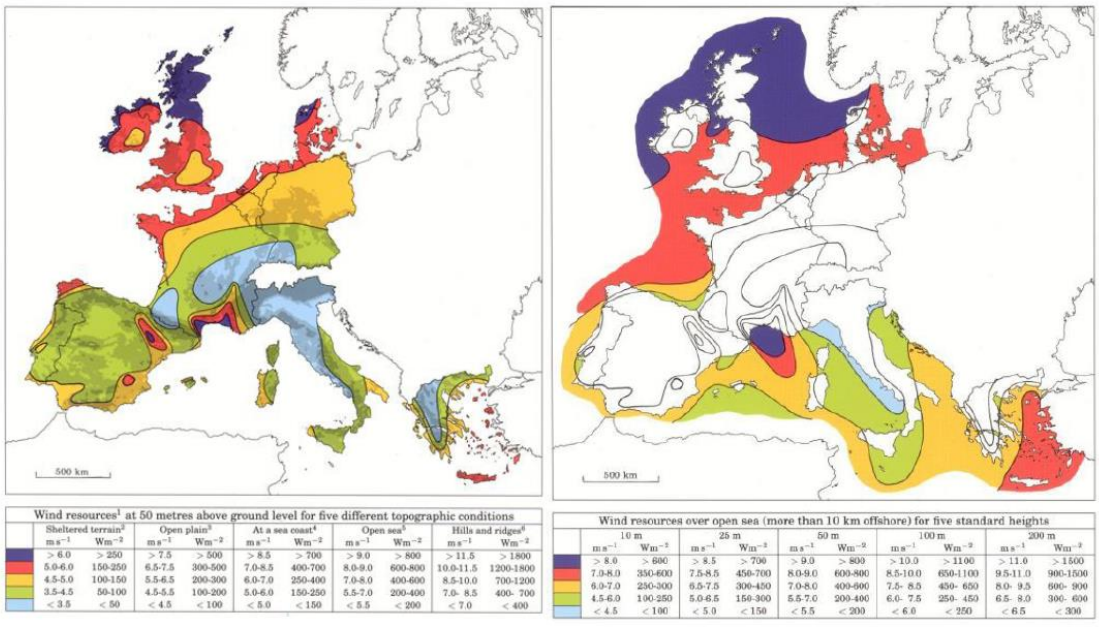
1.5.2 Ventajas/Desventajas de la eólica offshore

Las principales ventajas de la eólica offshore son las siguientes:

- Utiliza una fuente inagotable de energía.
- La utilización de recursos eólicos no supone contaminación de forma directa.
- Amplía de manera muy importante los potenciales de lugares de utilización.
- Reduce el impacto visual.
- Existe un amplio abanico de conceptos a utilizar.
- En profundidades intermedias los costes podrían llegar a ser semejantes a los de estructuras fijas.
- Mayor flexibilidad en el proceso constructivo y de instalación.
- Más fácil desinstalación.
- Creación de un tejido empresarial propio además de un tejido empresarial auxiliar, lo que se traduce en un fuerte impulso para el mercado laboral de las economías tanto nacionales como locales.

Como principales desventajas:

- Es muy dependiente de las condiciones climáticas en cuanto a regímenes de viento y regímenes de oleaje.
- La predicción de la producción de la instalación eólica es muy complicada generando incertidumbre en la planificación energética.
- A día de hoy no resultan muy rentables en ausencia de importantes subvenciones.
- Producen contaminación acústica y vibraciones que afectan al medio colindante.



Wind resources[1] at 50 metres above ground level for five different topographic conditions

	Sheltered terrain[2]		Open plain[3]		At a sea coast[4]		Open sea[5]		Hills and ridges[6]	
	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights

	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}
	> 8.0	> 800	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
	4.5-6.0	150-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

Mapa de vientos, onshore y offshore

1.6 Situación del mercado de energía eólica

En este apartado se realizará un análisis de la situación de los mercados, onshore y offshore, y su evolución a lo largo de la última década. Distinguiendo por zonas: en el mundo, en la Unión Europea y en España.

En el último punto se analizarán los parques eólicos existentes en la actualidad o que se encuentran en proyecto, tanto en materia onshore como especialmente en eólica offshore.

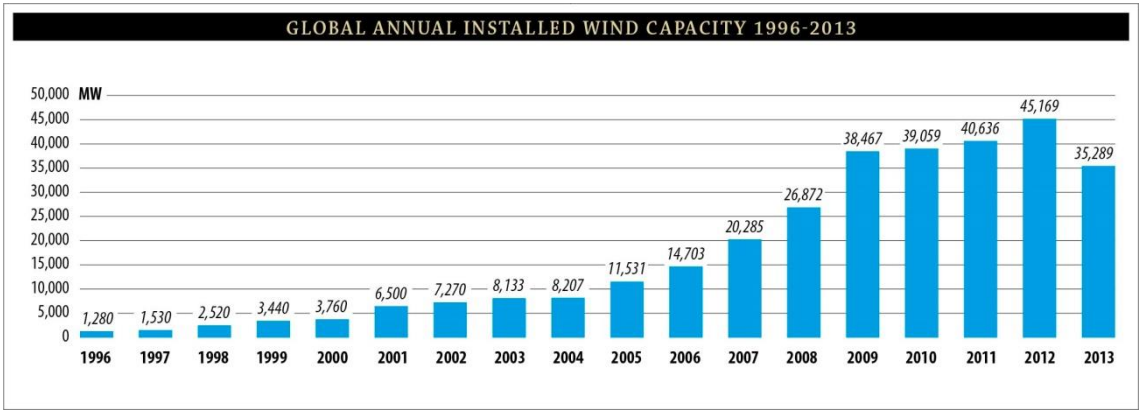
1.6.1 Evolución del mercado eólico

En este apartado se realizará un análisis tanto de la evolución de los mercados eólicos onshore y offshore, como de la situación actual y la previsión futura de los mismos.

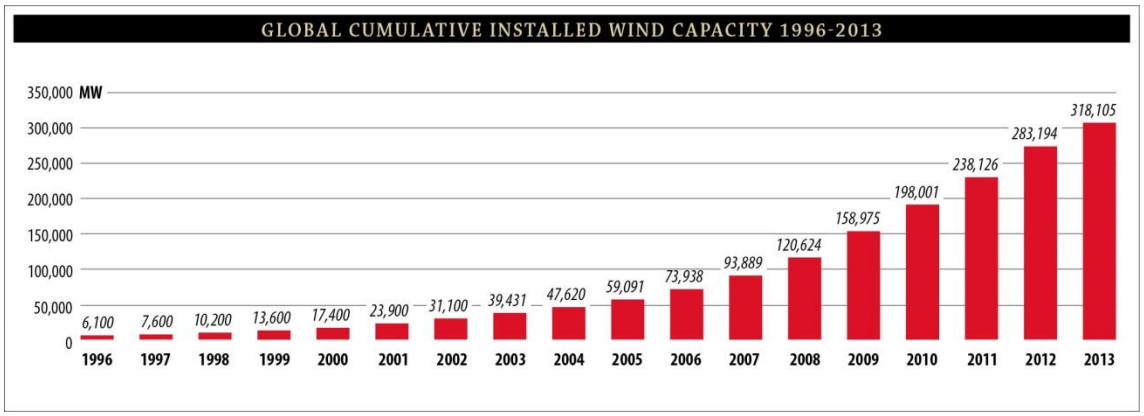
1.6.1.1 Global

La energía eólica ha experimentado un desarrollo creciente en las dos últimas décadas, como se puede observar en la figura siguiente, la potencia instalada cada año ha crecido desde 1996 hasta 2012, si bien es cierto que el último año, 2013, la instalación de potencia eólica (35289 MW) fue inferior incluso a la que se llevó a cabo en 2009 (38467 MW).

Se debe tener en cuenta que las principales regiones favorables para la implantación de este tipo de energía están ya en explotación, si bien es cierto que el reciente y sobretodo futuro desarrollo de la eólica offshore abre una puerta enorme al crecimiento de esta energía renovable.



Pese a lo indicado en el punto anterior, en el cual se explica que en 2013 la instalación de energía eólica ha sido inferior a la instalada en 2009, si nos referimos a la potencia acumulada instalada estos últimos años (figura siguiente) observamos como el crecimiento ha sido continuo desde 1996, donde había instalada en el mundo unas potencia de 6.100 MW, pasando 47.620 MW en 2004, y con un crecimiento mucho mayor a partir de 2005 alcanzando una potencia instalada acumulada a día de hoy en 2013 de 318.105 MW.



Si nos referimos a la evolución de la energía eólica instalada por regiones como aparece en la siguiente figura, observamos una clara distinción entre zonas con un gran desarrollo y zonas con un desarrollo mínimo.

Primero observamos como en Europa la instalación de potencia eólica ha sido creciente desde 2005 con una pequeña bajada en 2013 con respecto a 2012, teniendo en 2012 la mayor instalación de potencia con cerca de 13.000 MW.

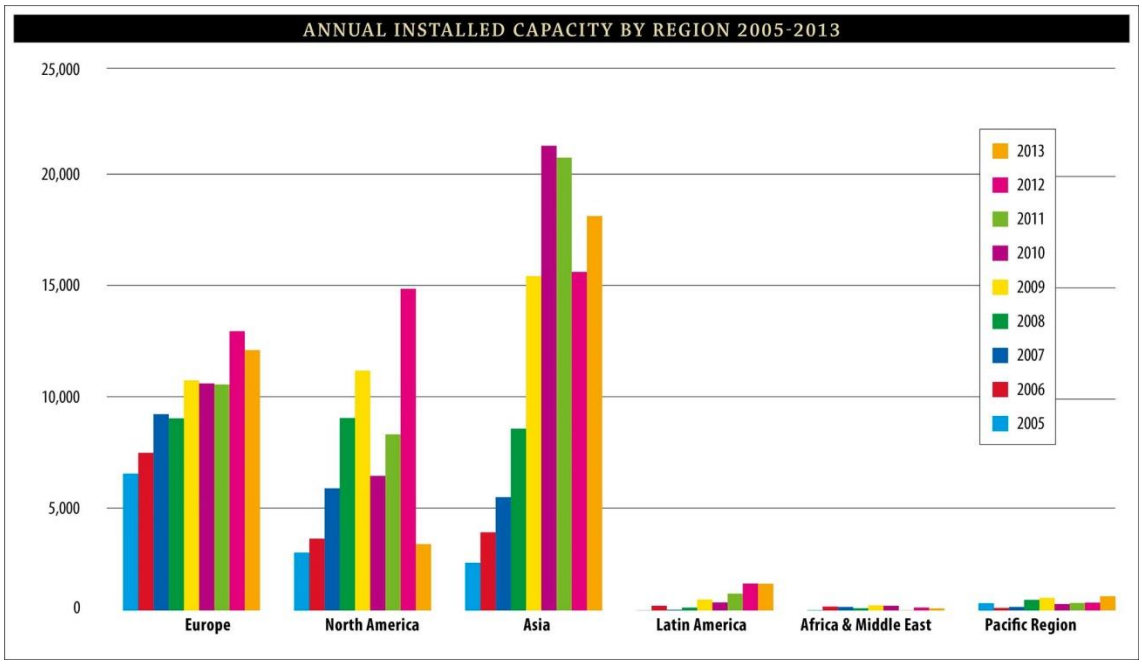
En Norteamérica el crecimiento fue constante hasta 2009, donde experimento un fuerte bajón de unos 5.000 MW entre 2009 y 2010, a partir de ahí experimentará un nuevo crecimiento hasta los 15.000 MW instalados en 2012 y una fuerte bajada este ultimo año 2013 instalando unos 4.000 MW.

Asia se alza como la principal potencia en materia de instalación de energía eólica, con un crecimiento enorme entre 2005 y 2010 pasando de unos 2.500 MW a instalar 21.000 MW en el año 2010, desde ese año ha sufrido un pequeño descenso pero se sigue manteniendo como el área que más eólica instala al año, en 2013 unos 17.500 MW.

La zona con menos instalación de energía eólica la componen: América Latina, la Región del Pacífico y África y Oriente Medio.

En América Latina, el crecimiento en cuanto a la instalación anual es continuo desde 2005, situándose en 2013 en unos 1.000 MW instalados, muy alejado de las zonas de mayor instalación anual.

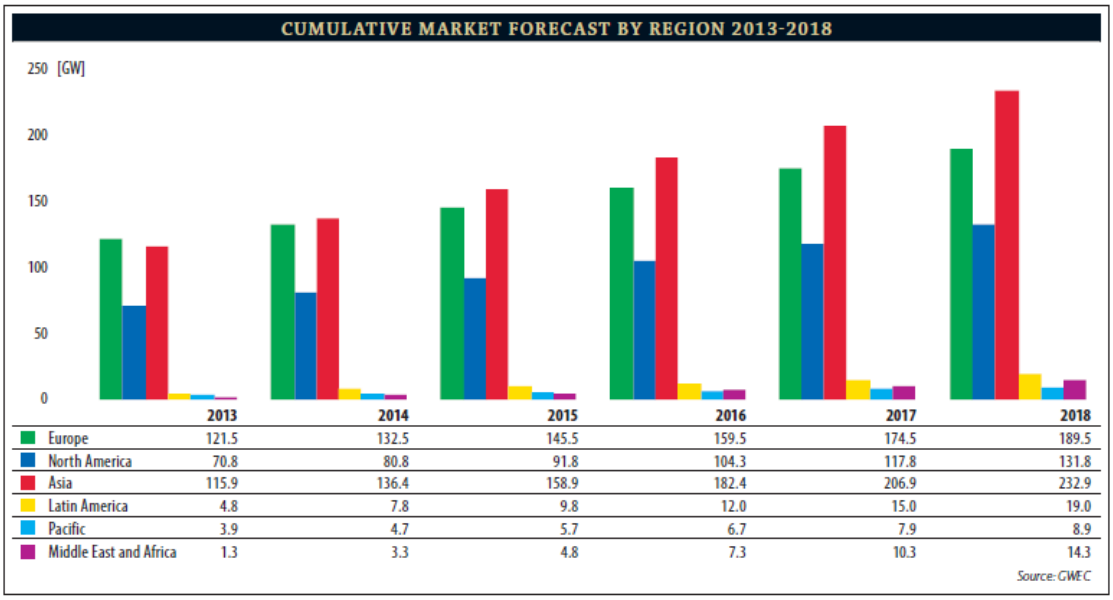
En África y Oriente Medio, la instalación anual permanece prácticamente constante y con valores muy bajos de alrededor de 500 MW. Finalmente en las Regiones del Pacífico la instalación anual es prácticamente constante desde 2005 hasta 2013, con un valor medio de unos 750 MW instalados al año.



La previsión de futuro con respecto al crecimiento acumulado de la energía eólica instalada puede apreciarse en la siguiente figura, pudiéndose observar un crecimiento global en todas las zonas del mundo, destacando por encima de todas Asia, que con Japón, China e India a la cabeza, domina en estos momentos la producción eólica a nivel mundial.

Europa y Norte América también experimentarán un crecimiento, si bien más atenuado que en el caso de Asia, se prevé que en 2018 la potencia acumulada instalada será en Europa de 189,5 GW y de 131,8 en Norte América.

Por último mencionar que las regiones menos desarrolladas en materia eólica, América Latina, con México y Brasil como principales valedores, El Pacífico con Australia a la cabeza y oriente medio y África, sufrirán también un crecimiento, no obstante, mantendrán en 2018 valores mucho menores que las grandes potencias.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Europe	121.5	132.5	145.5	159.5	174.5	189.5
North America	70.8	80.8	91.8	104.3	117.8	131.8
Asia	115.9	136.4	158.9	182.4	206.9	232.9
Latin America	4.8	7.8	9.8	12.0	15.0	19.0
Pacific	3.9	4.7	5.7	6.7	7.9	8.9
Middle East and Africa	1.3	3.3	4.8	7.3	10.3	14.3

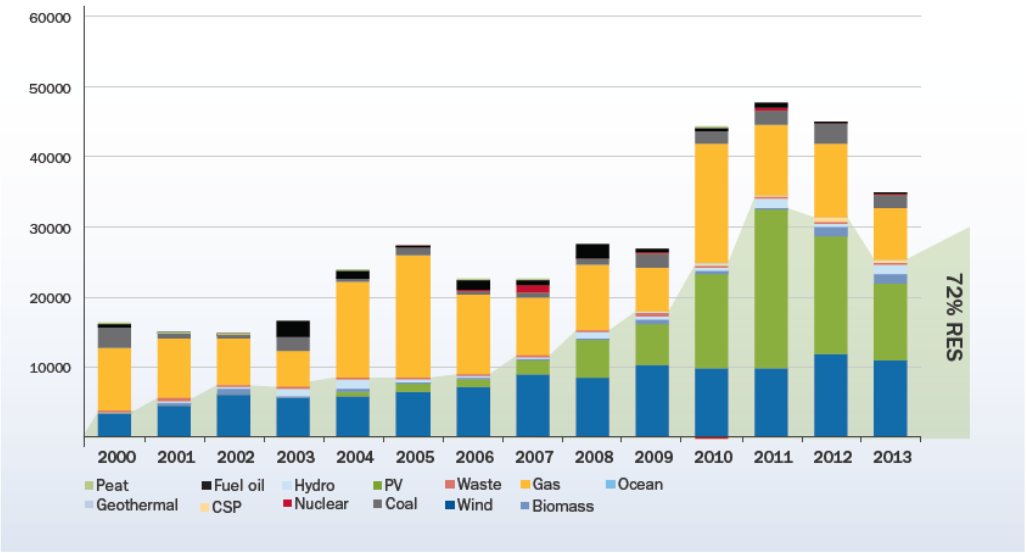
Source: GWEC

1.6.1.2 Unión Europea

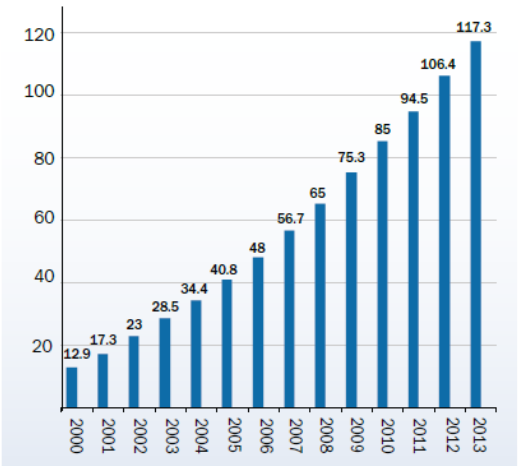
Desde el 2000, la capacidad de las instalaciones de energía renovables era de un total de 3,6 GW, su mayor parte debido a energía eólica, ha evolucionado hasta la actualidad en que la energía renovable en la Comunidad Europea supone alrededor de los 25 GW.

Se puede observar un claro aumento del porcentaje de energías renovables con respecto al total, alcanzando en 2013 un 72%, dentro de esta energía renovables destaca el crecimiento de la energía fotovoltaica y de la energía eólica.

Puede concluirse por tanto en líneas generales existe un claro aumento de las energías limpias o renovables con respecto a las energías dependientes de combustibles fósiles, una tendencia que se prevé perdurara en los futuros años, dado que todos los estudios e innovaciones están destinados al desarrollo de este tipo de instalaciones.

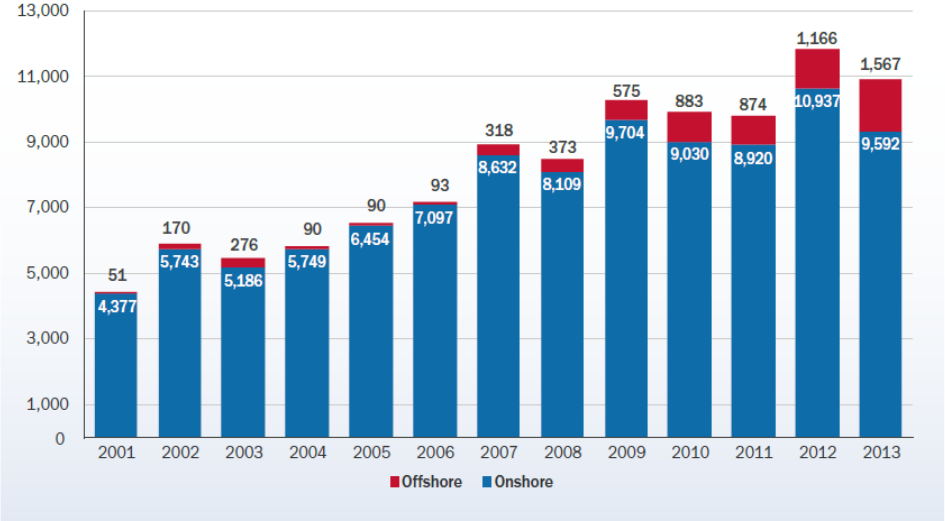


En los que respecta al desarrollo de la energía eólica en la Unión Europea en los últimos años, la tendencia es claramente creciente como puede observarse en la siguiente figura, pasando de 12,9 GW en 2000 a 117,3 GW en 2013, todo ello referente a potencia eólica acumulada.



Si dentro de este tipo de energía nos centramos en una comparativa entre que parte de la misma corresponde a la generada en parques en tierra u "onshore" y que parte corresponde a parques "offshore", observamos en la figura que es creciente el peso de este tipo de generación con respecto al tradicional onshore.

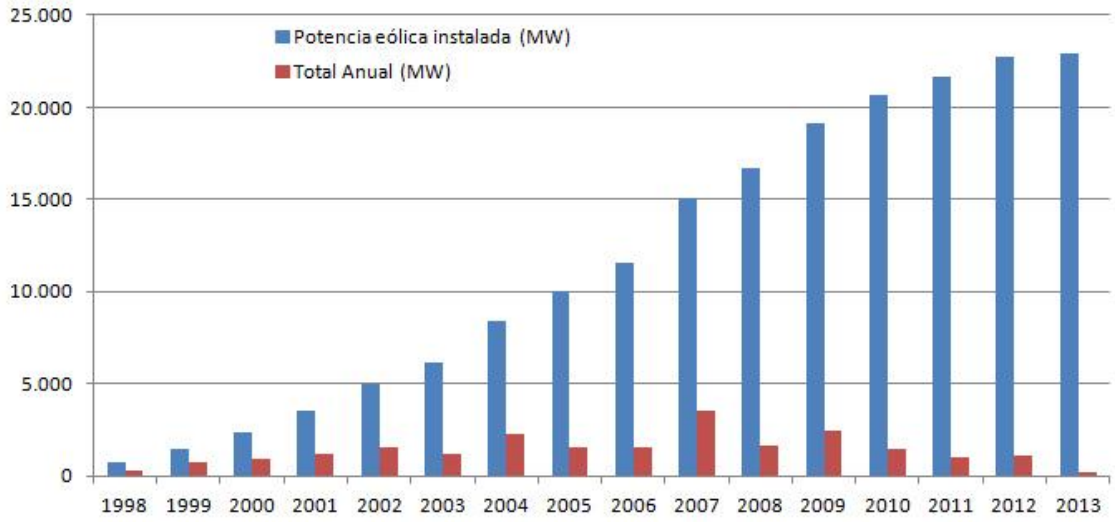
Mientras que en el año 2000 en la UE únicamente se instalaron 51 MW de potencia offshore frente a 4.377 MW de potencia onshore, lo que supone únicamente un 1.17%, en el año 2013, se ha instalado una potencia offshore de 1.567 MW que frente a los 9.592 MW de potencia onshore supone un 16.34 %, un crecimiento considerable en 13 años. Se estima la continuidad de esta tendencia ante las grandes posibilidades que está abriendo el estudio de la energía eólica offshore.



1.6.1.3 España

En España el crecimiento de la energía eólica al igual que en Europa ha sido creciente, en la siguiente figura se muestra por un lado la potencia eólica instalada cada año y por otro la acumulada, observamos una tendencia creciente en la instalación anual hasta alcanzar su máximo en 2007 con unos 3,5 GW instalados, a partir de ahí observamos un descenso, tanto es así que en 2013 únicamente se instalaron en España 175 MW.

Es cierto por otro lado que la energía eólica acumulada en España no ha dejado de crecer, alcanzando a final de 2013 un total de 22.959 MW instalados.

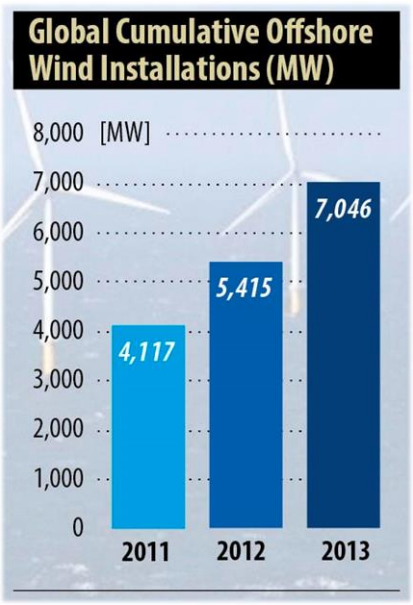


En los últimos años ha sido creciente el aporte de la energía eólica para la cobertura de la demanda eléctrica en España, pasando de un 7.7% en el año 2005 a un 21.3% en el año 2013, la tendencia ha sido siempre creciente desde 2005.

1.6.2 Evolución mercado offshore

1.6.2.1 Global

La energía eólica offshore se encuentra en pleno periodo de estudio, erigiéndose como uno de los principales competidores para la producción de energía en los año venideros, bien por la tendencia a la reducción del uso de energías basadas en combustibles fósiles, y dentro de la propia energía eólica, por el amplio campo de desarrollo que proporcionan los grandes mares y océanos de la tierra.



Desde el año 2011 la potencia instalada acumulada ha crecido de forma constante hasta 2013, pasando de un valor de 4117 MW en dicho 2011 a 7046 MW en 2013, se prevé que este crecimiento se mantenga o incluso incremente para los próximos años. En la figura

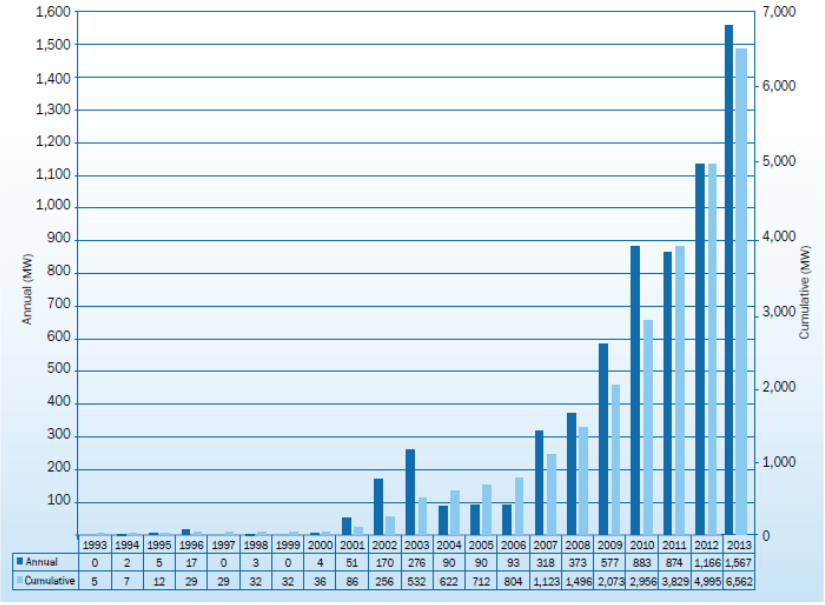
se puede observar el crecimiento en potencia instalada acumulada de energía eólica offshore.

1.6.2.2 Unión Europea

En la siguiente figura se puede apreciar la evolución de la energía eólica offshore en la Unión Europea, tanto la instalada cada año como la acumulada. Podemos apreciar como el crecimiento es continuo de la potencia acumulada, al mismo tiempo que rápido, pasando de una potencia instalada acumulada en 1993 de 5 MW a1.496 MW en 2008 y finalmente 4.995 MW en 2013.

Si nos referimos a la potencia instalada cada año la tendencia es prácticamente siempre creciente, salvo en los años 2004, 2005 y 2006 donde cesa dicho crecimiento.

Finalmente indicar que hasta el año 2000, el desarrollo de la energía eólica offshore apenas tiene recorrido, siendo a partir de 2001 cuando realmente podemos hablar de potencia offshore instalada y con relevancia.



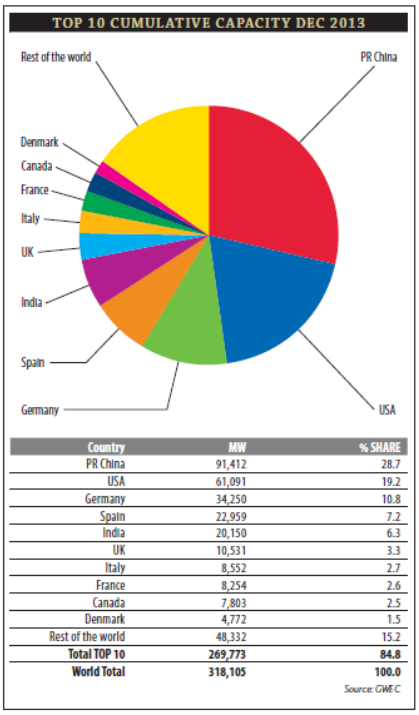
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Annual	0	2	5	17	0	3	0	4	51	170	276	90	90	93	318	373	577	883	874	1,166	1,567
Cumulative	5	7	12	29	29	32	32	36	86	256	532	622	712	804	1,123	1,496	2,073	2,956	3,829	4,995	6,562

1.6.3 Situación actual del mercado eólico

1.6.3.1 Global

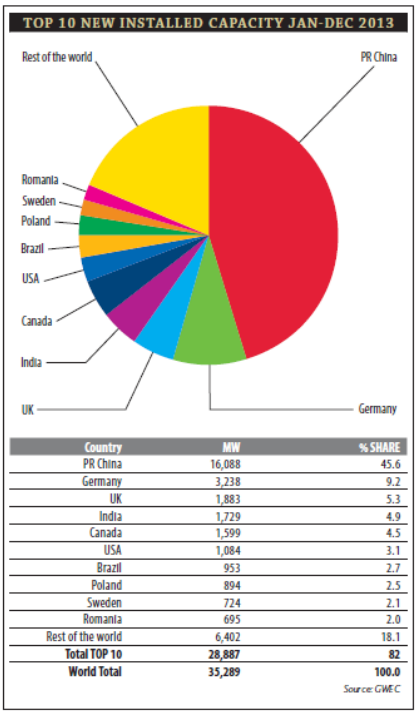
A inicios del 2013 los países que dominaban en cuanto a potencia eólica instalada acumulada (figura a) eran China con 91.412 MW, Estado Unidos con 61.091 MW y después ya en Europa Alemania con 34.250 MW.

Sin embargo dentro del año 2013, los países que dominaron en la instalación de potencia eólica fueron China con 16.088 MW, Alemania con 3.238 MW y Reino Unido con 1.883 MW, quedando relegado Estados Unidos al sexto lugar con 1.084 MW instalados en 2013.



Country	MW	% SHARE
PR China	91,412	28.7
USA	61,091	19.2
Germany	34,250	10.8
Spain	22,959	7.2
India	20,150	6.3
UK	10,531	3.3
Italy	8,552	2.7
France	8,254	2.6
Canada	7,803	2.5
Denmark	4,772	1.5
Rest of the world	48,332	15.2
Total TOP 10	**269,773**	**84.8**
World Total	**318,105**	**100.0**

Source: GWEC



Country	MW	% SHARE
PR China	16,088	45.6
Germany	3,238	9.2
UK	1,883	5.3
India	1,729	4.9
Canada	1,599	4.5
USA	1,084	3.1
Brazil	953	2.7
Poland	894	2.5
Sweden	724	2.1
Romania	695	2.0
Rest of the world	6,402	18.1
Total TOP 10	**28,887**	**82**
World Total	**35,289**	**100.0**

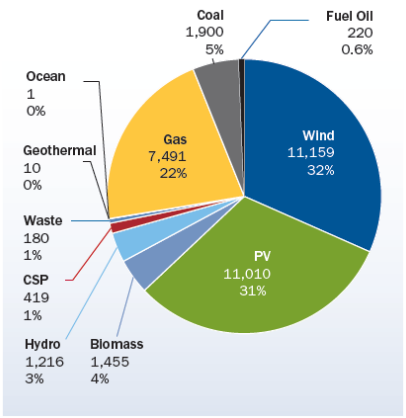
Source: GWEC

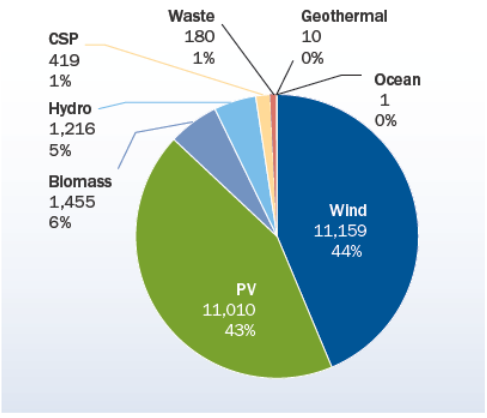
1.6.3.2 Unión Europea

Durante el año 2013, el consumo eléctrico total en Europa es de 3.280 TWh, de los cuales 233 son aportados por la producción de energía eólica onshore y otros 24 aportados por la energía eólica offshore.

En la Unión Europea en la actualidad la energía eólica supone un 32% de la potencia instalada total en 2013, con 11.159 MW instalados. Supone el mayor porcentaje con respecto del total, seguida con un 31% la energía fotovoltaica y con un 22% por las centrales térmicas de gas (figura a).

Dentro de las energías renovables, la energía eólica supone un 44% del total de la capacidad instalada en 2013 en la Unión Europea, seguida de cerca por un 43 % de la energía fotovoltaica.

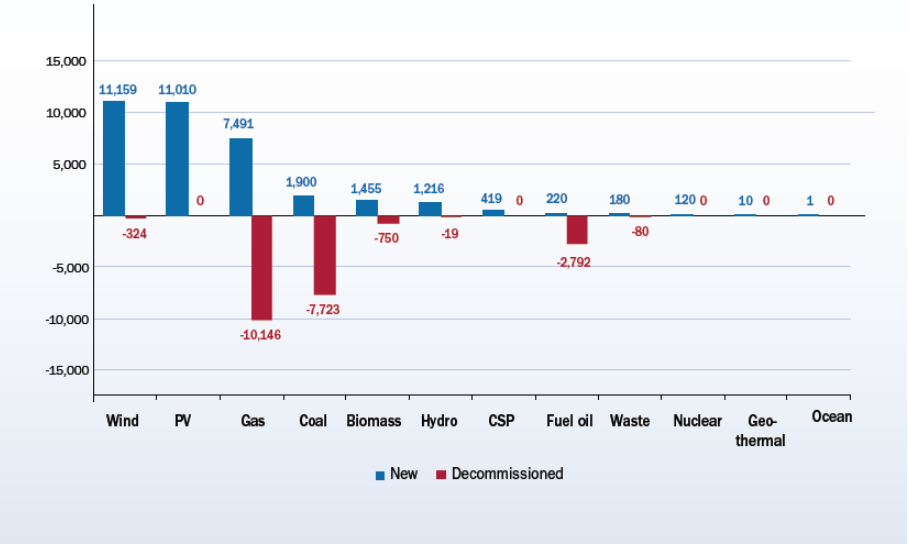




En la siguiente figura se puede apreciar como en el año 2013 hay un claro balance positivo entre instalación y bajas de potencia eléctrica en las energías de carácter limpio o renovable como es la energía eólica o la energía fotovoltaica y un claro balance negativo en la generación de energía en las de tipo no renovable o fósil.

En el caso de la energía de combustión de gas, tenemos 7,49 GW instalados y 10,14 GW desinstalados (balance -2,65 GW), en el carbón 1,9 GW instalados y 7,72 GW desinstalados (balance -5,82 GW), finalmente en el caso de energía derivada del fuel, instala 220 MW y desinstala 2,79 GW (balance -2,57 GW).

En el lado contrario el balance de energía eólica instalada es de 10,84 GW y en el caso de la energía fotovoltaica es de 11,01 GW.



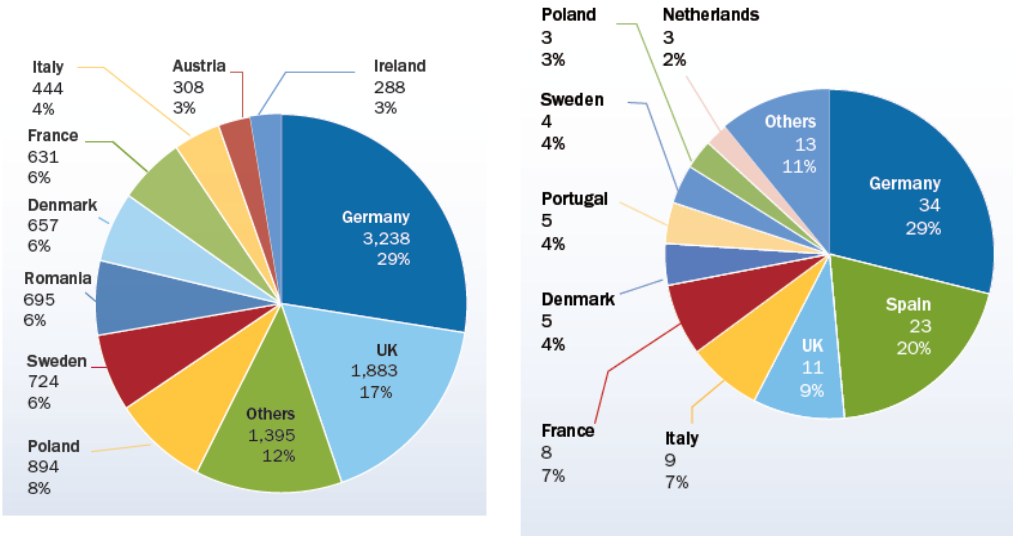
En la primera figura tenemos la distribución entre los diferentes países de la energía eólica instalada durante el año 2013, observamos que el país dominante en esta materia es Alemania con un 3,24 GW instalados durante 2013, es decir, un 29%, seguido de Reino Unido que instaló 1,88, lo que supone un 17%. A continuación nos encontramos con Polonia (8%), Suecia(6%), Rumania (6%), Dinamarca (6%) y Francia (6%).

Los mercados emergentes de Europa central y oriental, incluyendo Croacia, instalaron 1.755 MW, un 16% del total instalado. En 2013, estos países representaron un porcentaje un poco menor que en 2012 que fue un 18%.

Además, un 46% de la instalación de potencia en 2013 fueron únicamente en dos países, Alemania y Reino Unido, una concentración sensible en comparación con la tendencia de los años anteriores cuando la concentración tendía a extenderse por Europa. Este nivel de concentración no se había visto en La unión Europea en el mercado eólico desde 2007 cuando tres países pioneros como fueron España, Dinamarca y Alemania representaron juntos un 58% del total de la potencia instalada en ese año.

Alguno grandes mercados en años pasados, como es el caso de España, Italia o Francia, vieron descender su porcentaje en 2013, en un 84%, 65% y 24% respectivamente.

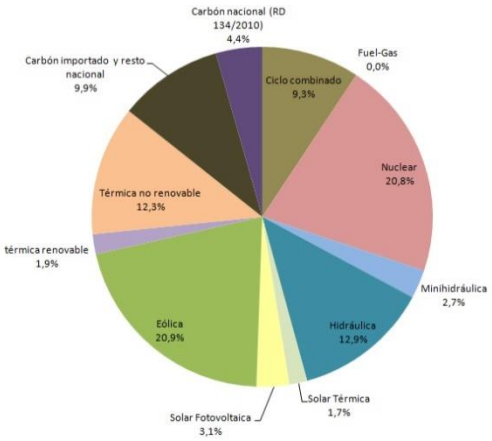
En la segunda figura podemos apreciar la distribución de la potencia eólica instalada acumulada hasta el fin del año 2013, en este caso apreciamos que el país puntero sigue siendo Alemania, con un 29% que suponen 34 GW instalados. El siguiente país en la lista es España, que pese a su escasa instalación de potencia eólica durante el año 2013, posee un 20% con respecto al total, lo cual corresponde a 23GW de potencia instalados. Los países que los siguen son: Reino Unido (9%) e Italia (7%).



1.6.3.3 España

La potencia eólica en España instalada a 31 de diciembre de 2013 es de 22.959MW, supuso la primera tecnología en el sistema eléctrico en este año, con una producción de 54.478 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20,9 % como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Siguiendo a la energía eólica aparece la energía nuclear con un 20,8% como la segunda fuente de energía que más aporta, la hidráulicas más la minihidráulica es un 15,6% y la térmica no renovable es un 12,3%.



En la siguiente tabla podemos apreciar la distribución de la potencia eólica instalada en España en las diferentes Comunidades Autónomas, se puede observar como Castilla y León y Castilla la

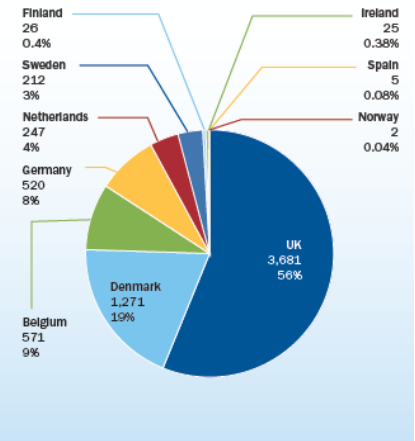
Mancha son las Comunidades con una mayor potencia instalada, si bien es cierto que en el año 2013 en concreto la Comunidad Autónoma en la que mayor potencia se instaló fue Andalucía con 74.5 MW.

Comunidad Autónoma	Acumulado a 31/12/2012	Potencia en 2013	Acumulado a 31/12/2013	% sobre el total
Castilla y León	5.510,61	49,40	5.560,01	24,22
Castilla-La Mancha	3.806,54		3.806,54	16,58
Andalucia	3.263,23	74,50	3.337,73	14,54
Galicia	3.311,47	2,65	3.314,12	14,43
Aragón	1.888,81	4,50	1.893,31	8,25
Cataluña	1.258,05	9,00	1.267,05	5,52
Comunidad Valenciana	1.188,99		1.188,99	5,18
Navarra	979,92	24,00	1.003,92	4,37
Asturias	512,45	6,00	518,45	2,26
La Rioja	446,62		446,62	1,95
Murcia	261,96		261,96	1,14
Canarias	160,11	5,00	165,11	0,72
País Vasco	153,25		153,25	0,67
Cantabria	38,30		38,30	0,17
Baleares	3,68		3,68	0,02
Total	22.783,97	175,05	22.959,02	100

1.6.4 Situación actual offshore

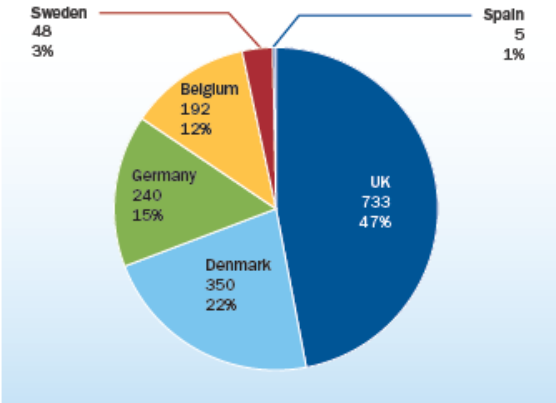
En el siguiente gráfico podemos observar la potencia eólica offshore acumulada al finalizar el año 2013, se aprecia que el claro dominador es Reino Unido que acapara un 56% del total de esta potencia, en unidades de potencia supone 3.681 MW de un total de 6.562 MW.

El siguiente país que aparece es Dinamarca con 1.271 MW (19%), completan la lista: Bélgica (9%), Alemania (8%), Holanda (4%) y Suecia (3%), como aquellos más dominantes hasta la actualidad del sector eólico offshore.



Podemos observar en el gráfico a continuación como la potencia eólica offshore instalada únicamente durante el año 2013, no difiere en gran medida en sus dominadores con respecto al grafico anterior. Esto se debe a que este tipo de aprovechamiento energético está en pleno desarrollo y su puesta en marcha se ha comenzado hace pocos años.

Así pues el primer país en instalación de potencia eólica offshore durante el año 2013 es Reino Unido con un 47%, lo que supone 733 MW, seguido de Dinamarca (22%), Alemania (15%), Bélgica (12%) Suecia (3%) y España con un (1%).



1.6.5 Parques eólicos existentes en la actualidad

1.6.5.1 Onshore

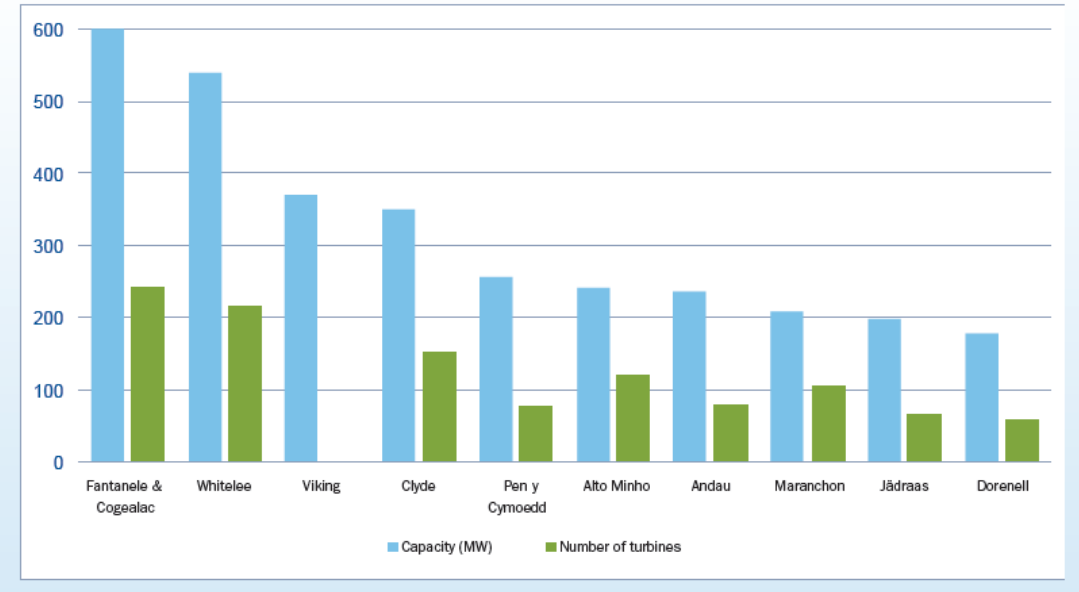
Los diez mayores parques onshore a fecha de Julio de 2013, son los que se muestran en la siguiente tabla:

Nombre o localización	*País*	*Capacidad en MW*	*Numero de turbinas*	*Modelo Turbina*	*Propietario o desarrollador*	*Fecha de acabado*
Fantanele & Cogealac	***Rumania***	***600***	***240***	***GE***	***CEZ***	***2012***
Whitelee	***Reino Unido***	***539***	***215***	***Siemens***	***Scottish Power***	***2013***
Viking	***Reino Unido***	***Más de 457***	*-*	*-*	***Viking Energy Partnership***	***2019***
Clyde	***Reino Unido***	***350***	***152***	***Siemens***	***SSE Renewables***	***2012***
Pen y Cymoedd	***Reino Unido***	***256***	***76***	*-*	***Vattenfall***	***2016 (en construcción)***
Alto miño	***Portugal***	***240***	***120***	***Enercon***	***EEVM***	***2009***
Andau	***Austria***	***237***	***79***	***Enercon***	***BEWAG, ImWind, Puspok***	***2014 (en construcción)***
MAranchón	***España***	***208***	***104***	***Gamesa***	***Iberdrola***	***2007***
Jadraas	***Suecia***	***198***	***66***	***Vestas***	***Arise, Platina***	***2013***

					Partners	
Dorenell	***Reino Unido***	***177***	***59***	***Vestas***	***Infinergy***	***2018 (Concecido)***
Totales		***3.262***	***1.191***			

La producción estimada de electricidad de estos parques durante un año, una vez todas se encuentran finalizadas, es de 6.6 TWh, lo equivalente al consumo de 1.804.704 domicilios europeos medios.

En la siguiente figura aparece representada de forma gráfica, para cada uno de los parques antes descritos, su capacidad y su número de turbinas. Podemos apreciar que la mayor de todas es *Fantanele & Cogealac, seguida de Whitelee y de Viking.*



1.6.5.2 Offshore

A día de hoy el número de parque eólicos offshore que se encuentran en alguna de sus fases de vida (Planificado, Concedido, en construcción, en ejecución) es muy grande comprándola con solo unos años atrás, en la siguiente tabla se muestran en número de parques para cada fase:

Planificados	Concedido	En contracción	En producción
678	125	29	89

A continuación se muestran los diez mayores parques eólicos offshore en cuanto a producción, si bien hay algunos parques que están pendiente de ampliación, la cual los llevaría a encabezar el ranking mundial, solo aparecen aquellos que a día de hoy se encuentran en dicho de ranking sin tener en cuenta lo anterior:

Nombre o localización	*País*	*Capacidad en MW*	*Numero de*	*Tipo Turbina*	*Propietario o desarrollador*	*Fecha de acabado*

			turbinas			
London Array	Reino Unido	630	175	Siemens	DONG energy (50%), EON (30%), Masdar (20%)	2012
Greater Gabbard	Reino Unido	504	140	Siemens	SSE Renewables (50%), RWE npower renowables (50%)	2012
Anholt	Dinamarca	399.6	111	Siemens	DONG energy (50%), PKA(20%), PensionDanmark (30%)	2013
Bard Offshore 1	Alemania	400	80	Bard	Ocean Breeze Energy GmbH & co. KG (30%),BARD Holding GmbH (70%)	2013
Walney (phases 1 &2)	Reino unido	367.2	102	Siemens	DONG energy (50.1%), Scottish & Southern Energy (25.1 %), Triodos (24.8 %)	2011-2012
Thorntonbank (phases 1-3)	Belgica	324.3	75	Senvion	C-Power nv	2009-2012-2013
Sheringham Shoal	Reino Unido	316.8	88	Siemens	Statoil (50%), Statkraft (50%)	2012
Thanet	Reino Unido	300	100	Vestas	CRC	2010
Lincs	Reino Unido	270	75	Siemens	Siemens Project Ventures GmbH (25%), Centrica PLC (50%), DONG (25%)	2013
Horns Rev 2	Dinamarca	209.3	91	Siemens	DONG Energy	2009
Totales		3.721,2	1.037			

1.6.6 Futuro de la energía eólica

1.6.6.1 Generalidades

El Consejo Global de Energía Eólica, que agrupa a la industria del ramo, pronostica que, para 2030, esta técnica de producción renovable podría cubrir entre el 25 y el 30 por ciento del consumo mundial, una conclusión similar a la que ha llegado el Departamento de Energía estadounidense.

La diversificación del mercado eólico que comenzó en los últimos años se intensificó durante el 2013, se espera que esta tendencia continúe durante los próximos años, también mencionar que nuevos mercados fuera de la OECD (la organización para la cooperación y el desarrollo económico) siguen apareciendo.

La competencia con la generación de energía fósil continuará al menos hasta que aparezca un precio global del carbono, algo que no se espera a corto plazo. La edad dorada del gas, instaurada los últimos años, está empezando a desparecer. En adición a lo anterior, mucho ha sido dicho recientemente sobre los efectos sobre el medio ambiente y el cambio climático que la revolución del fracking de Estado Unidos ha provocado. Todo esto combinado con la inestabilidad política en las zonas ricas en hidrocarburos, ha dado a la energía eólica y otras fuentes renovables una posición privilegiada en el mercado energético, en términos económicos.

Hoy en día ante la ausencia de un esfuerzo común y globalizado contra el cambio climático, la competitividad de la energía eólica tiene su mayor arma en el precio de la misma. En países como Brasil, Sudáfrica, Turquía, México y otros, el viento está compitiendo de forma directa y exitosa con otras energías fuertemente subvencionadas, como ejemplo, la energía del viento es aproximadamente un 30% más barata que en las plantas térmicas de carbón en Sudáfrica.

Los mercados globales van a seguir siendo dominados por Asia, Europa y Norteamérica, sin embargo, nuevos mercados comenzarán a destacar en los próximos cinco años. Podemos esperar que Brasil se sitúe en la 3ª o 4ª plaza en el ranking mundial anual en los dos próximos años, y que aparezca en el top diez en lo referente a potencia instalada acumulada al finalizar el año 2014. Por otro lado, Sudáfrica finalmente está despegando, y se espera que lidere un "boom" en el Sur y Este de África durante los próximos cinco años.

Con todo esto podemos hablar de Arabia Saudí y Rusia como uno de los grandes motores del futuro en esta materia, Arabia con su ambicioso proyecto de 50 GW de energía eólica y solar para 2013, y Rusia, donde se espera que empiece a explotar sus enormes recursos eólicos a corto plazo.

1.6.6.2 Estudio zonal

Si realizamos un análisis por zonas:

Asia

En china se planificó un ambicioso proyecto de 18 GW durante 2013, aunque solo se llevaron a cabo poco más de 16 GW, superando aun así los 12.69 GW instalados durante 2012. Un nuevo proyecto ha sido planificado por el gobierno chino, que pretende instalar 200 GW para

el año 2020, lo cual implica un mercado de al menos 15,5 GW para lo que queda de década. En lo referente a la eólica offshore, se espera que el mercado Chino comience su despliegue a partir de 2014.

En la India, el desarrollo depende en gran medida de las elecciones que van a tener lugar en Mayo de 2014. La parálisis que ahora mismo afecta Nueva Dehli, que ha bloqueado el mercado en los últimos años se espera que llegue a su fin. Se pretende desarrollar un nuevo plan nacional eólico, pero lo realmente necesario es una política estable que traiga consigo inversión en infraestructura, para poder continuar con el desarrollo energético de este país.

La revolución energética que tuvo lugar tras el desastre de Fukushima sigue parada en Japón, al menos en materia eólica se esperan instalaciones entre 2 y 300 MW al año en los años próximos, hasta que la reforma eléctrica prevista, se convierta en una realidad definitiva. Por otro lado no se espera una importancia en el mercado offshore hasta el final de esta década.

En Corea del Sur poco a poco avanza en su tecnología offshore, también hay nuevos proyectos en otros países como Mongolia, Filipinas, Pakistán y Tailandia.

En resumen, cerca de 120 GW de potencia eólica se instalarán en Asia en un periodo de 5 años vista, y se prevé que supere a Europa en potencia instalada acumulada al finalizar el año 2014.

Europa

El mercado europeo se redujo al menos en un 6% durante 2013, si bien fue menos de lo esperado; Apareció una fuerte especialización en dos mercados líderes, Alemania y Reino Unido, más fuerte que lo ocurrido durante los años anteriores. Los cambios continuos en las políticas europeas continúan siendo el principal lastre del desarrollo del mercado, lo cual, unido a la fuerte crisis económica española, ha colapsado el segundo mercado en importancia a nivel europeo. Países como Francia, Italia o Bulgaria son solo alguno de los ejemplos de mercados prometedores que se estancaron durante el último año.

No todo son malas noticias, el mercado offshore creció en un 50% instalando más de 1.500 MW, pero a día de hoy se debate como Europa va a poder alcanzar su objetivo de instalar 40 GW en el agua para 2020. Sin embargo, se espera que Alemania mejore se situación en eólica offshore, mientras mantiene su posición de fuerza en la eólica onshore, junto con Polonia, Suecia, Dinamarca y Portugal entre otros.

Norte América

El 2013 resultó un año desastroso para Estados Unidos, con más de 12.000 MW en construcción, lo cual supone un buen augurio para los años 2014 y 2015. Canadá tuvo un año record en 2013, y se prevé un nuevo record para 2014, y aún mayor en 2015.

La reforma del mercado energético mexicano se espera como algo brillante a largo plazo, y se combina con un objetivo del 35% de energías renovables para el año 2024. El desafío del gobierno consiste en instalar 2.000 MW en energía eólica hasta dicho año 2024.

Mencionar que la predicción del desarrollo futuro del mercado americano resulta las más difícil ya que su mercado es el más volátil, no obstante, se esperan 61 GW de energía eólica instalados entre 2014 y 2018.

América latina

En Brasil, el Gobierno ya ha contratado 10 GW de potencia para el periodo hasta 2018. Por su parte Chile está empezando algunas importantes instalaciones eólicas aunque no se espera que el mercado en este país vaya a ser muy grande ni siquiera a largo plazo, lo mismo se puede decir para Uruguay, pese a los planes ambiciosos del Gobierno en esta materia. Los mercados de Centro américa y el Caribe también van a crecer en los próximos años pero sin llegar a ser relevantes a escala mundial.

Desgraciadamente en el caso de Argentina hay aún impedimentos debidos a las políticas del Gobierno, es por ello que no se espera una gran actividad en el ámbito eólico hasta que este gobierno no aclare su política. En Colombia y Venezuela aparecen los primeros síntomas de desarrollo de la energía eólica.

En resumen, alrededor de 14 GW van a ser instalados hasta 2018, aunque si todo marcha según lo previsto, Brasil solo podría alcanzar esa cifra. Sin embargo la inestabilidad del mercado en estas regiones dificulta en gran medida la previsión futura.

África y Oriente Medio

A pesar de que el año 2013 no ha sido muy prolifero en esta zona, se esperan instalaciones de entre 500 y 1000 MW para 2014 en Sudáfrica, y un crecimiento similar constante para los próximos años.

Etiopia instaló 90 MW en 2013, en consonancia con la ambición de su Gobierno de llegar a los 7 GW para 2030. Hay proyectos en proceso en Kenia, Tanzania y Senegal. Todo esto unido al esfuerzo por explotar juntos los mercados energéticos de la región hace pensar que los recursos eólicos van a ser explotados de forma seria en los próximos cinco años.

Por último en Arabia Saudí su programa tan ambicioso no ha hecho más que empezar, todo hace pensar que alrededor de 13 GW van a ser instalados en el periodo de 2014 a 2018.

Pacífico

En la zona del Pacifico, Australia ha sido el mercado eólico principal los últimos años, aportando alrededor del 25% del consumo eléctrico australiano. En el año 2013 se instalaron 623 MW, aunque los cambios en las políticas locales han puesto en riesgo el desarrollo de esta industria. El nuevo Gobierno liderado por Tony Abbot ha puesto los objetivos en materia de energías renovables en entredicho y las previsiones no son muy halagüeñas.

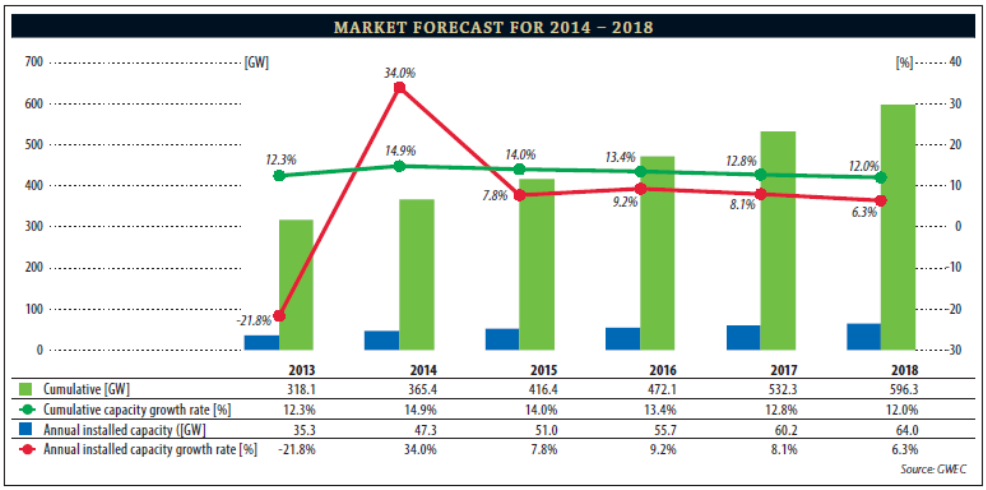
Nueva Zelanda tiene una larga lista de proyectos en esta materia, pero sin embargo el crecimiento no es muy importante, también las pequeñas islas tienen algunos nuevos proyectos pero si hablamos en términos absolutos el mercado que pueden llegar a instalar es realmente pequeño.

En global, se esperan unos 5 GW de potencia a instalar hasta 2018, pero están a día de hoy supeditados al desarrollo de la política en el Gobierno de Australia.

Resumen

Como resumen de todo lo dicho se espera del mercado un crecimiento constante pero no desmesurado liderado por Asia, América Latina (sobretodo gracias a Brasil), y África (liderado por Sudáfrica). Europa se mantendrá constante Y Norte América inestable, finalmente las regiones del Pacifico estarán supeditadas a las políticas de sus gobiernos.

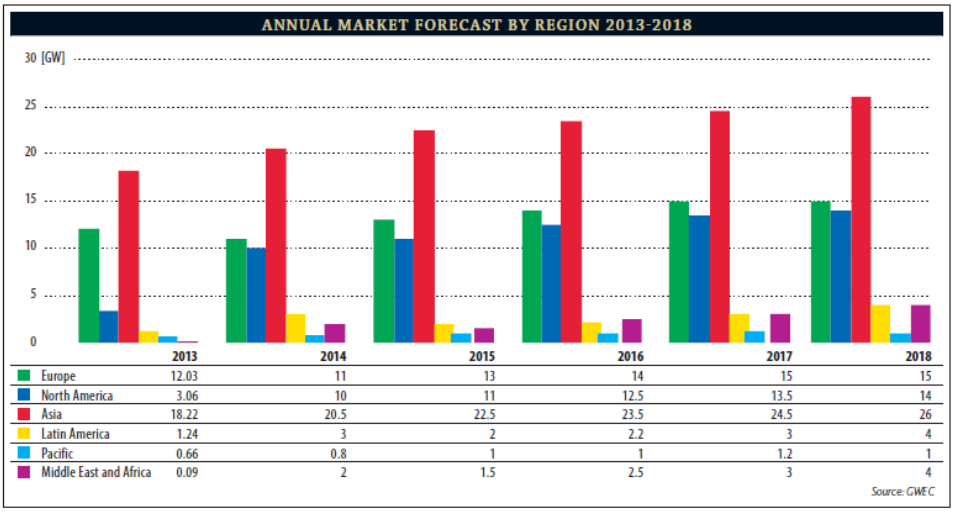
Como aclaración de todo lo dicho anteriormente, en el siguiente grafico podemos apreciar como el crecimiento se prevé constante desde 2014 hasta 2018, pasando de unos 318 GW instalados acumulados a unos 596 GW en 2018. En lo que respecta a la potencia instalada anual, se espera un gran crecimiento para el año 2014, para después permanecer aproximadamente constante entre los años 2015 y 2018



	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cumulative [GW]	318.1	365.4	416.4	472.1	532.3	596.3
Cumulative capacity growth rate [%]	12.3%	14.9%	14.0%	13.4%	12.8%	12.0%
Annual installed capacity ([GW]	35.3	47.3	51.0	55.7	60.2	64.0
Annual installed capacity growth rate [%]	-21.8%	34.0%	7.8%	9.2%	8.1%	6.3%

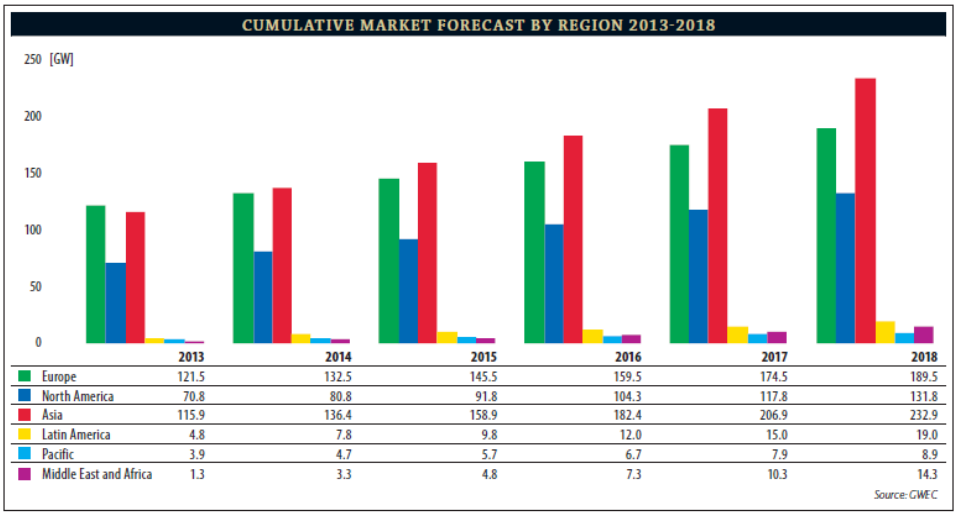
Source: GWEC

En los dos siguientes figuras se puede apreciar todo lo dicho anteriormente, dividiendo el crecimiento por regiones hasta 2018, tanto de la energía eólica acumulada como de la energía eólica instalada anualmente.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Europe	12.03	11	13	14	15	15
North America	3.06	10	11	12.5	13.5	14
Asia	18.22	20.5	22.5	23.5	24.5	26
Latin America	1.24	3	2	2.2	3	4
Pacific	0.66	0.8	1	1	1.2	1
Middle East and Africa	0.09	2	1.5	2.5	3	4

Source: GWEC



	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Europe	121.5	132.5	145.5	159.5	174.5	189.5
North America	70.8	80.8	91.8	104.3	117.8	131.8
Asia	115.9	136.4	158.9	182.4	206.9	232.9
Latin America	4.8	7.8	9.8	12.0	15.0	19.0
Pacific	3.9	4.7	5.7	6.7	7.9	8.9
Middle East and Africa	1.3	3.3	4.8	7.3	10.3	14.3

Source: GWEC

2. Análisis de alternativas

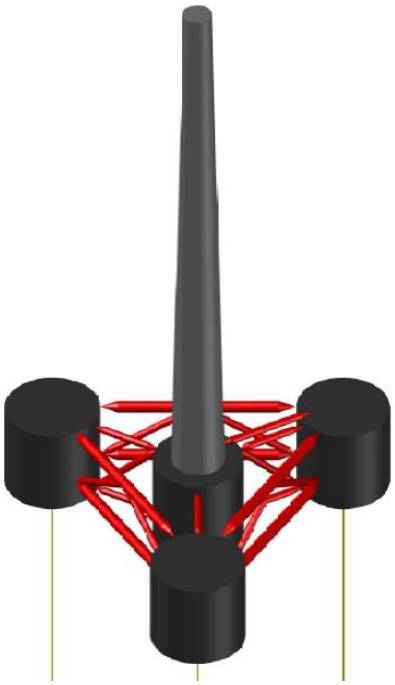
La estructura general del modelo a analizar consistirá básicamente en un conjunto torre de hormigón, torre metálica y cajón central, unidos mediante vigas cilíndricas de acero a una serie de flotadores también de hormigón que darán flotabilidad y estabilidad al conjunto.

Se analizarán dos casos, que parten de una misma idea común, si bien se elegirá uno de los dos casos para realizar su posterior análisis frente a las cargas medioambientales y frente a su comportamiento en el mar.

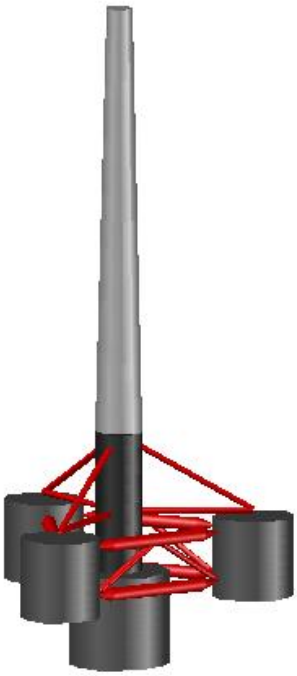
El amarre en ambos casos se realizará de forma TLP mediante cables de acero, lo cual se expondrá más adelante, estos cables irán sujetos desde la base de los flotadores al fondo del emplazamiento de forma vertical.

Todas las medidas y datos obtenidos con respecto a la geometría, flotabilidad e inercias se exponen de forma detallada en el apartado de predimensionamiento.

Se analizarán dos posibles alternativas:

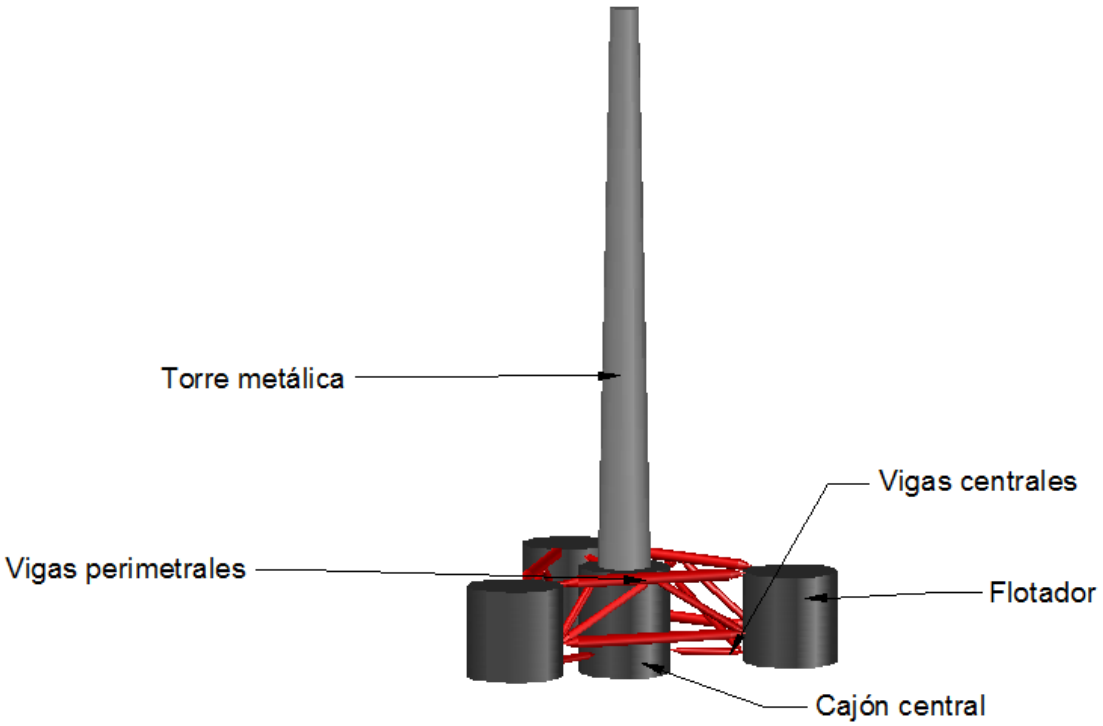


Alternativa 1



Alternativa 2

2.1 Alternativa 1



Componentes alternativa 1

La primera de las dos alternativas coloca tanto los flotadores como el cajón central con el mismo francobordo, si bien el calado no debe ser el mismo, el calado del cajón central será mayor para conseguir bajar el centro de gravedad y ganar en estabilidad.

Se dispondrá un total de 3 flotadores para asegurar la estabilidad del conjunto, en planta formarán un triángulo equilátero, habiendo entre ellos 60 grados.

Los flotadores estarán conectados con el cajón central por medio de un sistema formado por tres vigas de acero, dos en posición horizontal y una más que las triangula. Tenemos por tanto tres vigas que realizan cada unión cajón-flotadores, así pues el total de vigas centrales serán nueve. Las dos vigas horizontales tienen sus extremos en el flotador y en el cajón respectivamente, mientras que la viga inclinada parte del extremo de la viga inferior situado sobre el flotador hasta el extremo de la viga superior ubicado en el cajón central. Más adelante en el predimensionamiento se elegirán las medidas para diámetros y longitudes.

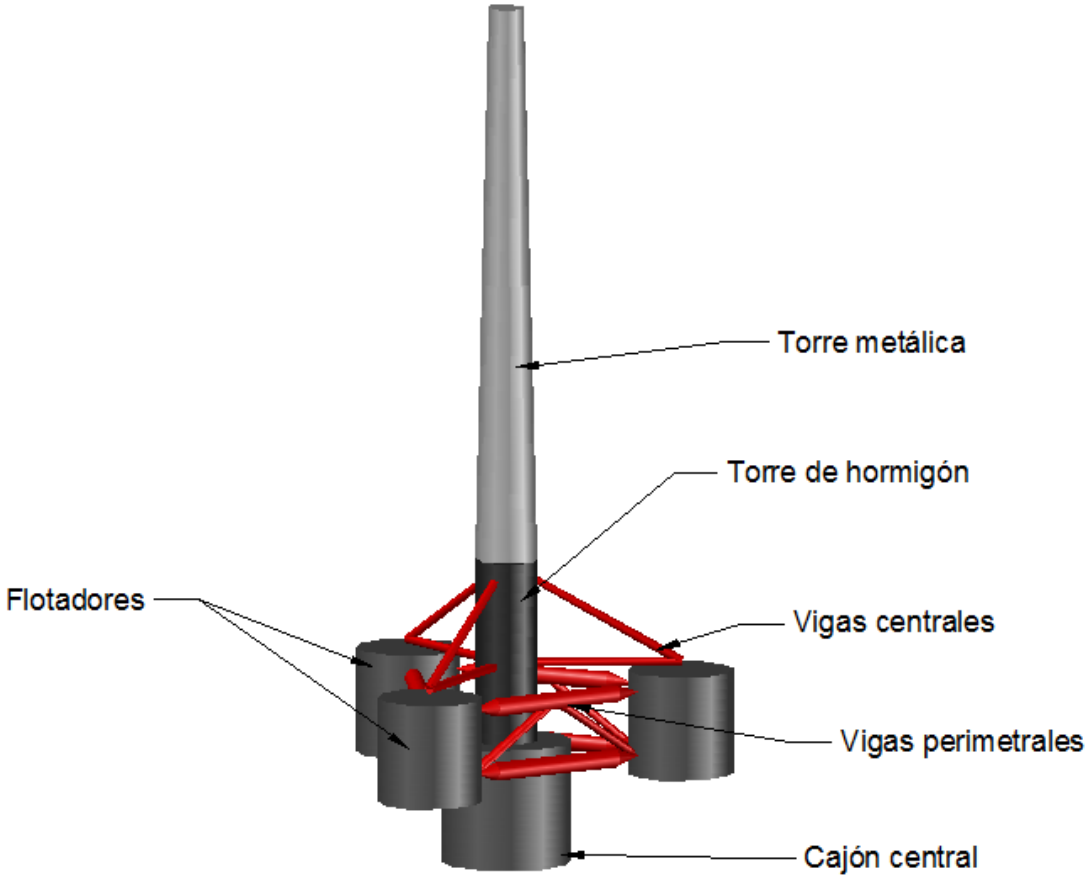
Los flotadores se conectarán entre sí por medio de un sistema de vigas metálicas consistente en dos horizontales y dos más que triangulan en posición oblicua, así pues el total de barras perimetrales serán de doce. Las dos vigas horizontales tienen sus extremos en cada uno de los dos flotadores y las vigas oblicuas parten de los extremos de la viga horizontal inferior hasta el punto central de la viga horizontal superior. La viga inferior se mantendrá en todo momento por debajo del plano del agua, la superior en posición de mar en calma está diseñada para tener un francobordo igual a su radio.

En esta alternativa no se colocará torre de hormigón, así pues la altura total de la torre se conseguirá a través de una torre metálica unida al cajón central, en lo alto de la torre se ubicará la turbina de 3 palas.

Para conseguir la flotabilidad del conjunto el empuje será contrarrestado por medio de un lastre. Hemos de tener en cuenta que los flotadores y el cajón central no son cilindros macizos sino que, como se verá posteriormente están formados por una losa superior, una losa inferior, y un cilindro central.

Para conseguir dar estabilidad al conjunto en esta alternativa se buscará aumentar el tamaño del cajón central con respecto al de los flotadores, de esta forma conseguiremos bajar el centro de gravedad. Por otro lado al aumentar la distancia entre flotadores, siempre dentro de límites admisibles desde el punto de vista estructural y económico, podremos aumentar la inercia en el plano del agua y, por tanto, también podremos aumentar la estabilidad.

2.2 Alternativa 2



Componentes alternativa 2

La segunda alternativa es similar a la primera en cuanto a su idea global, si bien varía tanto la disposición, como las dimensiones de alguno de sus elementos. En este caso la principal característica es que se baja la posición del cajón central con respecto a la posición de los

flotadores, recordamos que en la alternativa 1 ambos elementos tenían el mismo francobordo, así mismo se introduce torre de hormigón que antes tampoco se consideró.

Se dispondrá de tres flotadores que forman un triángulo equilátero con 60º entre ellos.

Los flotadores están unidos al conjunto central formado por torre de hormigón y cajón central, por medio de un sistema de dos vigas metálicas, en este caso las vigas se mantendrán en todo momento por encima del plano del agua. Así pues, el sistema estará formado por una viga horizontal y una viga oblicua que triangula el sistema, parten ambas de un mismo punto común en la parte superior del flotador y avanzan hasta la torre de hormigón.

Los flotadores están unidos entre sí a través de un sistema de vigas perimetrales con las mismas características que el considerado en la alternativa 1, dos vigas horizontales con sus extremos en cada uno de los dos flotadores y dos vigas de triangulación que parten de los extremos de la viga inferior hasta el punto central de la viga superior. La viga inferior permanecerá en todo momento bajo el plano del agua, mientras que la superior se ha diseñado para que en calma, media viga se encuentre bajo el plano del agua y media por encima.

Como se ha indicado, esta alternativa contará tanto con torre metálica como con torre de hormigón, la torre de hormigón parte del cajón central con un diámetro constante para después enlazar con la torre metálica con forma de tronco de cono. La torre de hormigón tendrá parte de su altura sumergida y parte por encima del plano del agua. En la parte superior se encontrará la turbina de 3 palas.

Con respecto a la flotabilidad del conjunto, los flotadores como se verá más adelante no son cilindros de hormigón macizos sino que estarán formados por losa inferior, losa superior, cilindro exterior y rigidizadores. Para mantener el cuerpo en la posición deseada se colocará un lastre en el interior del cajón central.

Finalmente en lo que respecta a la estabilidad de esta segunda alternativa, al colocar el cajón central muy por debajo de los flotadores se consigue descender de forma sensible el centro de gravedad, lo cual se antoja básico para ganar estabilidad. Se podrá también, como ocurría en el caso anterior, jugar con el tamaño de los flotadores y del cajón central para conseguir colocar el CDG en la posición adecuada, también la longitud de las vigas perimetrales y la distancia entre flotadores nos aumentarán o disminuirán la inercia en el plano del agua.

A continuación en el predimensionamiento se elegirán unas medidas para cada una de las alternativas que cumplan con los criterios de estabilidad y flotabilidad. Posteriormente a partir de los resultados obtenidos, se elegirá una de las dos alternativas planteadas para poder realizar el análisis dinámico y el análisis estructural.

2.3 Amarres

No se analizará en profundidad el amarre en este trabajo, ya que se centra en la definición de la estructura en sí. Se elegirá la mima tipología para ambas alternativas, tipo TLP.

Se utilizarán cables de acero fijados a la base de cada uno de los tres flotadores que se incluyen en las dos alternativas y de ahí, irán fijados al fondo, a una profundidad de 80 metros.

Es necesario mencionar que el estudio de los amarres se sale del objetivo de este TFG, por ello se ha considerado esos cables de acero únicamente a modo de referencia para poder llevar a cabo los posteriores análisis, si bien es cierto que en un proyecto real el análisis de los cables sería un aspecto esencial.

3. Predimensionamiento

Se procederá a realizar un predimensionamiento de cada una de las alteratívas, desglosando cada uno de sus elementos en sus partes correspondientes y acotándolas. En caso de que así se requiera para la correcta compresión de la alternativa, se realizará una explicación más profunda que en el apartado de "análisis de alternativas" de algunos de sus elementos.

3.1 Predimensionamiento: Alternativa 1

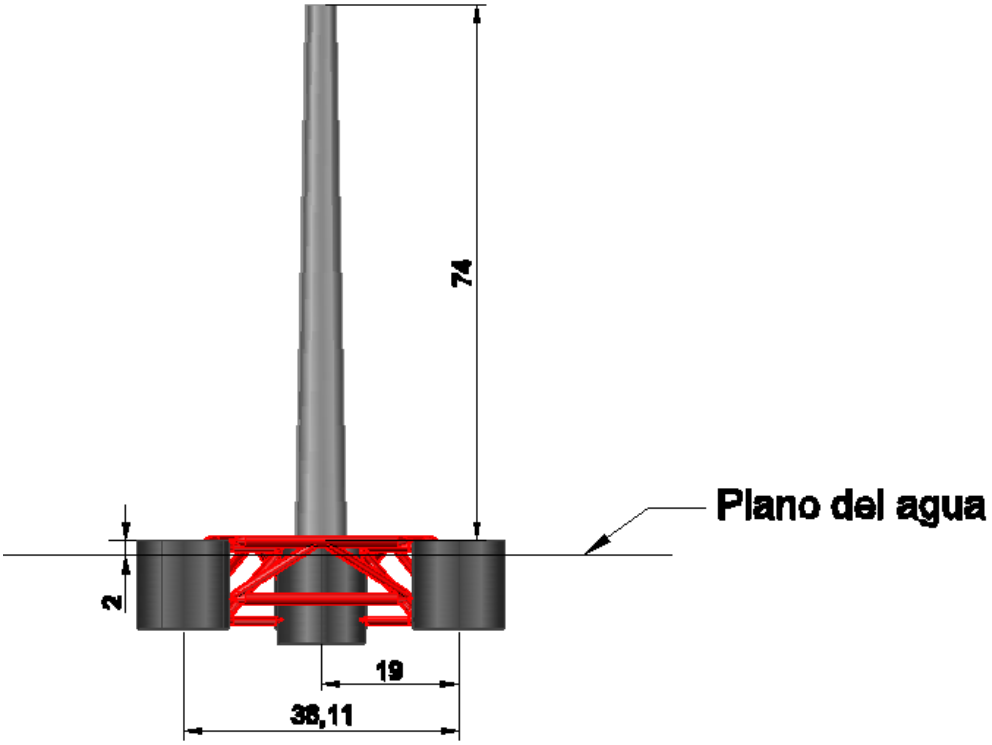
3.1.1 Geometría general

Como se indicó anteriormente y sin ser repetitivo, en la primera alternativa se opta por colocar únicamente torre metálica y no colocar torre de hormigón, los flotadores y el cajón central tienen el mismo francobordo, si bien no tienen por qué tener todos el mismo calado.

Centrándonos en las dimensiones, en la base superior del cajón central de 12 metros de diámetro y 14 metros de altura, se eleva una torre metálica de 74 metros de altura con un diámetro en base inferior de 7 metros y un diámetro en base superior de 3.87 metros.

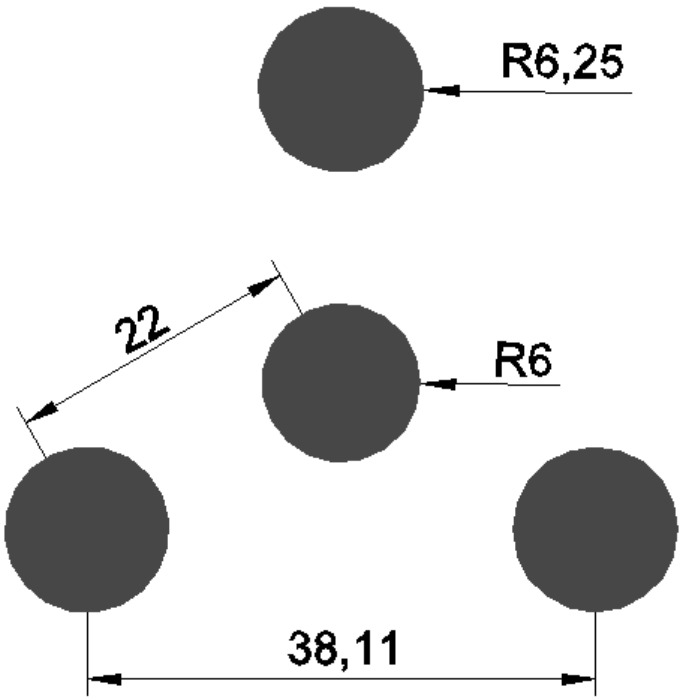
Los flotadores tendrán un diametro de 12.5 metrosy se colocarán a una distancia del centro del conjunto central de 22 metros, la altura de los flotadores serán 12 metros.

Se muestra a continuación un esquema general con las medidas más importantes de este modelo:

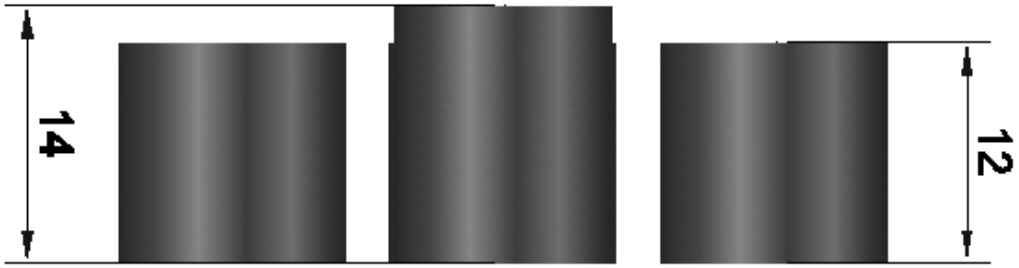


Alternativa 1

Las medidas elegidas finalmente de diámetros y altura en los flotadores y en el cajón, así como las distancias respectivas entre ellos se muestran en la figura a continuación:



Flotadores y cajón central (1)



Flotadores y cajón central (2)

En lo que respecta a las vigas de unión, como se indicó en el aparatado anterior podemos distinguir dos conjuntos:

Las vigas centrales, metálicas, para las que se ha elegido un diámetro de 1 metro y un espesor de 3 cm.

Las vigas perimetrales, también metálicas, distinguiremos entre:

- Vigas horizontales: diámetro de 1.50 metros y espesor 3 cm.
- Vigas en posición inclinada: diámetro de 1 metro y espesor 3 cm.

3.1.2 Geometría específica de cada elemento

Si nos centramos en la geometría de cada elemento por separado:

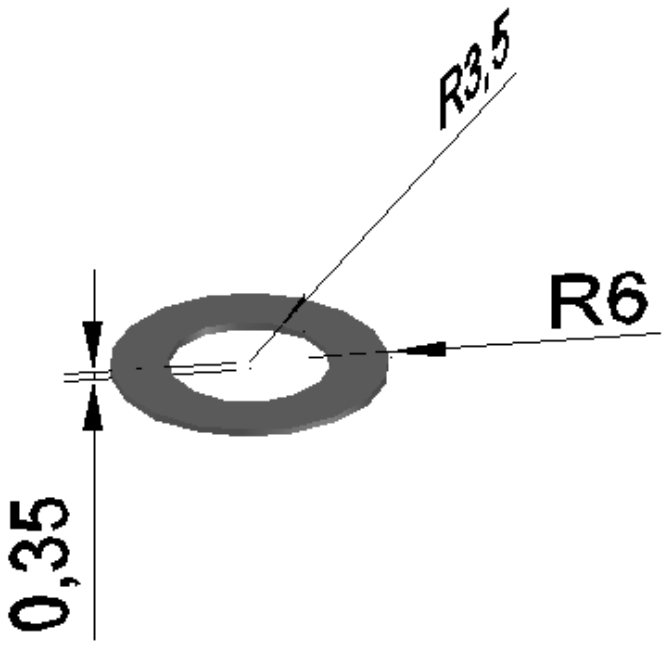
Torre metálica

Nace en la base superior del cajón central con un diámetro de 7 metros, alcanza una altura de 74 metros con un diámetro en la parte superior de 3.87 metros.

Cajón central

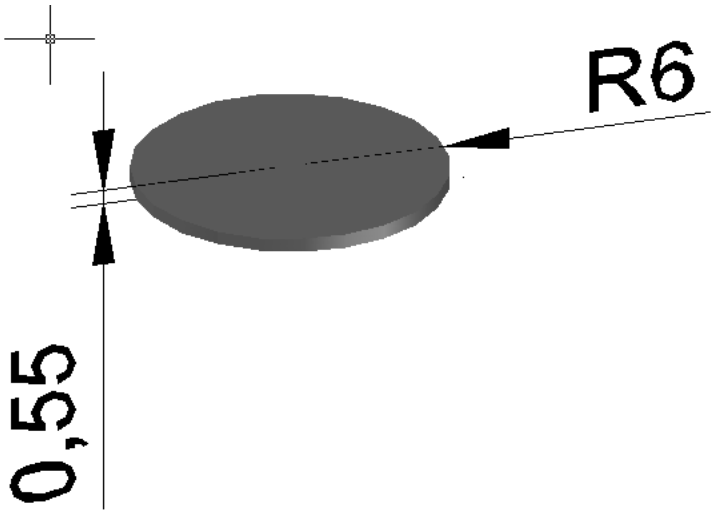
Dentro del cajón central podemos distinguir cuatro zonas diferenciadas: Losa superior, cilindro exterior, losa inferior y anillo central.

Losa superior: Está fabricada de hormigón armado y supone la base superior del cajón, tiene forma de corona circular para permitir la colocación del anillo interior, con las siguientes medidas:



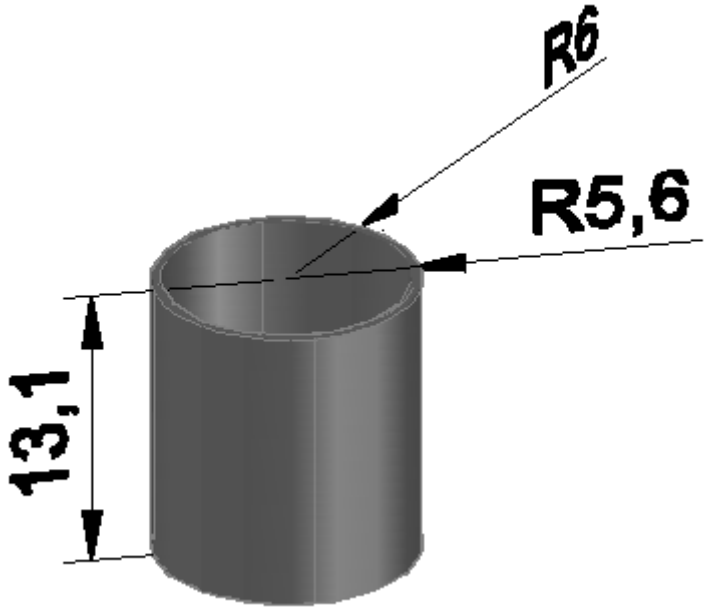
Losa superior

Losa inferior: Al igual que la losa superior, es de hormigón armado, tiene la función de servir de base inferior para el cajón central, con las medidas que se muestran a continuación:



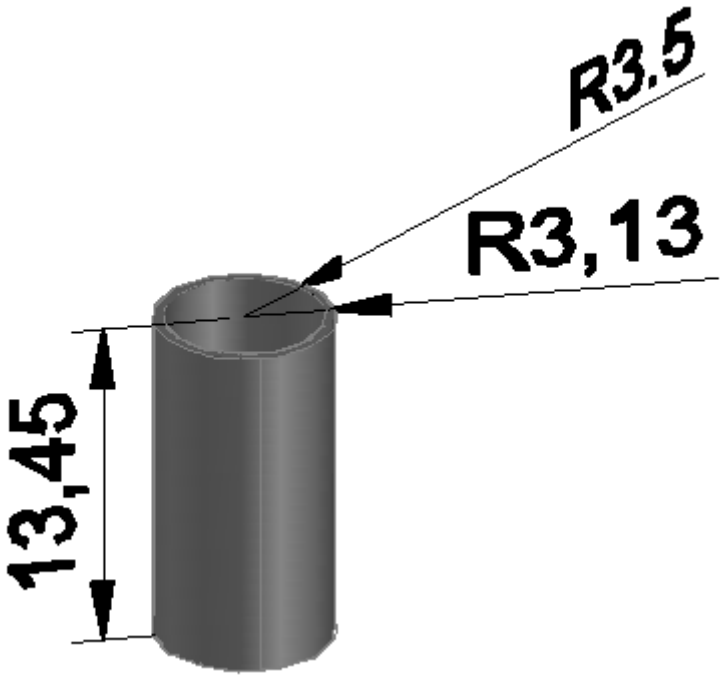
Losa inferior

Cilindro exterior: Conforma las paredes del cajón, con un espesor de 0.40 metros, delimitado interiormente por el anillo central, las medidas son:



Cilindro exterior

Anillo central: Supone la base de la torre, con el mismo diámetro que la base inferior que la torre metálica, delimitado exteriormente por el cilindro exterior y superior e inferiormente por las losas superior e inferior, sus medidas son:

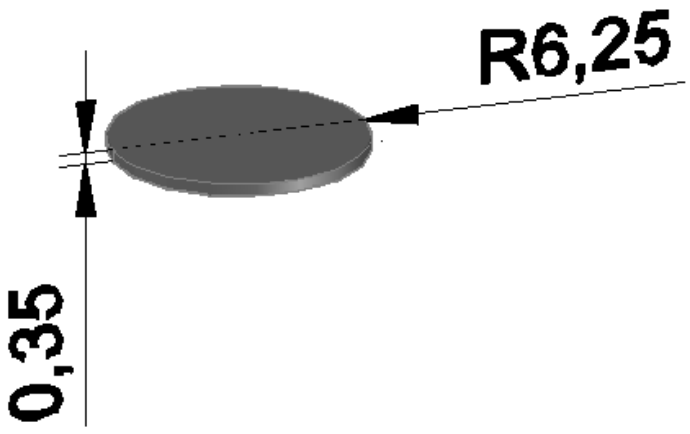


Anillo central

Flotadores

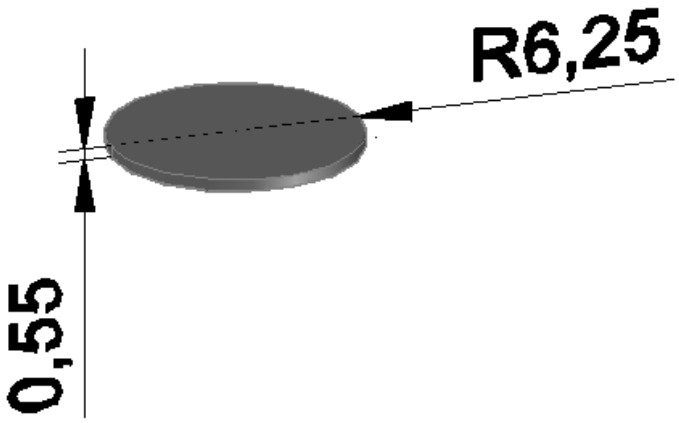
Los tres flotadores serán idénticos, con unas características similares a las que tiene el cajón central, con la salvedad de que no tiene la torre en su parte superior. Se compone de Losa superior, losa inferior, cilindro exterior y rigidizadores.

Losa superior: En este caso, a diferencia del cajón central, es un círculo completo de hormigón armado con un espesor de 0.35 metros que sirve de base superior para el flotador.



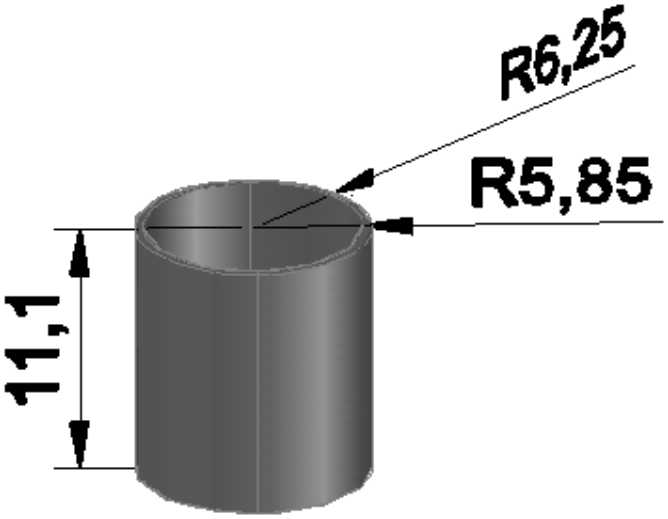
Losa superior

Losa inferior: Tiene las mismas características que la losa superior, salvo que tiene un espesor un poco mayor, de 0.55 metros, su función es servir de base inferior para el flotador.



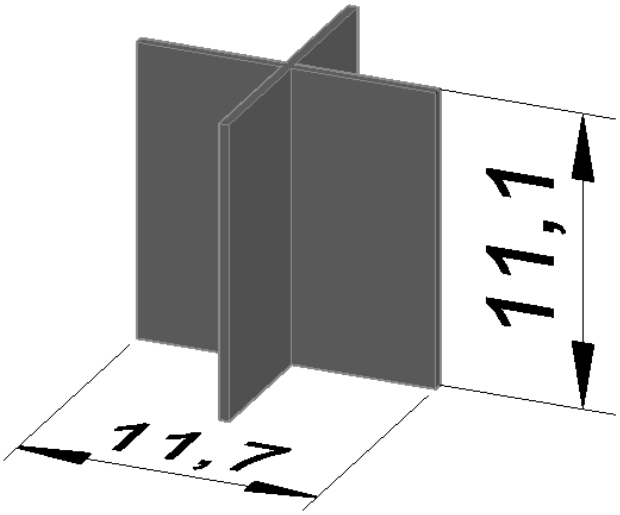
Losa inferior

Cilindro exterior: Delimita exteriormente el flotador e interiormente el espacio vacío para permitir la flotabilidad, delimitado superior e inferiormente por las losas superior e inferior respectivamente. Construido en hormigón armado al igual que todo el flotador, con un espesor de 0.40 metros y las siguientes medidas:



Cilindro exterior

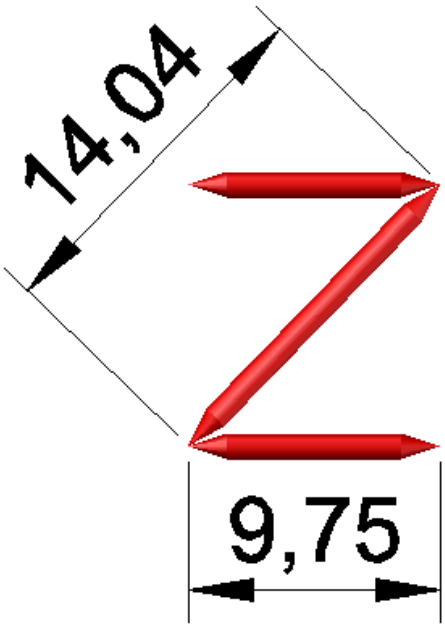
Rigidizadores: Aportan resistencia a los flotadores, se disponen en el interior de los mismos formando un cruz, serán de hormigón armado y las medidas de los mismos se muestran a continuación:



Rigidizadores

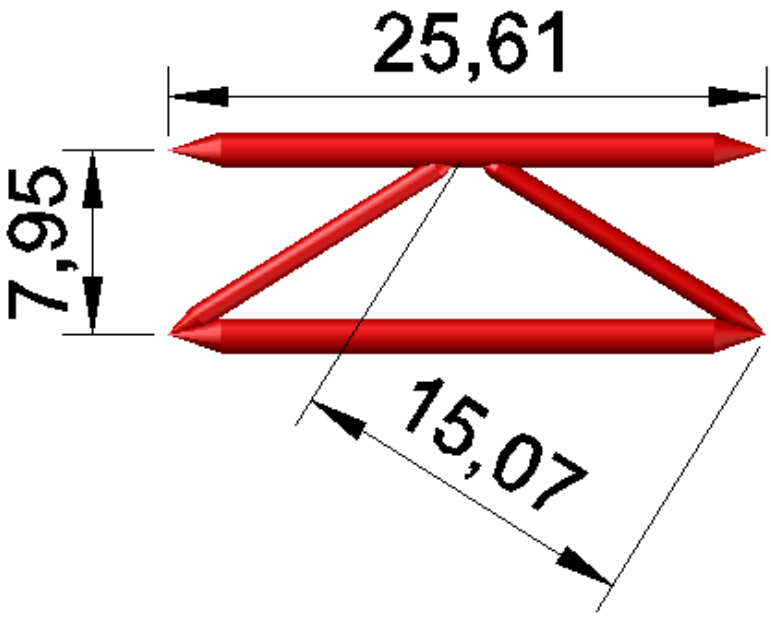
Vigas

Vigas centrales: como se indicó anteriormente son un total de 9 vigas, todas ellas con un mismo diámetro de 1 metro, son vigas metálicas cilíndricas con un espesor de 3 centímetros. La viga cilíndrica se transforma en cono al acercarse a la unión. Las medidas se muestran a continuación:



Vigas centrales

Vigas perimetrales: Hay un total de 12 vigas, 6 horizontales y 6 en posición inclinada. Al igual que las centrales son vigas metálicas cilíndricas de espesor 3 centímetros, que terminan en cono al acercarse a la unión, las medidas son las siguientes:



Vigas perimetrales

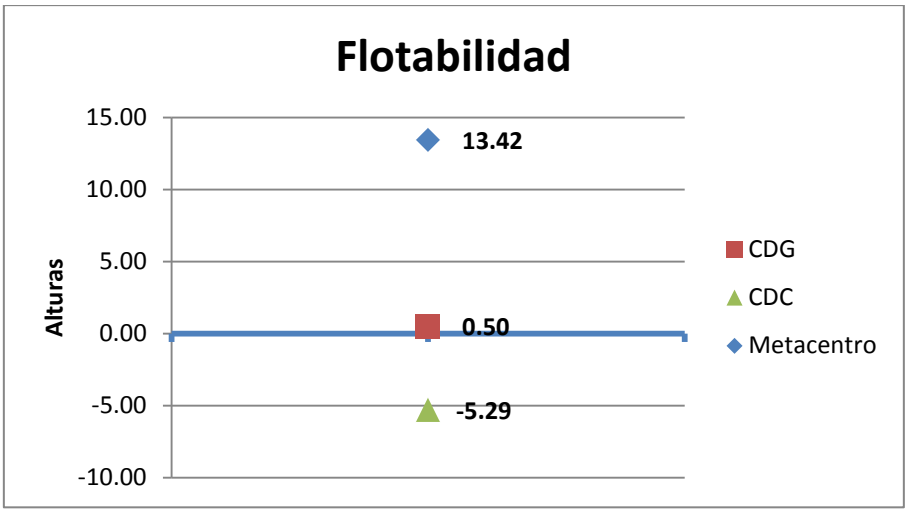
Flotabilidad

Como se ha explicado en el apartado *1.4 flotabilidad,* el centro de gravedad debe quedar por encima del centro de carena, también es cierto que cuanto más se consiga bajar el centro de gravedad más estabilidad ganaremos para nuestro conjunto, lo cual se antoja básico para luchar contra las cargas ambientales.

Aumentando la altura de los flotadores y del cajón central conseguiremos bajar el centro de gravedad, siempre dentro de unos límites constructivos y económicos admisibles.

El empuje generado contra los elementos del conjunto se contrarresta mediante un lastre colocado en el cajón central, de esta forma, conforme a las medidas geométricas elegidas, la posición del centro de gravedad, metacentro y centro de carena aparecen el grafico siguiente.

Mencionar como se ha hecho anteriormente que todos los datos en cuanto a pesos, empujes, centros de gravedad y centros de carena aparecen detallados posteriormente.



FLOTABILIDAD			
Peso de lastre	=	848.15	t
Peso cimentación	=	4,134.20	t
Peso conjunto	=	5,471.33	t

ESTABILIDAD NAVAL			
CDC conjunto	=	12.50	m
Altura metacéntrica	=	**3.91**	m

3.1.3 Datos completos alternativa 1

Inercias

Como se indicó anteriormente, debemos aumentar en lo posible la inercia en el plano del agua, para ello debemos aumentar la distancia entre flotadores, y por tanto también la longitud de las vigas, de esta forma con las medidas indicadas antes en la geometría las inercias a las que se ha llegado se muestran en la siguiente tabla:

Elemento	Ix'	Iy'	Ix''	Iy''	Ix	Iy
Torre hormigón					117.86	117.86
Cajón central					290.82	290.82
Flotador 1	1,198.42	1,198.42			16,047.36	45,745.22
Flotador 2	1,198.42	1,198.42			16,047.36	45,745.22
Flotador 3	1,198.42	1,198.42			60,594.16	1,198.42
Viga 1	5.94	1,175.10			3,836.51	1,175.10
Viga 2	5.94	1,175.10	298.23	882.81	1,255.87	3,755.74

Viga 3	5.94	1,175.10	298.23	882.81	1,255.87	3,755.74
Conjunto					99,327.95	101,666.27

General

DATOS DE LA CIMENTACIÓN

Altura torre metálica	=	74.00	m	Diámetro superior torre metálica	=	3.87	m
Altura torre hormigón	=	-	m	Diámetro torre hormigón	=	7.00	m
Altura cajón central	=	14.00	m	Diámetro cajón central	=	12.00	m
Altura total plataforma hormigón	=	14.00	m				
				Espesor torre hormigón	=	0.37	m
Peso aerogenerador	=	271.30	t	Espesor cajón central	=	0.40	m

DATOS DE FLOTADORES

Flotadores

Nº de flotadores	=	3.00	uds	Distancia	=	22.00	m
Ángulo en planta	=	120.00	º				
Altura flotador	=	12.00	m	Diámetro flotador	=	12.50	m
Espesor flotador	=	0.40	m				

Vigas

Longitud total	=	25.61	m	Longitud cilíndrica	=	21.11	m
Diámetro	=	1.50	m	Longitud extremos	=	2.25	m
Espesor	=	0.03	m				

DATOS DE MATERIALES

Densidad hormigón	=	2.50	t/m3
Densidad lastre	=	1.60	t/m3
Densidad agua	=	1.02	t/m3
Densidad acero	=	7.85	t/m3

DATOS DEL TRANSPORTE

Calado	=	12.00	m
Francobordo	=	2.00	m

Cajón central

CARACTERÍSTICAS DEL CONJUNTO

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)
Losa superior	0.35	12.00	7.00		74.61	26.11	65.29	13.83
Cilindro	13.10	12.00	11.20	0.40	14.58	190.96	477.40	7.10
Losa inferior	0.55	12.00	-		113.10	62.20	155.51	0.28
Anillo central	13.45	7.00	6.26	0.37	7.71	103.65	259.14	7.28
	Altura	**Longitud**	**Espesor**	**Número**				

	(m)	(m)	(m)	(uds)				
Rigidizadores	13.10	2.10	0.40	4.00	3.36	44.02	110.04	7.10
Conjunto cajón central							**1,067.37**	**6.56**

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área interior (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	Densidad (t/m3)
Cajón central	14.00	12.00	11.20	0.40	98.52	1,583.36	1,067.37	**0.67**
Área disponible para lastre					**87.45**			

Flotadores

FLOTADORES

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)	Densidad (t/m3)
Losa superior	0.35	12.50	-	Maciza	122.72	42.95	107.38	11.83	
Cilindro	11.10	12.50	11.70	0.40	15.21	168.78	421.95	6.10	
Rigidizadores	11.10	11.70		0.35		89.55	223.87	6.10	
Losa inferior	0.55	12.50	-	Maciza	122.72	67.50	168.74	0.28	
Conjunto flotador	12.00	12.50				**1,472.62**	**921.94**	**5.70**	**0.63**

Vigas

VIGAS CENTRALES

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)
Viga superior	9.75	1.00	0.94	0.03	0.09	0.89	7.00	13.15
Viga posición inclinada	14.04	1.00	0.94	0.03	0.09	1.28	10.07	8.10
Viga inferior	9.75	1.00	0.94	0.03	0.09	0.89	7.00	3.05
Conjunto soportes						**3.07**	**24.07**	**8.10**

VIGAS CENTRALES POSICIÓN SUMERGIDA

Elemento	Altura (m)	Diámetro sumergido	Área (m2)	Volumen (m3)	Empuje (t)	CDC (m)
Superestructura 1	9.75	-	-	-	-	-
Superestructura 2	13.23	1.00	0.79	10.39	10.60	7.53

Superestructura 3	9.75	1.00		0.79	7.66	7.81	3.05
Conjunto soportes					**18.05**	**18.41**	**5.63**

VIGAS PERIMETRALES

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)
Viga superior	25.61	1.50	1.44	0.03	0.14	3.55	27.85	
Vigas triangulación	14.34	1.00	0.94	0.03	0.09	2.62	20.58	
Viga inferior	25.61	1.50	1.44	0.03	0.14	3.55	27.85	
Conjunto soportes						**9.72**	**76.27**	**8.03**

VIGAS PERIMETRALES POSICIÓN SUMERGIDA

Elemento	Altura (m)	Diámetro sumergido (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Empuje (t)	CDC (m)
Viga superior	25.61	0.75	0.88	22.62	23.08	11.68
Vigas triangulación	14.34	1.00	0.79	22.52	22.97	8.03
Viga inferior	25.61	1.50	1.77	45.25	46.15	3.30
Conjunto soportes				**90.39**	**92.20**	**6.57**

Geometría de la cimentación

CÁLCULOS DE GEOMETRÍA DE LA CIMENTACIÓN

DATOS Y GEOMETRÍA					
Altura de torre metálica (m)	74.00	Cota sup torre metal (m)	88.00	Densidad hormigón (t/m3)	2.50
Altura total cimentación	14.00	Cota sup superestructura hormigón (m)	14.00	Densidad lastre transporte (t/m3)	1.60
Calado (m)	12.00	Cota sup mástil 2 (m)	14.00	Densidad de lastre definitivo (t/m3)	1.80
Francobordo (m)	2.00	Cota sup losa inf (m)	0.55	Densidad agua (t/m3)	1.02
				Densidad del acero (t/m3)	7.85

Elemento	Altura (m)	Diámetro superior (m)	Diámetro inferior(m)	Espesor Pared (m)	Área (m2)	Volumen elemento (m3)	Densidad elemento (t/m3)	Unidades (u)
Torre metálica	74.00	3.87	7.00			1,764.25	0.12	
Torre hormigón	-	7.00		0.37	7.71	-		
Cajón central	14.00	12.00				1,583.36	0.67	
Flotador	12.00	12.50				1,472.62	0.63	3.00
Vigas perimetrales	25.61					9.72		3.00
Vigas centrales						3.07		3.00

PESOS			CENTROS DE GRAVEDAD
Elemento	**Volumen material (m3)**	**Peso (t)**	**CDG (m)**
Aerogenerador	-	271.30	89.66
Torre metálica	27.73	217.68	47.45
Torre hormigón	-	-	14.00
Cajón central	426.95	1,067.37	6.56
Conjunto central (t)		**1,067.37**	**6.56**
Flotadores	1,106.32	2,765.81	7.70
Vigas perimetrales	29.15	228.81	8.03
Vigas centrales	9.20	72.21	8.10
Conjunto cimentación (sin aerogenerador + torre metálica)		**4,134.20**	**7.43**

Flotabilidad

CENTRO DE GRAVEDAD (m)

Elemento	Volumen material (m3)	Peso (t)	CDG (m)	Altura (m)
Aerogenerador (1)	-	271.30	89.66	
Torre metálica (2)	27.73	217.68	47.45	
Torre hormigón (3)	-	-	14.00	
Cajón central (4)	426.95	1,067.37	6.56	
Flotadores (5)	1,106.32	2,765.81	7.70	
Vigas perimetrales (6)	29.15	228.81	8.03	
Vigas centrales (7)	9.20	72.21	8.10	
Lastre (8)	530.10	848.15	3.58	6.06
CONJUNTO		**5,471.33**	**12.50**	
Peso (1-7)		4,623.18		
Peso cimentación (3-7)		4,134.20		

CENTRO DE CARENA (m)

Elemento	Volumen sumergido (m3)	Empuje (t)	CDC (m)	Altura sumergida(m)	Empuje -Peso (t)	Reserva de flotabilidad (t)
Aerogenerador	-	-	-	-	-271.30	-
Torre metálica	-	-	-	-	-217.68	-
Torre hormigón	-	-	-	-	0.00	-
Cajón central	1,357.17	1,384.31	6.00	12.00	316.94	226.19
Flotadores	3,681.55	3,755.18	7.00	10.00	989.37	751.04
Vigas perimetrales	271.17	276.59	6.57	0.75	47.78	69.23
Vigas centrales	54.16	55.24	5.63	-	-16.97	-
CONJUNTO		**5,471.33**	**6.71**		**848.15**	**1,046.46**

INERCIA EN EL PLANO DEL AGUA (m4)

Elemento	Ix	Iy
Torre hormigón	-	-
Cajón central	290.82	290.82
Flotadores	92,688.87	92,688.87
Vigas perimetrales	6,348.26	8,686.58
CONJUNTO	**99,327.95**	**101,666.27**

ALTURA METACÉNTRICA (m)

Inercia (m4)	99,327.95
Volumen (m3)	5,309.89
CM (m)	18.71
Altura metacéntrica GM (m)	**12.91**
Posición metacentro KM (m)	25.42

3.2 Predimensionamiento: Alternativa 2

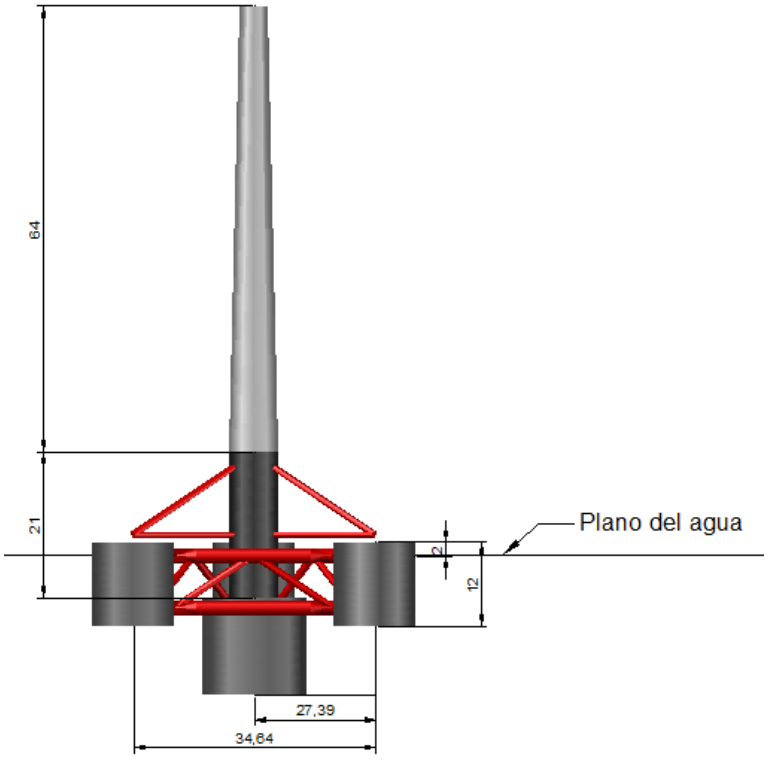
3.2.1 Geometría general

A diferencia de la primera alternativa, se decide colocar tanto torre metálica como torre de hormigón, y colocar el cajón central por debajo del nivel de los flotadores para ganar estabilidad como más tarde se explicará.

En este caso el cajón central tendrá un diámetro de 15 metros y una altura de 14 metros, de su parte superior parte una torre de hormigón de 21 metros de altura, con diámetro constante de 7 metros. De la cota superior de la torre de hormigón parte la torre metálica, con forma de tronco de cono, diámetro en base de 7 metros y diámetro en la cota superior de 3.87 metros, la altura es de 64 metros.

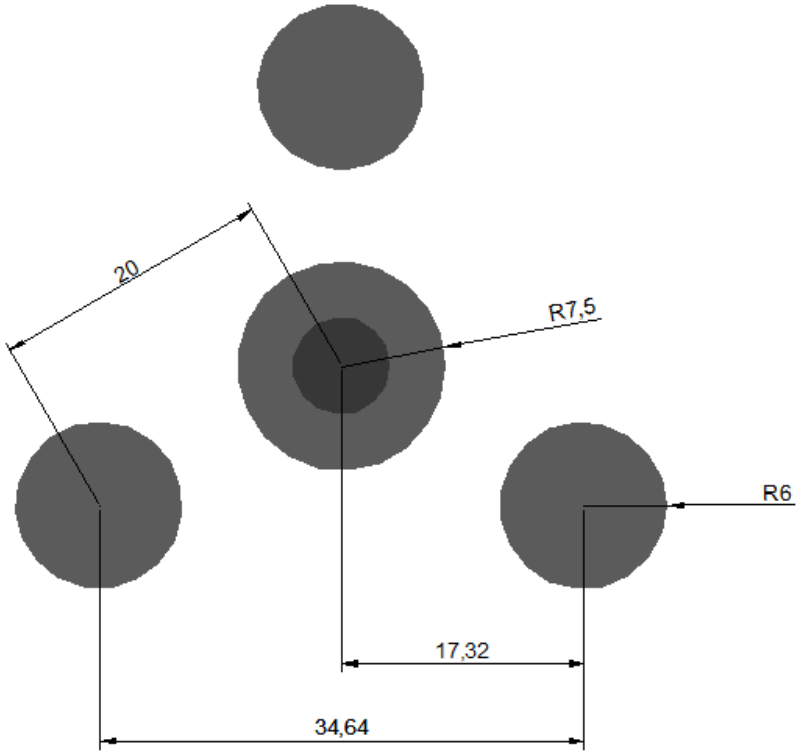
Los flotadores tendrán un diámetro de 12 metros y una altura de 12 metros, la distancia entre el centro de los flotadores y el centro del cajón central será de 20 metros.

Se muestra a continuación un esquema general con las medidas más importantes de este modelo:

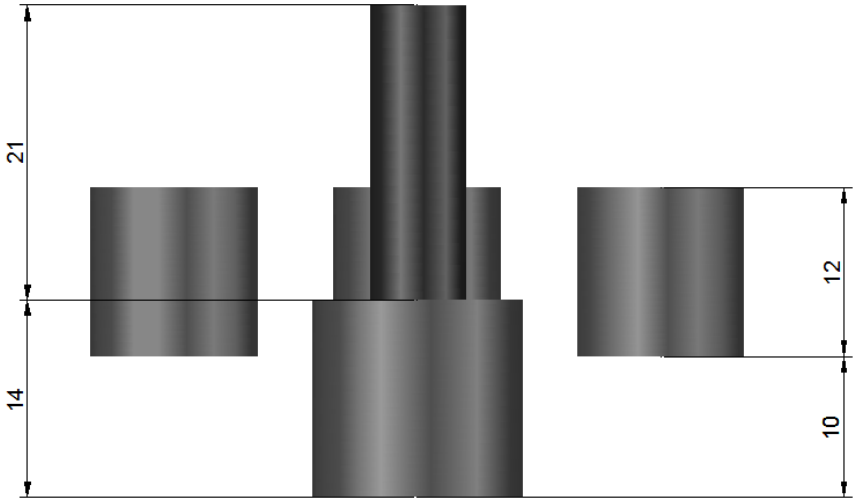


Alternativa 2

Las medidas elegidas finalmente de diámetros y altura en los flotadores y en el cajón, así como las distancias respectivas entre ellos se muestran en la figura a continuación:



Cimentación central y flotadores (1)



Cimentación central y flotadores (2)

En lo que respecta a las vigas de unión, como se indicó en el aparatado anterior podemos distinguir dos conjuntos:

Las vigas centrales, metálicas, para las que se ha elegido un diámetro de 1 metros y un espesor de 3 cm.

Las vigas perimetrales, también metálicas, distinguiremos entre:

- Vigas horizontales: diámetro de 2 metros y espesor 3 cm.
- Vigas en posición inclinada: diámetro de 1 metro y espesor 3 cm.

3.2.2 Geometría específica de cada elemento

Si nos centramos en la geometría de cada elemento por separado:

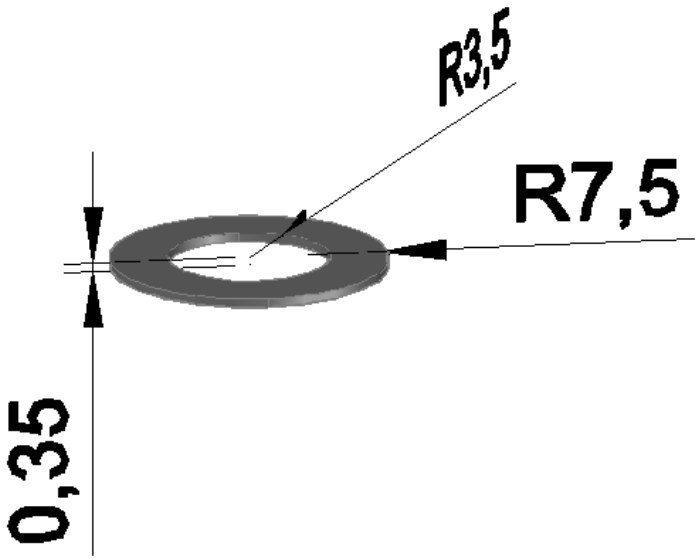
Torre metálica

Nace en la base superior de la torre de hormigón, con un diámetro de 7 metros, tiene una altura de 64 metros con un diámetro en la parte superior de 3.87 metros.

Cajón central

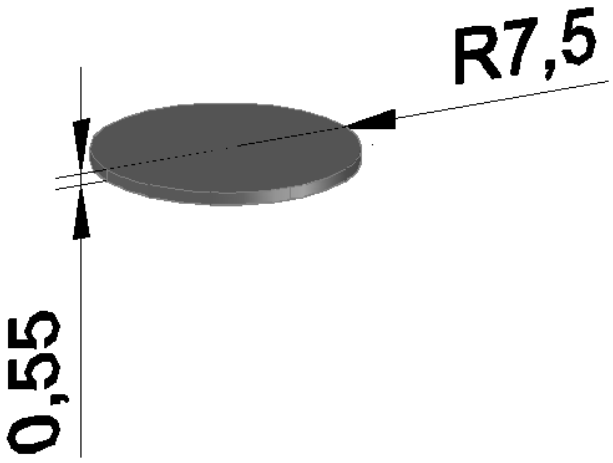
Dentro del cajón central podemos distinguir cuatro zonas diferenciadas: Losa superior, Cilindro exterior, losa inferior y anillo central.

Losa superior: Está fabricada de hormigón armado, supone la base superior del cajón, si bien tiene forma de corona circular para permitir la colocación del anillo interior, con las siguientes medidas:



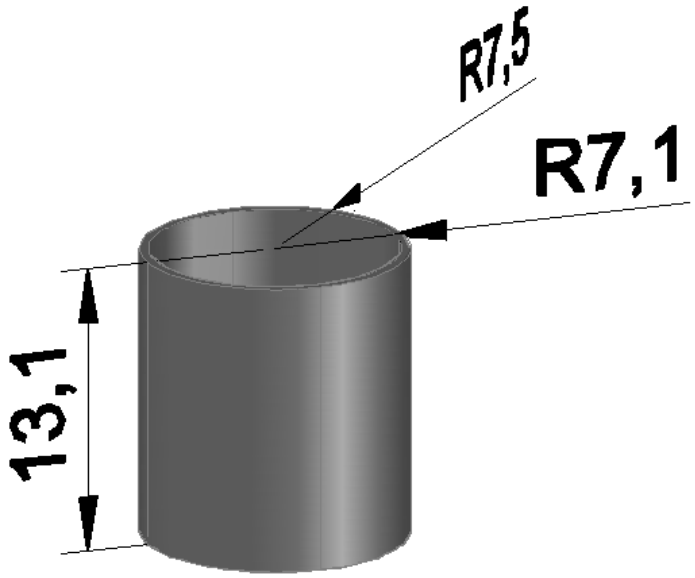
Losa superior

Losa inferior: Al igual que la losa superior, es de hormigón armado, tiene la función de servir de base inferior para el cajón central, con las medidas que se muestran a continuación:



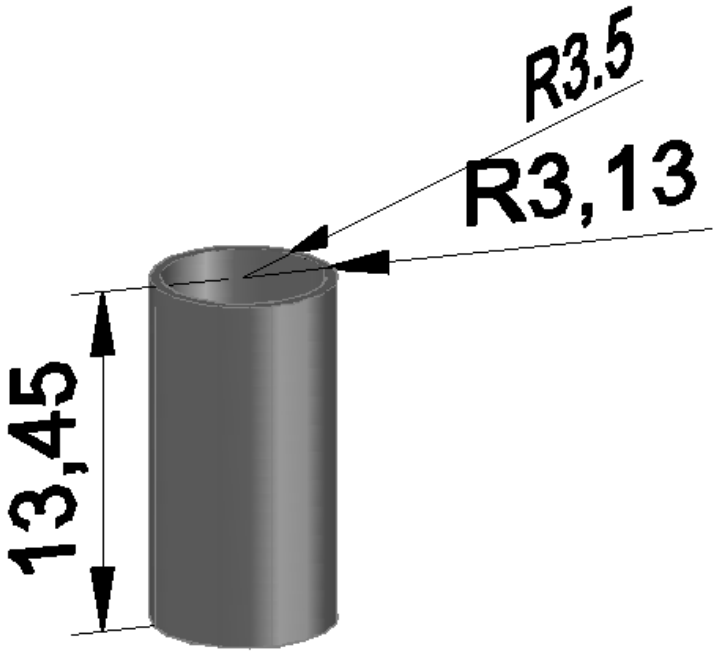
Losa inferior

Cilindro exterior: Conforma las paredes del cajón, con un espesor de 0.40 metros, delimitado interiormente por el anillo central, las medidas son:



Cilindro exterior

Anillo central: Supone la base de la torre de hormigón con el mismo diámetro que ella, delimitado exteriormente por el cilindro exterior y superior e inferiormente por las losas superior e inferior, sus medidas son:

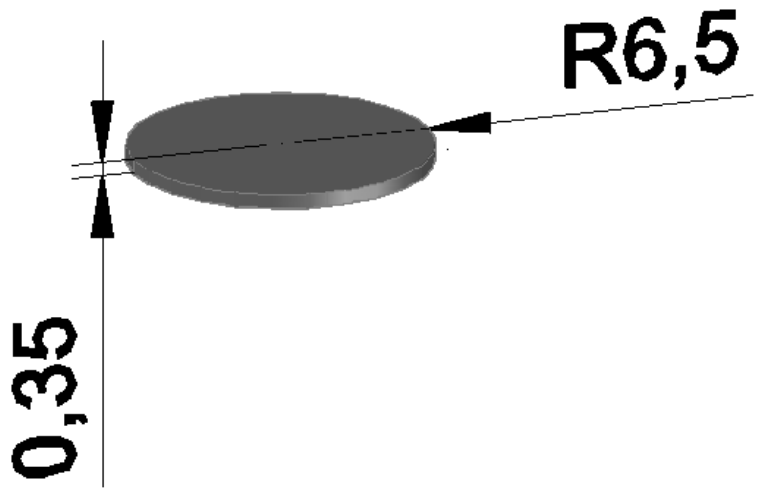


Anillo central

Flotadores

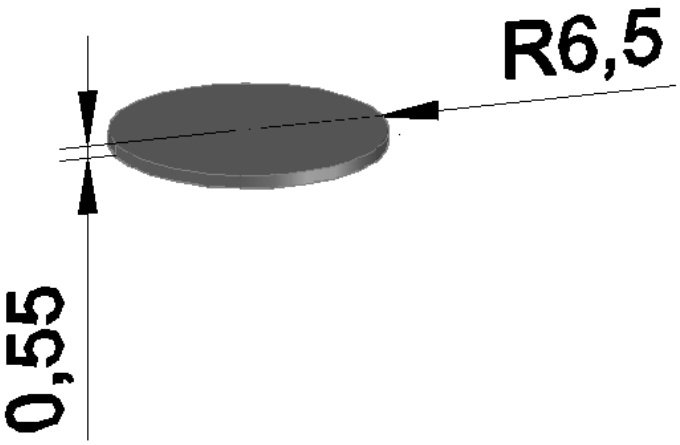
Los tres flotadores serán idénticos, con unas características similares a las que tiene el cajón central, con la salvedad de que no tiene la torre en su parte superior, se compone de losa superior, losa inferior, cilindro exterior y rigidizadores.

Losa superior: En este caso a diferencia del cajón central, es un círculo completo, con un espesor de 0.35 metros que sirve de base superior para el flotador.



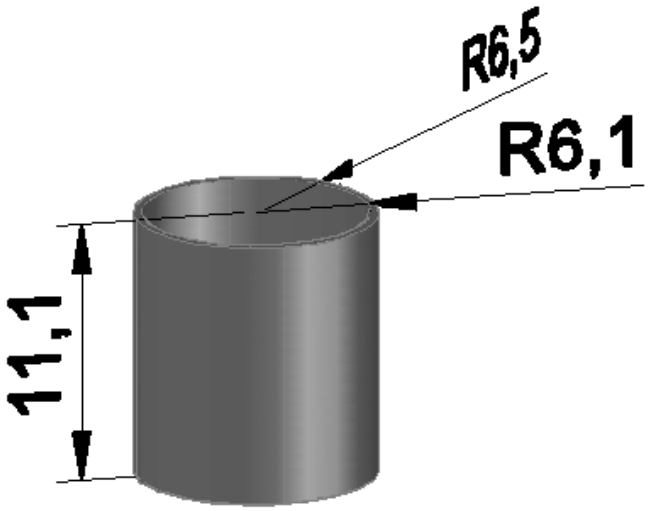
Losa superior

Losa inferior: Tiene las mismas características que la losa superior salvo que tiene un espesor un poco mayor, de 0.55 metros, sirve de base inferior para el flotador.



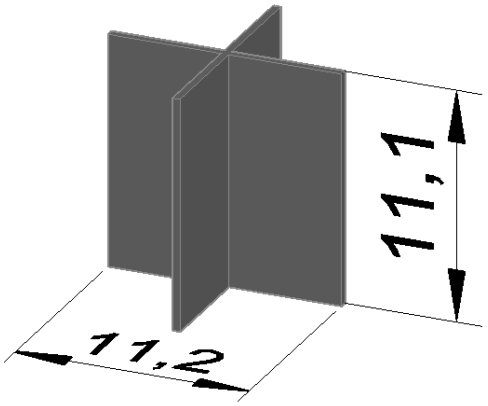
Losa inferior

Cilindro exterior: Delimita exteriormente el flotador e interiormente el espacio vacío para permitir la flotabilidad, delimitado superior e inferiormente por las losas superior e inferior respectivamente. Construido en hormigón armado al igual que todo el flotador, con un espesor de 0.40 metros y las siguientes medidas:



Cilindro exterior

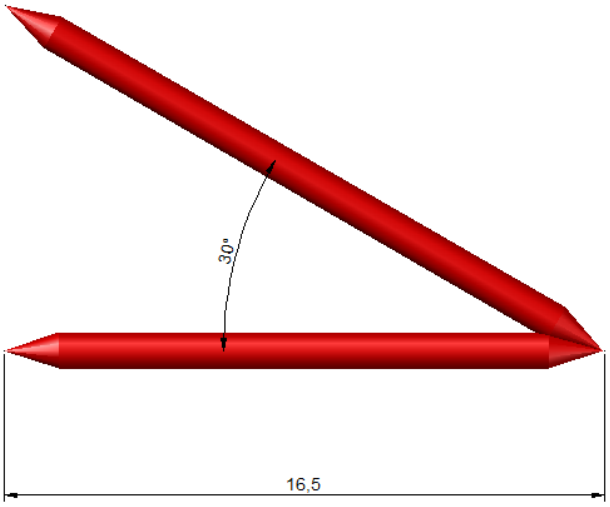
Rigidizadores: Los rigidizadores se dispondrán en el interior de los flotadores formando una cruz para mejorar la resistencia estructural del conjunto, estarán construidos en hormigón armado con las siguientes medidas:



Rigidizadores

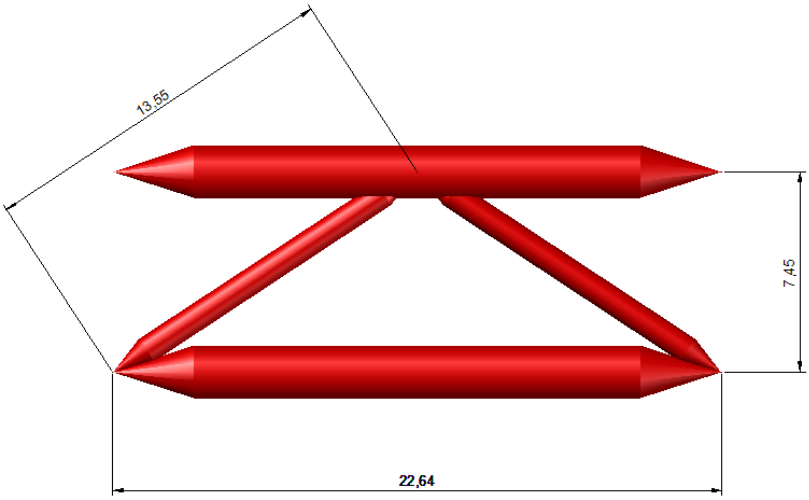
Vigas metálicas

Vigas centrales: como se indicó anteriormente son un total de 6 vigas, todas ellas con un mismo diámetro de 1 metro, son vigas metálicas cilíndricas con un espesor de 3 centímetros. La viga cilíndrica se transforma en cono al acercarse a la unión. Las medidas se muestran a continuación:



Vigas centrales

Vigas perimetrales: Hay un total de 12 vigas, 6 horizontales y 6 en posición inclinada. Al igual que las centrales son vigas metálicas cilíndricas de espesor 3 centímetros, que terminan en cono al acercarse a la unión, las medidas don las siguientes:

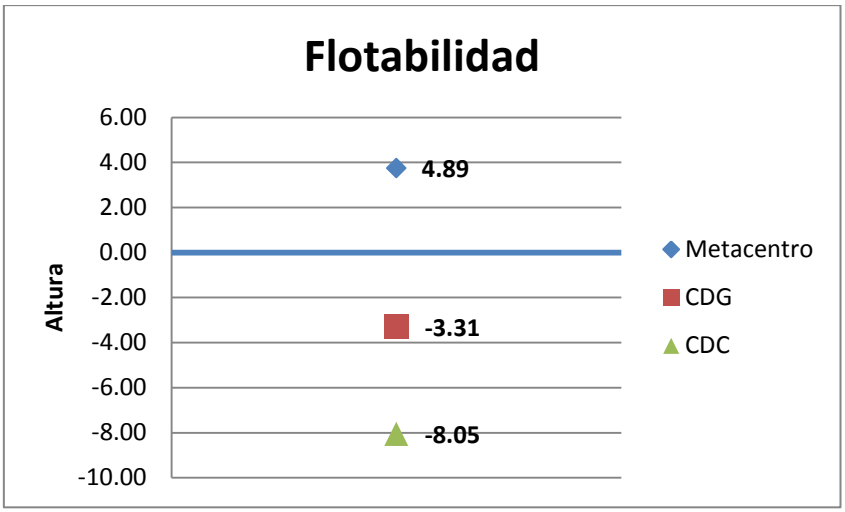


Vigas perimetrales

Flotabilidad

Al igual que en la primera de la alternativas estudiadas se buscará bajar el centro de gravedad jugando con el tamaño de flotadores y cajón, y en este caso también podremos jugar con la posición del cajón central ya que no tiene el mismo francobordo que los flotadores.

Con las medidas elegidas los resultados obtenidos han sido los siguientes:



FLOTABILIDAD			
Peso de lastre	=	1,382.36	t
Peso cimentación	=	4,769.48	t
Peso conjunto	=	6,611.41	t

ESTABILIDAD NAVAL			
CDG conjunto	=	16.69	m
Altura metacéntrica	=	**7.05**	m

3.2.3 Datos completos alternativa 2

General

DATOS DE LA CIMENTACIÓN

Altura torre metálica	=	64.00	m	Diámetro superior torre metálica	=	3.87	m
Altura torre hormigón	=	21.00	m	Diámetro torre hormigón	=	7.00	m
Altura cajón central	=	14.00	m	Diámetro cajón central	=	15.00	m
Altura total plataforma hormigón	=	35.00	m				
				Espesor torre hormigón	=	0.37	m
Peso aerogenerador	=	271.30	t	Espesor cajón central	=	0.40	m

DATOS DE FLOTADORES

Flotadores							
Nº de flotadores	=	3.00	uds	Distancia	=	20.00	m
Ángulo en planta	=	120.00	º				
Altura flotador	=	12.00	m	Diámetro flotador	=	12.00	m
Espesor flotador	=	0.40	m				

Vigas

Longitud total	=	22.64	m	Longitud cilíndrica	=	16.64 m
Diámetro	=	2.00	m	Longitud extremos	=	3.00 m
Espesor	=	0.03	m			

DATOS DE MATERIALES				DATOS DEL TRANSPORTE			
Densidad hormigón	=	2.50	t/m3	Calado	=	20.00	m
Densidad lastre	=	1.60	t/m3	Francobordo	=	2.00	m
Densidad agua	=	1.02	t/m3				
Densidad acero	=	7.85	t/m3				

Cajón central

CARACTERÍSTICAS DEL CONJUNTO

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)
Losa superior	0.35	15.00	7.00		138.23	48.38	120.95	13.83
Cilindro	13.10	15.00	14.20	0.40	18.35	240.34	600.86	7.10
Losa inferior	0.55	15.00	-		176.71	97.19	242.98	0.28
Anillo central	13.45	7.00	6.26	0.37	7.71	103.65	259.14	7.28
	Altura (m)	**Longitud (m)**	**Espesor (m)**	**Número (uds)**				
	13.10	3.60	0.40	4.00	5.76	75.46	188.64	7.10
Conjunto cajón central							**1,412.57**	**6.53**

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área interior(m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	Densidad (t/m3)
Cajón central	14.00	15.00	14.20	0.40	158.37	2,474.00	1,412.57	**0.57**

Área disponible para lastre **144.90**

Flotadores

FLOTADORES

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)	Densidad (t/m3)
Losa superior	0.35	12.00	-	Maciza	113.10	39.58	98.96	11.83	
Cilindro	11.10	12.00	11.20	0.40	14.58	161.80	404.51	6.10	

Rigidizadores	11.10	11.20		0.35		85.66	214.16	6.10	
Losa inferior	0.55	12.00	-	Maciza	113.10	62.20	155.51	0.28	
Conjunto flotador	12.00	12.00				**1,357.17**	**873.14**	**5.71**	**0.64**

Vigas

VIGAS CENTRALES

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)
Viga horizontal	16.50	1.00	0.94	0.03	0.09	1.51	11.84	23.00
Viga oblicua	19.05	1.00	0.94	0.03	0.09	1.74	13.67	26.75
Conjunto soportes						**3.25**	**25.51**	**25.01**

VIGAS PERIMETRALES

Elemento	Altura (m)	Diámetro exterior (m)	Diámetro interior (m)	Espesor (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Peso (t)	CDG (m)
Viga superior	22.64	2.00	1.94	0.03	0.19	4.20	33.00	
Vigas triangulación	13.55	1.00	0.94	0.03	0.09	2.48	19.45	
Viga inferior	22.64	2.00	1.94	0.03	0.19	4.20	33.00	
Conjunto soportes						**10.89**	**85.45**	**15.28**

VIGAS PERIMETRALES POSICIÓN SUMERGIDA

Elemento	Altura (m)	Diámetro sumergido (m)	Área (m2)	Volumen (m3)	Empuje (t)	CDC (m)	
Viga superior	22.64	1.00		1.57	35.56	36.28	19.58
Vigas triangulación	13.55	1.00		0.79	21.29	21.71	15.28
Viga inferior	22.64	2.00		3.14	71.13	72.55	10.55
Conjunto soportes					**127.98**	**130.54**	**13.84**

Inercias

Elemento	Ix'	Iy'	Ix''	Iy''	Ix	Iy
Torre hormigón					117.86	117.86
Cajón central					710.01	710.01

Flotador 1	1,017.88	1,017.88			12,327.61	34,947.08
Flotador 2	1,017.88	1,017.88			12,327.61	34,947.08
Flotador 3	1,017.88	1,017.88			46,256.81	1,017.88
Viga 1	11.09	768.05			3,339.30	768.05
Viga 2	11.09	768.05	200.33	578.81	1,032.38	3,074.96
Viga 3	11.09	768.05	200.33	578.81	1,032.38	3,074.96
Conjunto					**77,026.11**	**78,540.01**

Geometría de la cimentación

DATOS Y GEOMETRÍA					
Altura de torre metálica (m)	64.00	Cota sup torre metal (m)	99.00	Densidad hormigón (t/m3)	2.50
Altura total cimentación	35.00	Cota sup superestructura hormigón (m)	35.00	Densidad lastre transporte (t/m3)	1.60
Calado (m)	20.00			Densidad de lastre definitivo (t/m3)	1.80
Francobordo (m)	2.00	Cota sup losa inf (m)	0.55	Densidad agua (t/m3)	1.02
				Densidad del acero (t/m3)	7.85

Elemento	**Altura (m)**	**Diámetro superior (m)**	**Diámetro inferior(m)**	**Espesor Pared (m)**	**Área (m2)**	**Volumen elemento (m3)**	**Densidad elemento (t/m3)**	**Uds. (u)**
Torre metálica	64.00	3.87	7.00			1,525.84	0.12	
Torre hormigón	21.00	7.00		0.37	7.71	161.84		
Cajón central	14.00	15.00				2,474.00	0.57	
Flotador	12.00	12.00				1,357.17	0.64	3.00
Vigas periféricas	22.64					10.89		3.00
Vigas centrales						3.25		3.00

PESOS			**CENTROS DE GRAVEDAD**
Elemento	**Volumen material (m3)**	**Peso (t)**	**CDG (m)**
Aerogenerador	**-**	271.30	100.66

Torre metálica	23.98	188.26	63.93
Torre hormigón	161.84	404.60	24.50
Cajón central	565.03	1,412.57	6.53
Conjunto central (t)		**1,817.17**	**10.53**
Flotadores	1,047.77	2,619.42	15.71
Vigas perimetrales	32.66	256.35	15.28
Vigas centrales	9.75	76.54	25.01
Conjunto cimentación (sin aerogenerador + torre metálica)		**4,769.48**	**13.86**

Flotabilidad

CENTRO DE GRAVEDAD (m)

Elemento	Volumen material (m3)	Peso (t)	CDG (m)	Altura (m)
Aerogenerador (1)	-	271.30	100.66	
Torre metálica (2)	23.98	188.26	63.93	
Torre hormigón (3)	161.84	404.60	24.50	
Cajón central (4)	565.03	1,412.57	6.53	
Flotadores (5)	1,047.77	2,619.42	15.71	
Vigas perimetrales (6)	32.66	256.35	15.28	
Vigas centrales (7)	9.75	76.54	25.01	
Lastre (8)	863.98	1382.36	3.53	5.96
CONJUNTO		**6,611.41**	**16.69**	
Peso (1-7)		5,229.05		
Peso cimentación (3-7)		4,769.48		

CENTRO DE CARENA (m)

Elemento	Volumen sumergido (m3)	Empuje (t)	CDC (m)	Altura sumergida (m)	Empuje-Peso (t)	Reserva de flotabilidad (t)
Aerogenerador	-	-	-	-	-271.30	-
Torre metálica	-	-	-	-	-188.26	-
Torre hormigón	230.91	235.53	17.00	6.00	-169.07	-
Cajón central	2,474.00	2,523.48	7.00	14.00	1,110.91	-
Flotadores	3,392.92	3,460.78	15.00	10.00	841.36	692.16
Vigas perimetrales	383.94	391.62	13.84	1.00	135.27	108.83
Vigas centrales	-	-	-	-	-76.54	-

CONJUNTO	**6,611.41**	**11.95**	**1,382.36**	**800.98**

INERCIA EN EL PLANO DEL AGUA (m4)

Elemento	Ix	Iy
Torre hormigón	117.86	117.86
Cajón central	-	-
Flotadores	70,912.03	70,912.03
Vigas perimetrales	5,404.06	6,917.97
CONJUNTO	**76,433.95**	**77,947.86**

ALTURA METACÉNTRICA (m)

Inercia (m4)	76,433.95
Volumen (m3)	6,481.77
CM (m)	11.79
Altura metacéntrica GM (m)	**7.05**
Posición metacentro KM (m)	23.74

3.3 Elección de alternativa

Una vez predimensionadas cada una de las alternativas se analizarán los resultados obtenidos conforme a quedarnos con solo una de las dos para poder aplicar sobre ella el análisis estructural y el análisis dinámico que más adelante se pasarán a explicar.

Centro de gravedad: Tomando como referencia la superficie libre del agua, en la primera de la alternativas el centro de gravedad se sitúa 0.50 metros por encima de esta, en la segunda de las alternativas se sitúa 3.31 metros por debajo del plano del agua. Así pues, y como fue explicado anteriormente, para ganar estabilidad deberemos bajar cuanto sea posible el CDG, así pues la alternativa 2 cumple mejor este requisito.

Esto se debe fundamentalmente a la variante con respecto al cajón central, que se sitúa por debajo de la posición de los flotadores, a diferencia de la alternativa 1 en la cual tanto flotadores como cajón tienen el mismo francobordo. Sin embargo vemos como las barras centrales favorecen la posición del centro de gravedad dela alternativa 1 con respecto a la dos, no obstante, el peso de estas con respecto del total es pequeño en comparación con el del cajón.

Inercia en el plano del agua: La inercia en el agua también contribuye de manera decisiva en la estabilidad, por tanto se buscará aumentar en la medida de lo posible estos valores. Se muestran a continuación los valores para cada una de las alternativas:

Alternativa 1

99,327.95	**101,666.27**

Alternativa 2

77,026.11	**78,540.01**

Vemos como la inercia es mayor en la alternativa 1 que en la alternativa 2, esto es debido fundamentalmente a que la longitud de las barras perimetrales es mayor, es decir, la distancia de los flotadores es mayor entre sí.

Definitivamente para la realización de los estudios posteriores se elegirá la alternativa 2, al dar un mayor peso en la elección a la posición del centro de gravedad, ya que la diferencia entre ambas es de alrededor de 3.8 metros, además la altura metacéntrica que se debe maximizar es mayor en la alternativa 2 que en la alternativa 1. Se considera asimismo que pese a una mayor inercia en la primera alternativa, la menor longitud de las barras en la segunda puede favorecer tanto a la resistencia a los esfuerzos estructurales como a un ahorro económico.

4. Bases de diseño

En este apartado se determinarán tanto el lugar que se ha utilizado como base para la obtención de las condiciones de oleaje, como las propias condiciones de oleaje que se van a utilizar. Así mismo se determinarán las velocidades de corriente a utilizar y los datos de cargas de viento extraídos del documento NREL.

4.1 Emplazamiento

El lugar que se utilizará como base para la obtención de los datos de oleaje para realizar el posterior análisis será Bilbao. Para ello se accede a los datos aportados por Puertos de Estado en cuanto a regímenes medios y extremos para el año 2011.

Con respecto a las coordenadas de la boya de la cual se van a extraer los datos, -3.052 Este; 43.640 Norte, la profundidad de la Boya es de 600 metros, no obstante nuestro estudio se realizará para una profundidad de 80 metros.

Los datos obtenidos de esta fuente de información se utilizan a modo meramente funcional para poder disponer de datos reales para poder realizar los análisis, en caso de elegir un emplazamiento se debería estudiar varias posibilidades y estudiar cual es la más adecuada en función de una serie de factores tales como :

- Potencia eólica real
- Distancia a la costa
- Profundidad de la zona
- Distancia a la red eléctrica

Acorde con esto a continuación se muestran los datos que se van a utilizar tanto de oleaje como de Vientos.

4.2 Oleaje

Conforme a los datos extraídos de la boya de Bilbao para el año 2011, los datos de oleaje a considerar para el análisis que posteriormente se realizará se muestran en la siguiente tabla:

Oleaje	Hs	Tp
Ola tipo 1	3	5
Ola tipo 2	7	10
Ola periodo de retorno de 50 años	13.75	16.14

4.3 Viento (NREL)

Para la obtención de las fuerzas producidas por el viento se utilizarán los valores aportados por NREL para diferentes casos de carga sobre una turbina de 5 MW, Se considerará que el esfuerzo pésimo se obtiene cuando el momento generado por una fuerza actuante en la misma dirección del oleaje se hace máximo.

Así pues los datos de fuerzas y momentos a utilizar actuando sobre la base de la torre son los siguientes:

Fuerzas y Momentos	
Fx (KN)	1810
Fy (KN)	-43.1
Fz (KN)	-4508
Mx (KN·m)	9040
My (KN·m)	153000
Mz (KN·m)	1490
Velocidad de cálculo	14.3 m/s

Elemento	**Volumen material (m3)**	**Peso (t)**	**CDG (m)**	**Altura (m)**
Aerogenerador	-	271.30	100.66	
Torre metálica	23.98	188.26	63.93	
Torre hormigón	161.84	404.60	24.50	
Cajón central	565.03	1,412.57	6.53	
Flotadores	1,047.77	2,619.42	15.71	
Vigas perimetrales	32.66	256.35	15.28	
Vigas centrales	9.75	76.54	25.01	
Lastre	863.98	1382.36	3.53	5.96
CONJUNTO		**6,611.41**	**16.69**	

4.4 Corrientes

La máxima corriente obtenida en Bilbao durante el año 2011 es de 0.55m/s la cual asumiremos incidente en la misma dirección del oleaje y en la misma dirección del viento para ponernos en el caso pésimo y poder así realizar los análisis.

5. Cargas de oleaje en operación

En este apartado se analizarán las fuerzas que el oleaje induce sobre los elementos de hormigón de la estructura, estos es, sobre los flotadores y sobre la cimentación central, se realizará partiendo de la teoría lineal de Airy y de la ecuación de Morison.

La condiciones de oleaje consideradas son las más severas, con una altura de ola de 13.75 metros y un periodo de pico de 16.14 segundos.

Las cargas de viento utilizadas ya fueron indicadas en el apartado anterior procedentes del documento NREL.

5.1 Introducción

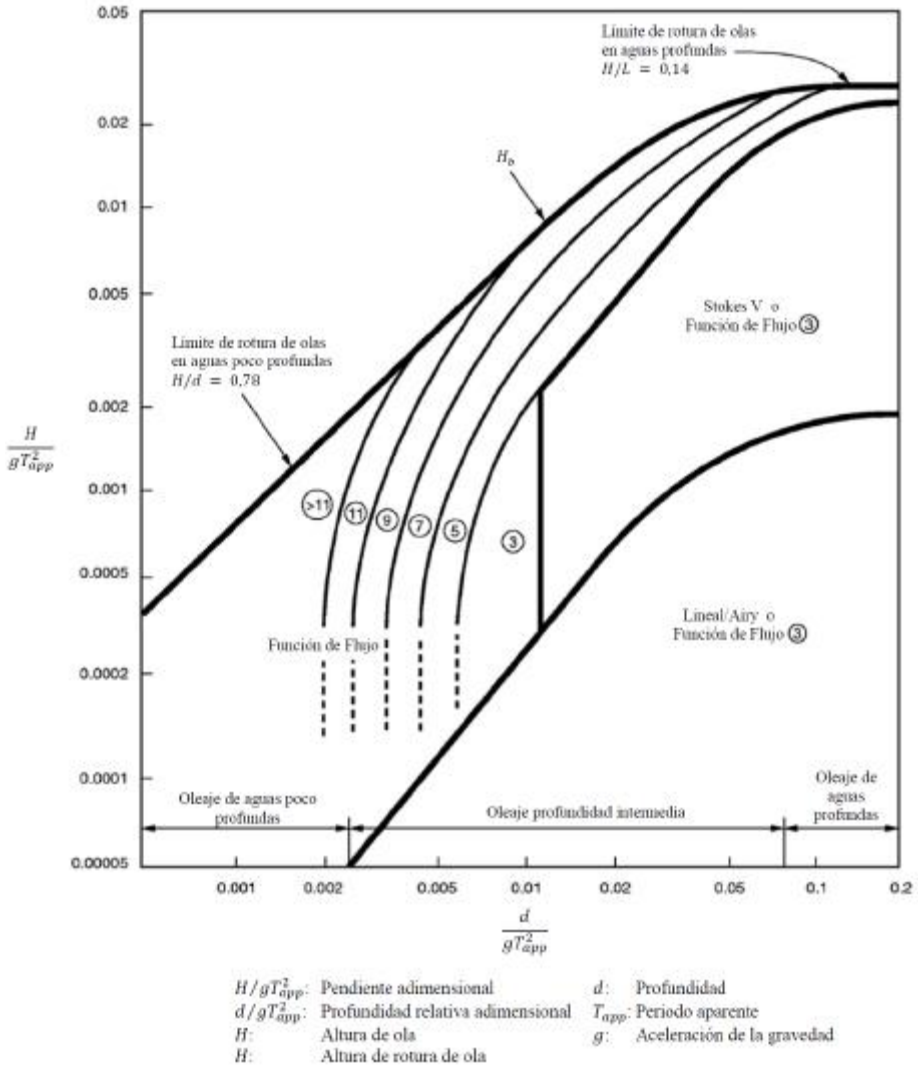
Para realizar este tipo de análisis, en una determinada dirección del oleaje, será necesario como primera premisa la de especificar la altura de ola de diseño así como el periodo asociado, además de la profundidad y el perfil de la corriente.

Los pasos a seguir para la obtención de los esfuerzos son los siguientes:

- Determinación de un periodo de ola aparente, en este trabajo se partirá de un periodo de ola dado, centrándose únicamente en el estudio de las fuerzas que actúan sobre la estructura.
- Determinar las componentes horizontales de las velocidades y aceleraciones de las partículas generadas por el oleaje.
- El perfil de corriente se combina con la cinemática del oleaje para determinar las velocidades y aceleraciones del fluido, para posteriormente poder utilizar la ecuación de Morison.
- Determinación de los coeficientes hidráulicos de inercia y arrastre
- Aplicación de la ecuación de Morison a todos los elementos
- La fuerza total será la suma vectorial de todas las fuerzas locales calculadas.

En el caso que nos ocupa, el periodo de ola a utilizar será de T=16.14 segundos. A continuación se muestra un gráfico que nos indica que teoría debemos utilizar para nuestro oleaje en función de:

- Profundidad
- Periodo
- Aceleración de la gravedad
- Altura de ola
- Altura de rotura de ola



H/gT_{app}^2: Pendiente adimensional
d/gT_{app}^2: Profundidad relativa adimensional
H: Altura de ola
H: Altura de rotura de ola
d: Profundidad
T_{app}: Periodo aparente
g: Aceleración de la gravedad

En este trabajo los cálculos se realizarán aplicando la teoría lineal o de Airy, en el siguiente cuadro podemos ver las expresiones que la rigen:

6.6.1.1.1 Linear Theory of Regular Waves Review

Wave property	SHALLOW WATER ($d/\lambda < 1/20$)	INTERMEDIATE WATER ($1/20 < d/\lambda < 1/2$)	DEEP WATER ($d/\lambda > 1/2$)
Velocity potential ($u = \nabla\phi$)	$\phi = \frac{ag}{\omega}\frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd}\cos(\omega t - kx)$	$\phi = \frac{ag}{\omega}\frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd}\cos(\omega t - kx)$	$\phi = \frac{ag}{\omega}e^{kz}\cos(\omega t - kx)$
Dispersion relation	$\omega^2 = g k^2 d$	$\omega^2 = gk \tanh kd$	$\omega^2 = gk$
Wave length - wave period relation	$\lambda = T\sqrt{gd}$	$\lambda = \frac{g}{2\pi}T^2 \tanh\frac{2\pi d}{\lambda}$	$\lambda = \frac{g}{2\pi}T^2 \ (\approx 1.56\,T^2)$
Wave profile	$\eta = a\sin(\omega t - kx)$	$\eta = a\sin(\omega t - kx)$	$\eta = a\sin(\omega t - kx)$
Dynamic pressure	$p_d = \rho g a \sin(\omega t - kx)$	$p_d = \rho g a \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd}\sin(\omega t - kx)$	$p_d = \rho g a\, e^{kz}\sin(\omega t - kx)$
Horizontal particle velocity	$u = \frac{\omega a}{kd}\sin(\omega t - kx)$	$u = \omega a \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd}\sin(\omega t - kx)$	$u = \omega a e^{kz}\sin(\omega t - kx)$
Vertical particle velocity	$w = \omega a \frac{z+d}{d}\cos(\omega t - kx)$	$w = \omega a \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd}\cos(\omega t - kx)$	$w = \omega a e^{kz}\cos(\omega t - kx)$
Horizontal particle acceleration	$\dot{u} = \frac{\omega^2 a}{kd}\cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \omega^2 a \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd}\cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \omega^2 a\, e^{kz}\cos(\omega t - kx)$
Vertical particle acceleration	$\dot{w} = -\omega^2 a \frac{z+d}{d}\sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\omega^2 a \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd}\sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\omega^2 a\, e^{kz}\sin(\omega t - kx)$
Group velocity	$c_g = c$	$c_g = \frac{1}{2}c\left(1 + \frac{2kd}{\sinh 2kd}\right)$	$c_g = \frac{1}{2}c$

$\omega = 2\pi/T$, $k = 2\pi/\lambda$

T = wave period

λ = wave length

a = wave amplitude

g = acceleration of gravity

$c = \lambda/T$ = phase speed

t = time

x = direction of propagation

z = vertical co-ordinate positive upward, origin at still water level

d = water depth

p_d = dynamic pressure

$p_d - \rho g z + p_a$ = total pressure in the water ($-\rho g z$ = hydrostatic pressure, p_a = atmospheric pressure).

$E = \frac{1}{2}\rho g a^2$ = wave energy (per unit surface area)

$P = E c_g$ = wave energy flux (per unit width along the wave crest)

Ecuación de Morison

Las cargas producidas por el oleaje en elementos esbeltos, como en nuestro caso cilindros sumergidos en agua, se pueden calcular aplicando la ecuación de Morison. De esta forma, la fuerza horizontal en un elemento vertical de espesor dz a una altura z se expresa como:

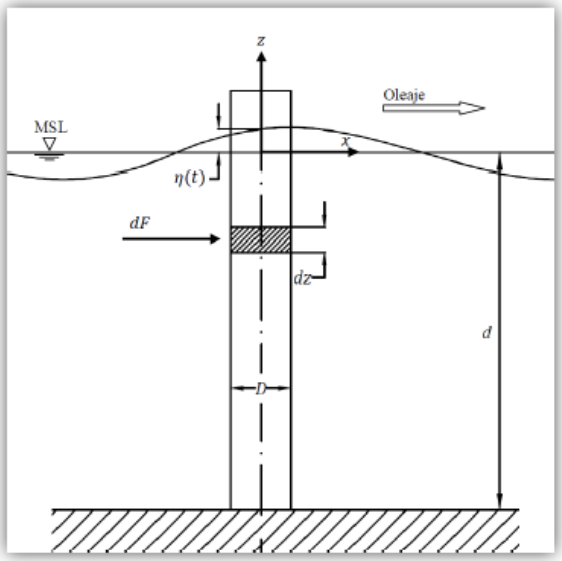
$$dF = dF_M + dF_D = C_M \rho \pi \frac{D^2}{2}\ddot{x}dz + C_D \rho \frac{D}{2}|\dot{x}|\dot{x}dz$$

Donde:

- F_M=Componente inercial de la fuerza horizontal actuando normal al eje del cilindro.
- F_D: Componente de arrastre de la fuerza horizontal actuando normal al eje del cilindro.
- $\dot{x}$: Componente de la velocidad normal al eje del cilindro.
- $\ddot{x}$: Componente de la aceleración local del agua normal al eje del cilindro.

- |x|: Valor absoluto de x.
- C_M: Coeficiente de inercia.
- C_D: Coeficiente de arrastre
- ρ :Densidad del agua

La fuerza horizontal resultante puede hallarse integrando para valores de z desde el calado máximo hasta la cresta de la ola, si bien en este trabajo y a modo de aproximación se dividirán los elementos en secciones de 1 metro de espesor, y se calcularán la fuerza horizontal que actúa sobre cada uno de dichos elementos, para después tener como resultante el sumatorio de dichas fuerzas.



Coeficientes de inercia y arrastre (C_M y C_D)

Las fuerzas obtenidas aplicando la ecuación de Morison son una aproximación, si bien es cierto que este método es bastante acertado cuando se aplica a medio ciclo de ola de constantes de inercia CM y de arrastre CD. Los coeficientes hidrodinámicos de inercia y arrastre se podrán expresar en función de los siguientes parámetros:

- Numero de Reynolds
- Numero de Keugelan-Carpenter
- Proporción de velocidad corriente/Ola
- Rugosidad superficial relativa
- Orientación del elemento

Donde:

- U_m: Máxima velocidad (incluyendo la corriente) normal al eje del cilindro en el SWL.
- T_2: Duración de medio ciclo de ola.
- U_1: Componente de la corriente alineada al oleaje.
- U_{m0}: Máxima velocidad orbital inducida por el oleaje.

- D: Diámetro efectivo (incluyendo el crecimiento marino)
- C: Viscosidad cinemática del agua.
- k: Altura absoluta de la rugosidad.

5.2 Resultados

La máxima fuerza se obtiene para el caso de aceleración de partícula máxima, por tanto, partiendo de los datos que aparecen en la siguiente tabla, se muestran a continuación los resultados obtenidos:

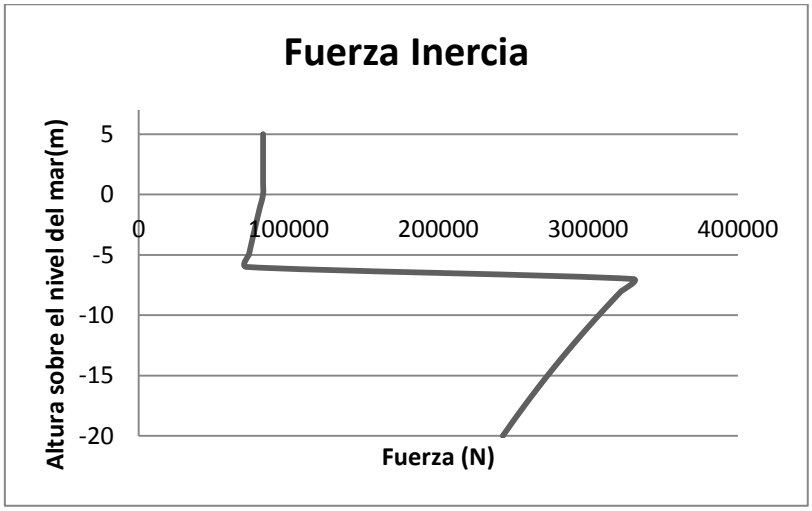
Datos de partida	
Hs	13.75
Tp	16.14
Profundidad	80
w	0.38929277
L	248.837487
h/L	0.32149497
A	6.875
k	0.02525016
Vcorriente	0.55

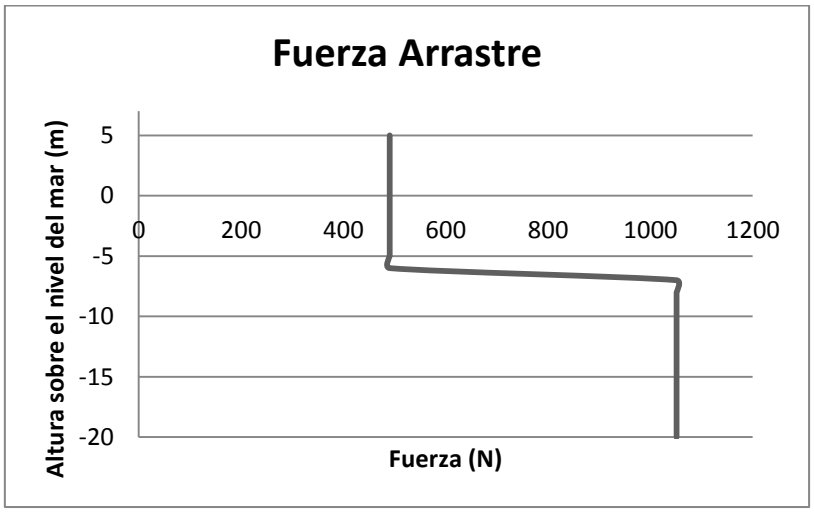
	Diámetro	Reynolds	KC	CDS	CM	Cpi	fi	CD
Torre hormigón	7		4.1313	0.7764	1.9502	1.3691	0.5822	0.4520
Cajón	15		1.9280	0.7102	2.0000	1.3345	0.3345	0.2376
Flotador	12		2.4099	0.7296	2.0000	1.3453	0.3863	0.2818

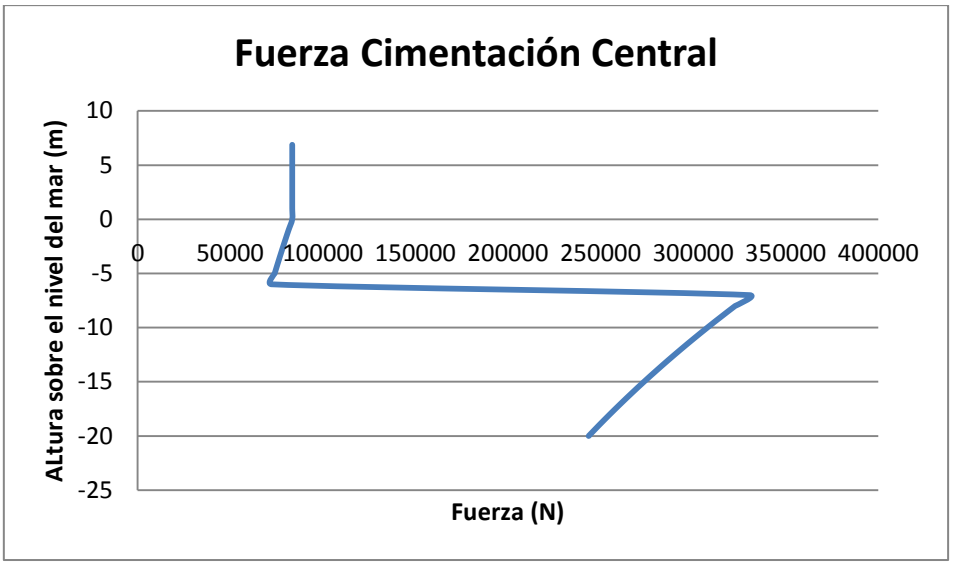
Cimentación Central

DIAMETRO	Altura	Profundidad	Fx [N]	Arrastre	Inercia
7	6.875	-6.875	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	6	-6	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	5	-5	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	4	-4	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	3	-3	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	2	-2	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	1	-1	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	0	0	83514.8381	490.537927	83024.3002
7	-1	1	81517.219	490.537927	81026.6811
7	-2	2	79571.2629	490.537927	79080.725
7	-3	3	77675.729	490.537927	77185.191
7	-4	4	75829.4086	490.537927	75338.8707
7	-5	5	74031.1247	490.537927	73540.5868

7	-6	6	72279.7305	490.537927	71789.1926
15	-7	7	330578.917	1051.1527	330026.496
15	-8	8	322757.502	1051.1527	322205.081
15	-9	9	315141.526	1051.1527	314589.105
15	-10	10	307726.133	1051.1527	307173.712
15	-11	11	300506.596	1051.1527	299954.175
15	-12	12	293478.31	1051.1527	292925.89
15	-13	13	286636.796	1051.1527	286084.375
15	-14	14	279977.69	1051.1527	279425.269
15	-15	15	273496.747	1051.1527	272944.326
15	-16	16	267189.834	1051.1527	266637.413
15	-17	17	261052.931	1051.1527	260500.51
15	-18	18	255082.123	1051.1527	254529.703
15	-19	19	249273.605	1051.1527	248721.184
15	-20	20	243623.673	1051.1527	243071.252

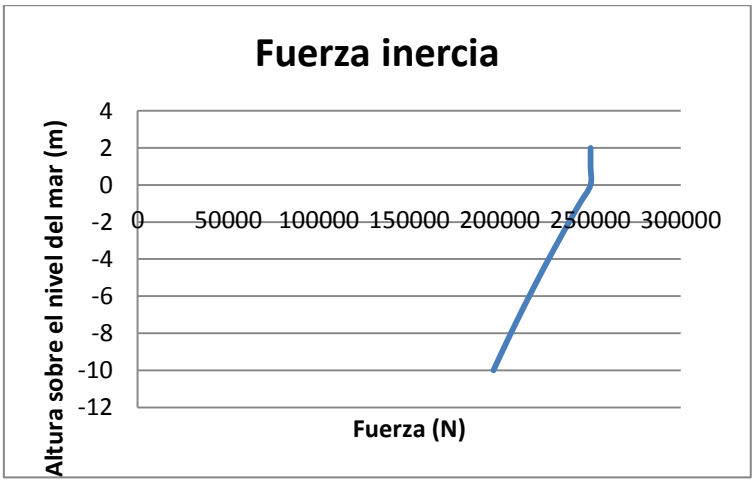


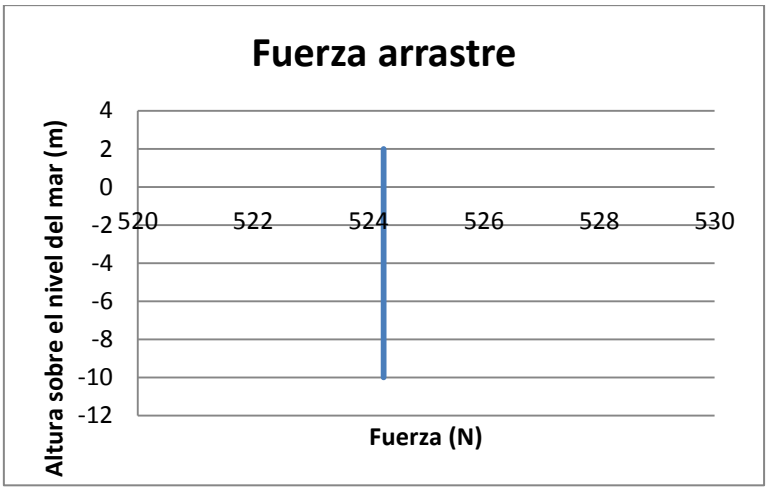


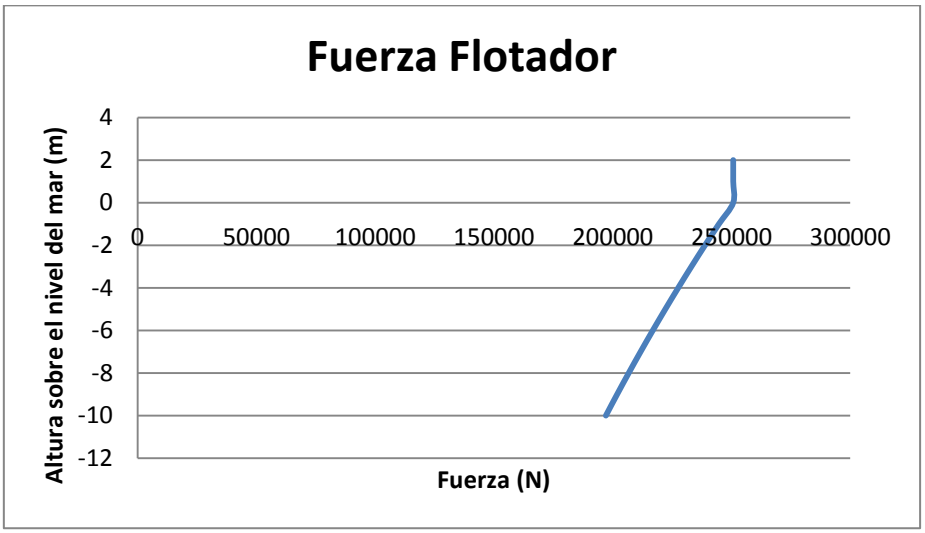


Flotadores

DIÁMETRO	Altura	Profundidad	Fx2	Arrastre	Inercia
12	2	-2	250741.819	524.261863	250217.557
12	1	-1	250741.819	524.261863	250217.557
12	0	0	250741.819	524.261863	250217.557
12	-1	1	244721.421	524.261863	244197.159
12	-2	2	238856.724	524.261863	238332.462
12	-3	3	233143.988	524.261863	232619.726
12	-4	4	227579.572	524.261863	227055.31
12	-5	5	222159.927	524.261863	221635.665
12	-6	6	216881.598	524.261863	216357.336
12	-7	7	211741.219	524.261863	211216.958
12	-8	8	206735.514	524.261863	206211.252
12	-9	9	201861.289	524.261863	201337.027
12	-10	10	197115.438	524.261863	196591.176




Fuerza arrastre
Altura sobre el nivel del mar (m)
4
2
0
-2
-4
-6
-8
-10
-12
520
522
524
526
528
530
Fuerza (N)


Fuerza Flotador
Altura sobre el nivel del mar (m)
4
2
0
-2
-4
-6
-8
-10
-12
0
50000
100000
150000
200000
250000
300000
Fuerza (N)

6. Análisis dinámico SeaFEM

En este apartado se introducirá la geometría de la estructura en un programa que nos permita llevar a cabo un análisis dinámico de la estructura y su comportamiento en el mar. Se introducirán por tanto en el programa las condiciones de oleaje a las que va a estar sometida, distinguiendo entre tres posibles situaciones, extrayendo para cada uno de los casos los movimientos que va a experimentar la estructura.

6.1 Comportamiento en el mar

La estructura en el mar puede experimentar seis movimientos diferentes, tres de ellos traslaciones y tres de ellos rotaciones:

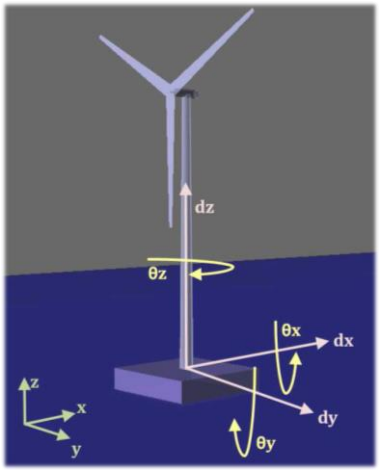
Traslaciones

- Movimiento en la dirección x: Avance o Surge
- Movimiento en la dirección y: Deriva o Sway
- Movimiento en la dirección z: Arfada o Heave

Rotaciones

- Según el eje vertical z: Guiñada o Yaw
- Según el eje trasversal y: Cabeceo o Pitch
- Según el eje longitudinal x: Balance o Roll

Para ilustrar lo anterior en la siguiente figura se representan los 6 posibles movimientos:



Estos movimientos se representarán mediante lo que se conoce como RAOs (Response Amplitude Operators). Fundamentalmente son una función de transferencia que definen la respuesta de la estructura frente a un estado de mar, y será por tanto lo que obtengamos mediante la utilización del software elegido, en nuestro caso se describirá más adelante.

Las ecuaciones que gobiernas los 6 movimientos son las siguientes:

En el caso de movimiento de traslación (Surge, Sway y Heave)

$$RAO\ (\omega) = \eta(\omega)\ / A_{Ola}$$

En el caso de movimientos de rotación (Roll, Pitch y Yaw)

$$RAO\ (\omega) = \eta(\omega)\ / (A_{Ola}/R)$$

Donde:

- A_{ola} es la amplitud de ola
- R es el radio del cilindro
- w es la frecuencia de encuentro de la ola con la estructura

6.2 Software a utilizar

Descripción

El software a utilizar será SeaFEM en su versión 12.2.3, se trata de un software desarrollado en el Centro Internacional de Métodos Numéricos en la Ingeniería en colaboración con ComnpassIS y está integrado en la plataforma Tdyn-CompassFEM para análisis estructural y multifisica en ciencia e ingeniería.

Consiste en un conjunto de herramientas para el análisis del efecto de olas, viento y corrientes en estructuras navales y oceánicas, así como para estudios de maniobrabilidad. SeaFEM ha sido desarrollado para simular el comportamiento en la mar de embarcaciones y estructuras marinas como la que nos ocupa, así como para el cálculo de las cargas. Además, este programa permite introducir cualquier carga exterior actuando sobre la estructura, como son por ejemplo las cargas generadas por el viento.

SeaFEM trabaja en el dominio del tiempo y basa su funcionamiento en el Método de elementos Finitos (FEM), a diferencia de la mayoría de los programas que analizan el comportamiento en el mar, que lo realizan en el dominio de la frecuencia y con el método e elementos finitos de contorno.

Esta construido en GID, que es un pre y post procesador universal, adaptable y de fácil manejo, desarrollado por CIMNE.

También mediante programación en lenguaje TCL permite la introducción de un sistema de amarre o mooring, distinguiendo entre cables o cadenas, se concretarán los parámetros introducidos más adelante.

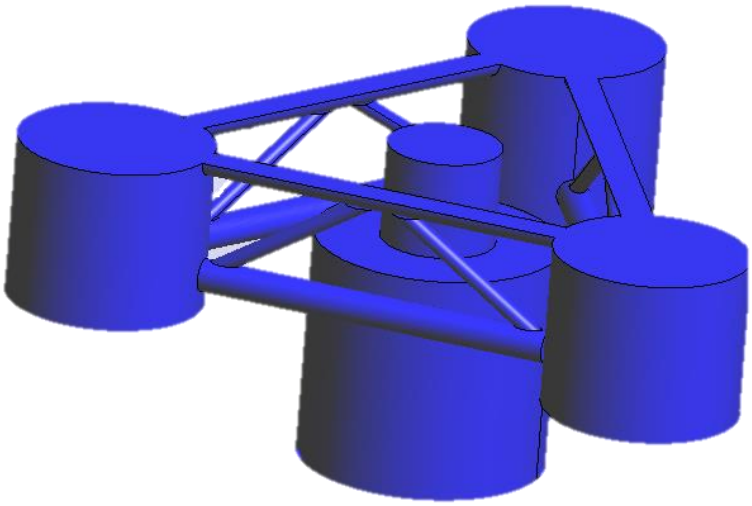
Objetivo

El objetivo que se persigue con la utilización de este programa es analizar el movimiento de nuestra estructura en el mar, previa introducción de las características de nuestra geometría y de las condiciones del oleaje. Además será necesario introducir las cargas externas que actúan sobre la estructura.

El análisis dinámico aparece como un paso más al análisis de las fuerzas del oleaje obtenidas en el apartado 6, obtendremos como resultados los movimientos: Surge, sway, heave, roll, yaw y pitch y podremos compararlos y analizar si son admisibles o no lo son. Así mismo el programa realiza su propio análisis de fuerzas contra la estructura, dándonos también el resultado de la aplicación de la ecuación de Morison sobre nuestro sólido flotante.

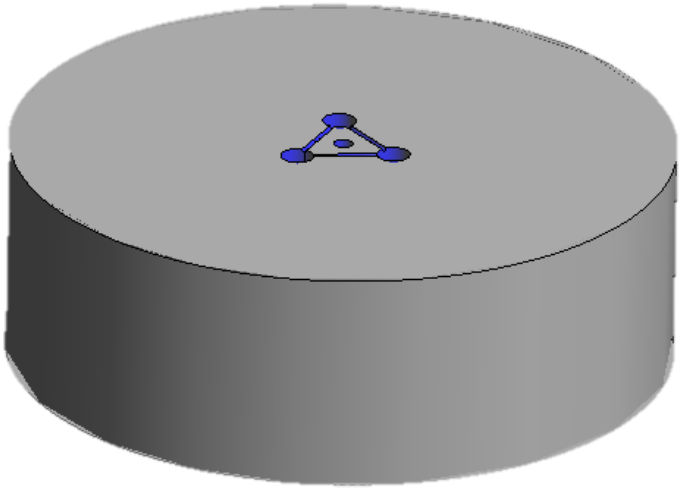
Condiciones iniciales

Para el trabajo con este software será necesario introducir únicamente la parte mojada del cuerpo, así pues con otro programa de modelado, en este caso AutoCAD, cortamos el cuerpo con el plano del agua y lo exportamos a nuestro programa de análisis, el resultado tras la introducción del cuerpo a analizar se muestra en la siguiente figura:



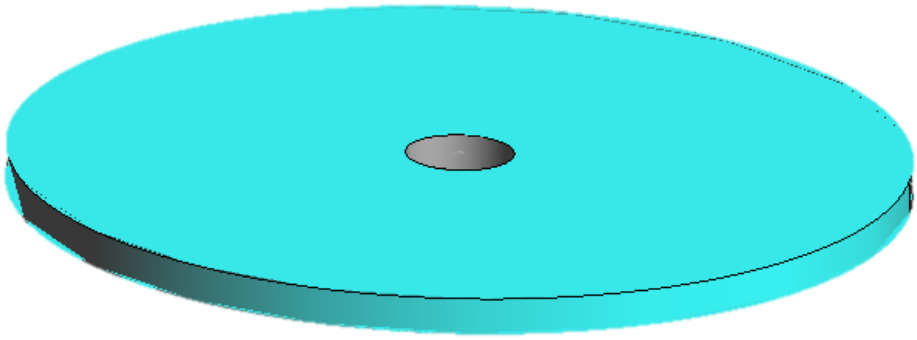
Parte sumergida a analizar

Posteriormente habrá que definir la zona de estudio, que es la parte del mar que rodea al elemento que se está estudiando, donde tienen lugar los efecto de difracción, reflexión y refracción de las olas, mas allá de esta se considera que las olas se disipan. Se representara a forma de cilindro, cuya altura sea la profundidad de estudio, el cilindro deberá contener al cuerpo sumergido en su interior. Se observa un ejemplo a continuación.



Zona de estudio

Lo siguiente a realizar será definir la zona de mar abierto, de la que se considera que provienen las olas simuladas, de forma que lo que ocurre en esa zona no tiene efecto sobre el cuerpo de estudio. Tendrá forma de corona cilíndrica como la que se observa en la figura.



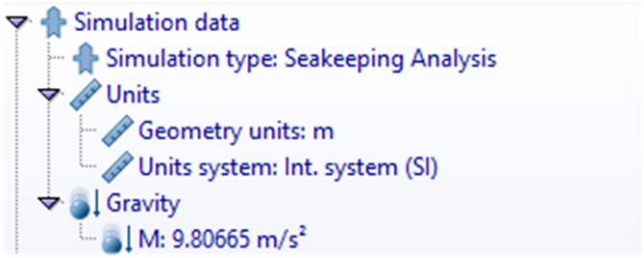
Zona de mar abierto

6.3 Preproceso

En la parte de prepreoceso se explicarán aquellas variables necesarias a introducir en el programa para llevar a cabo el análisis:

Partiendo de la explicación del apartado anterior la zona de estudio se definirá con un radio de 80 metros,, la profundidad del volumen cilíndrico de trabajo se fijará en 80 metros para la cual se está llevando a cabo todo el estudio del trabajo. Por tanto y en consonancia con lo anterior, la zona de mar abierto tendrá también una profundidad de fija de 80 metros y un radio de 750 metros.

Una vez que tenemos definido el entorno de trabajo, será necesario comenzar a introducir los valores de las variables que definen el modelado:

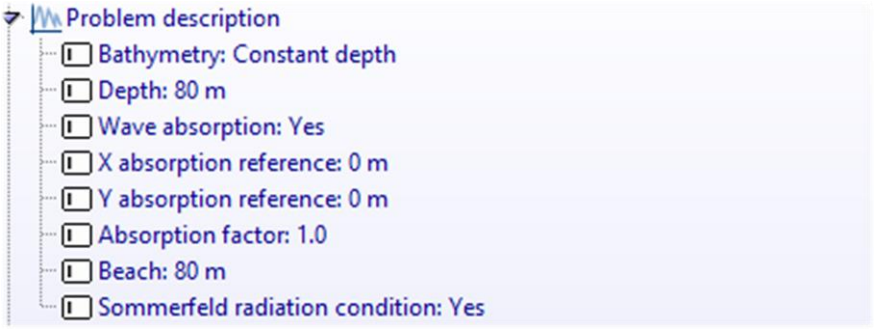


Datos de simulación

Como se observa en la figura el tipo de análisis a realizar será "Seakeeping" trabajando en unidades del Sistema Internacional. La gravedad será la que viene por defecto de 9.806 m/s2.

Datos generales

En este apartado se fijará la densidad del agua del mar, 1025 Kg/m3, además en este apartado en la parte de introducir un archivo Tcl se definirá el sistema de amarre que más adelante se explicará con detalle.



Descripción del problema

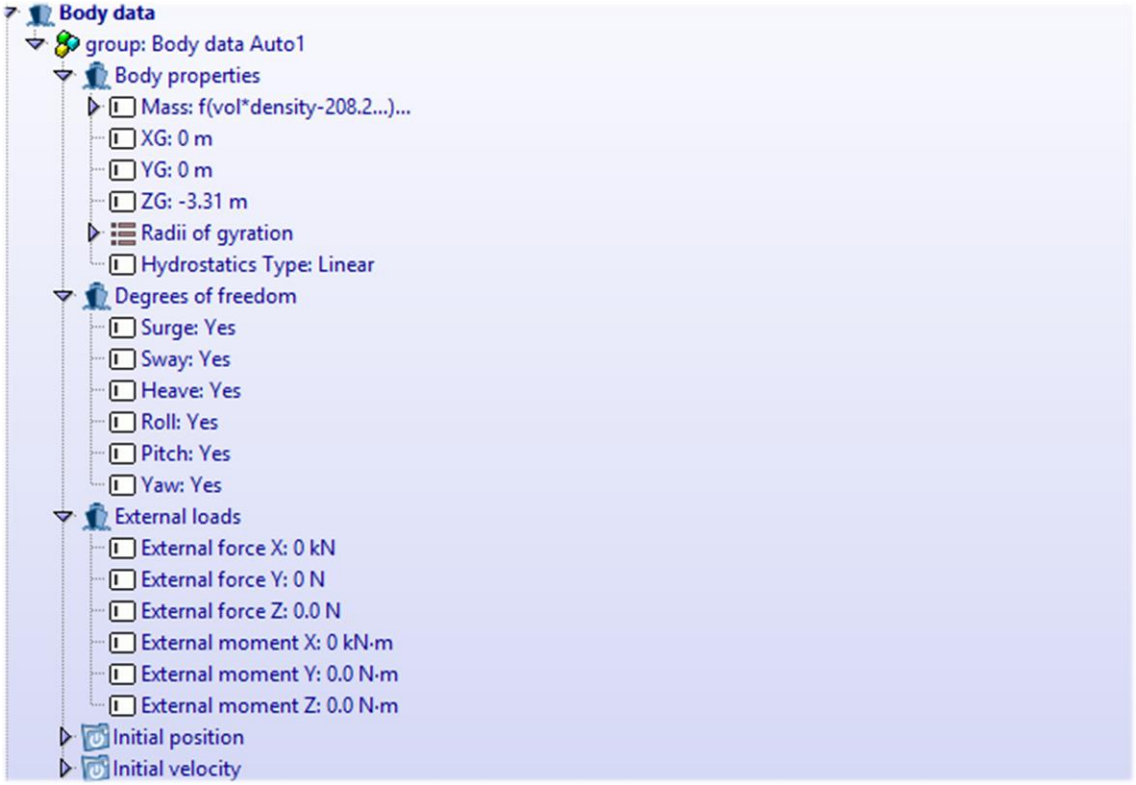
Como se indicó antes se fijará una profundidad de 80 metros y se considerarán que las olas son disipadas al salir de la zona de estudio.

Datos ambientales

En este apartado se definirá el tipo de oleaje que vamos a utilizar para realizar el análisis, podremos elegir entre oleaje monocromático, espectro de Moschowitz, espectro de Jonswap, etc. Para este trabajo se fijará un oleaje monocromático para simplificar el estudio, utilizando para ellos los tres tipos de oleaje definidos con su altura de ola significante y periodo descritos en el apartado de bases de diseño. Se podrá definir la dirección del oleaje, en este caso se definirá aquella de tal manera que la dirección de oleaje predominante ataque la estructura en la posición elegida de esta.

Tiempo de simulación

En este apartado se definirá el tiempo de simulación, para este trabajo se definirá un tiempo de análisis de 60 o 90 segundos, así mismo se establecerá el momento a partir del cual queremos que se nos registren los resultados obtenidos mientras se produce la simulación.



Información sobre la estructura

Será necesario identificar en este apartado aquellas superficies que definen el cuerpo que constituye nuestra estructura, definiremos la masa, el centro de gravedad y el radio de giro. El centro de gravedad fue obtenido anteriormente en el apartado de predimensionamiento,

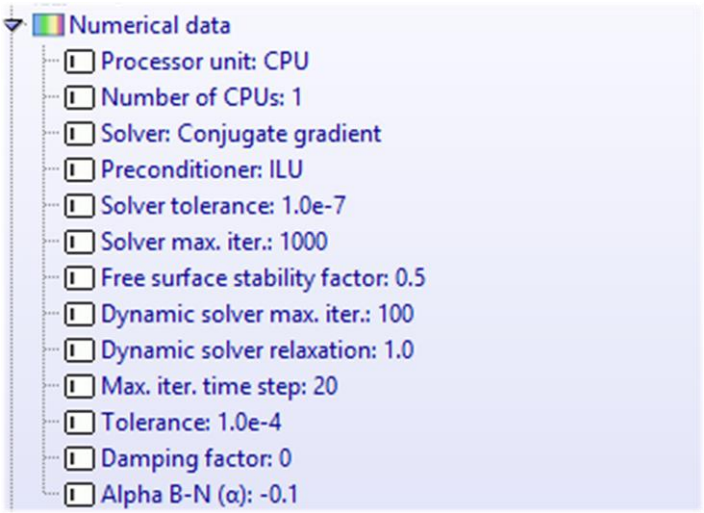
mientras que el radio de giro se obtendrá con un programa de estructuras con el siguiente resultado:

Radios de giro: X: 22.1591

Y: 22.1591

Z: 14.0515

Definiremos aquellos movimientos de los cuales queremos recibir resultados, en este caso se marcarán todos como se puede apreciar. Con respecto a las fuerzas externas, podremos definir aquellas fuerzas que actúan sobre la estructura como por ejemplo el viento. Primero se realizará un análisis sin tener en consideración las cargas de viento, para analizar la amplitud de sus movimiento amarrada al fondo. Posteriormente se considerarán las cargas de viento que fueron definidas en el apartado de bases de diseño.

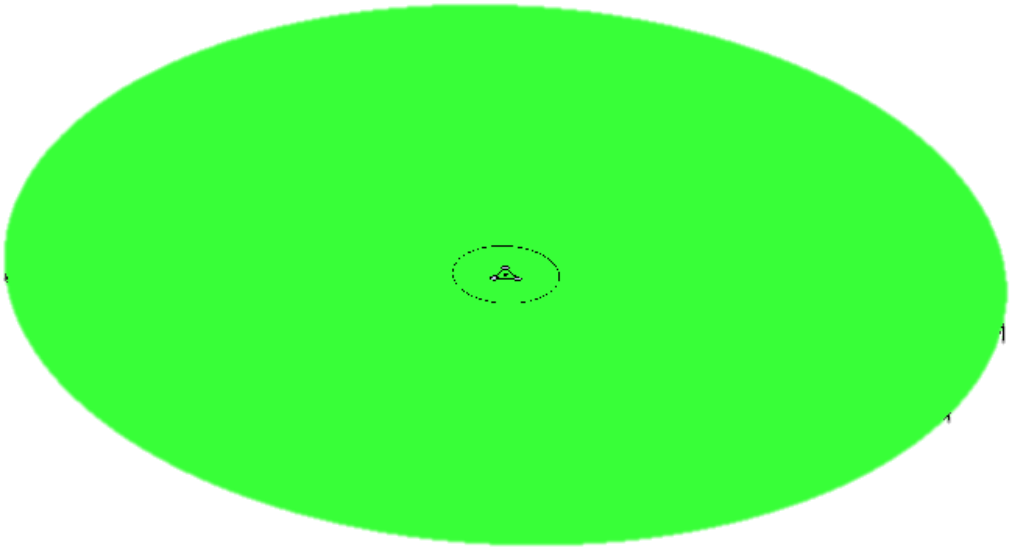


Información del procesado

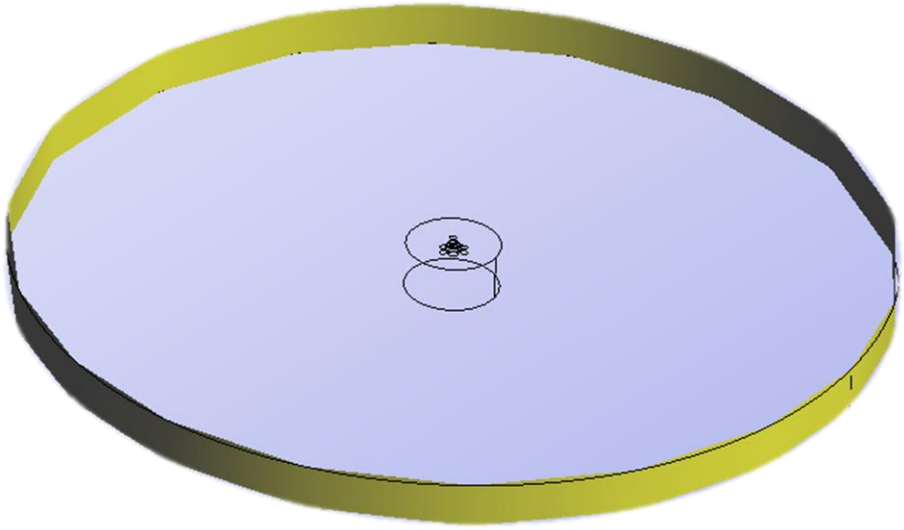
En este apartado se definirán los parámetros necesarios para realizar el procesado, se deberán fijara el número de iteraciones máximas, el número de unidades de CPU que se quiere que lleven a cabo el análisis, además de otros factores como el factor de estabilidad en superficie. Los valores elegidos son los mostrados en la figura anterior.

Condiciones de contorno

Habrá que definir las condiciones de contorno del problema para poder realizar el análisis, para ello en nuestro caso únicamente será necesario fijar la superficie libre y el contorno exterior.



Superficie libre



Outlet

Sistema de amarre

La estructura de estudio irá amarrada al fondo mediante un sistema TLP, el propio programa permite definir el sistema de amarre mediante lenguaje Tcl, para definirlo se debe elegir entre

los diferentes tipos de amarres: Cadenas o cables, y fijar las propiedades de los amarres. Los parámetros necesarios a fijar para cada uno de los amarres serán:

- Estructura a la que sujetar
- Tipología
- Coordenadas de inicio (Más próxima a la estructura)
- Coordenadas de fin del amarre
- Peso específico sumergido del cable (N/m)
- Longitud del amarre
- Sección (m^2)
- Módulo de elasticidad (Pa)
- Tipología de sujeción del amarre

De esta forma el código a introducir en el programa se muestra continuación:

```
proc TdynTcl_CreateMooring { } {
    set seg1 [TdynTcl_Create_Mooring_Segment 1 3 -10 -17.3205 -10 -10 -17.3205 -80 9.73 70 0.000154 133700000000 0]

    set seg2 [TdynTcl_Create_Mooring_Segment 1 3 -10  17.3205 -10 -10  17.3205 -80 9.73 70 0.000154 133700000000 0]

    set seg3 [TdynTcl_Create_Mooring_Segment 1 3 20 0 -10 20 0 -80 9.73 70 0.000154 133700000000 0]

 }
```

Código Tcl

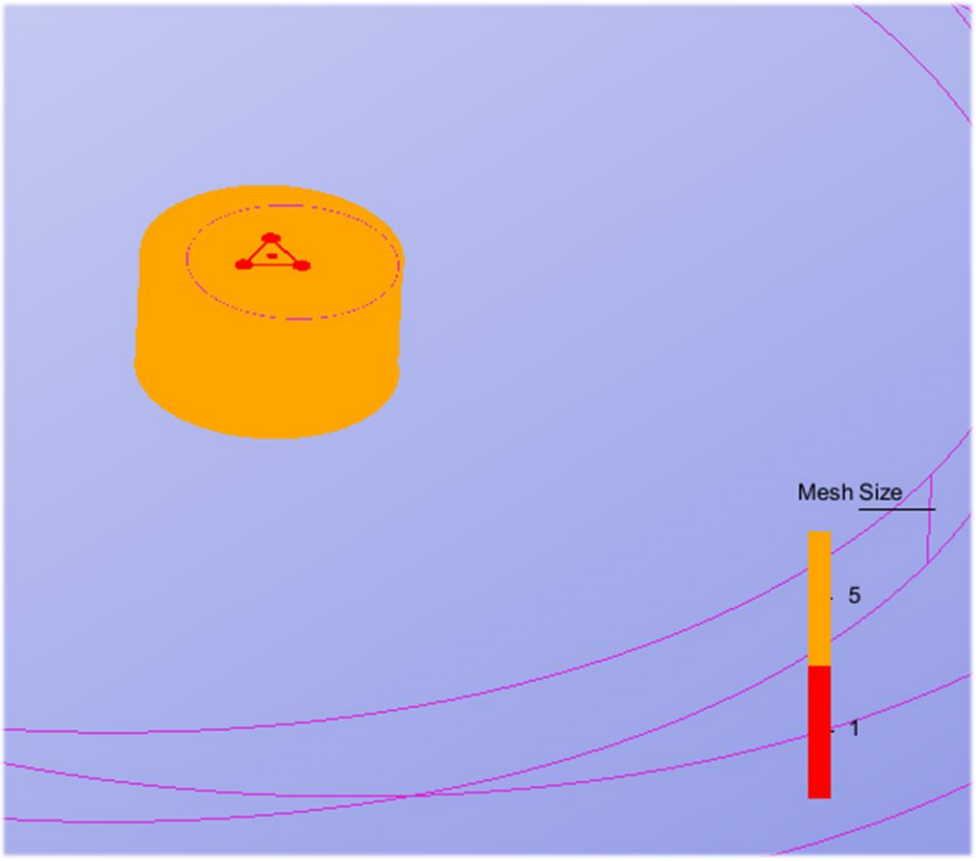
Se definen tres segmentos constituidos por cables de acero con las características que se mostraron en el apartado de análisis de alternativas, serán fijados a la parte inferior de cada uno de los flotadores y de ahí al fondo de la zona de estudio de profundidad de 80 metros.

Mallado

Después de definir los parámetros y antes de ejecutar el análisis será necesario mallar la superficie a analizar, se podrán elegir diferentes tamaños de malla, de tal forma que cuanto menor sea el tamaño de cada celda mayor será la precisión del análisis.

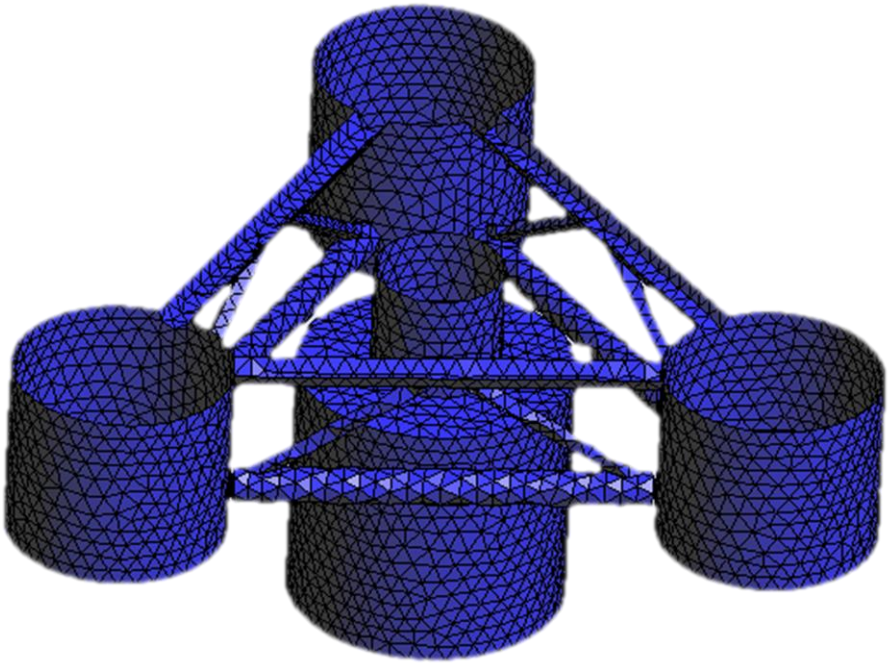
En este caso se mallará la estructura con un tamaño de 1 metro de celda, el programa requiere realizar el mallado de cada elemento por separado, esto es, primero se realizará el mallado de los volúmenes, posteriormente el de las superficies, líneas y finalmente el de los puntos. Así pues, para la estructura se mallara con un tamaño de 1 metros como se ha dicho, para cada uno de sus elementos.

Posteriormente se mallara la zona de trabajo, la zona de mar abierto no será necesario fijarle un tamaño de malla ya que lo fijará por defecto, si bien con un tamaño bastante mayor del que fijemos nosotros para la zona de trabajo. Así pues el tamaño que se utilizará para la zona del mar a analizar será de 5 metros, tanto para volúmenes, superficies, líneas y puntos. Se muestran a continuación los tamaños y el resultado de la realización del mallado:

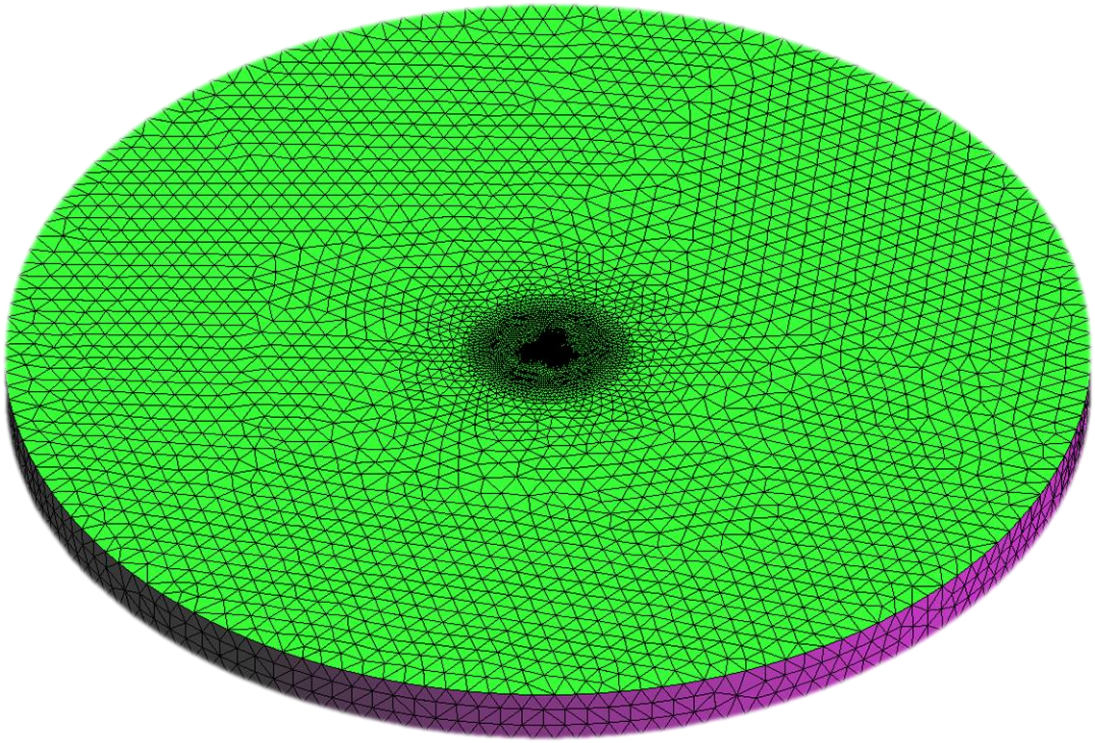


Tamaño de malla

Finalmente el resultado del mallado es el siguiente:



Mallado del cuerpo



Malla global

Vemos como la zona central correspondiente al área de estudio el tamaño de las celdas es mucho menor, para así aumentar la precisión al analizar esta zonas.

El siguiente paso es efectuar el análisis y dirigirnos al postproceso.

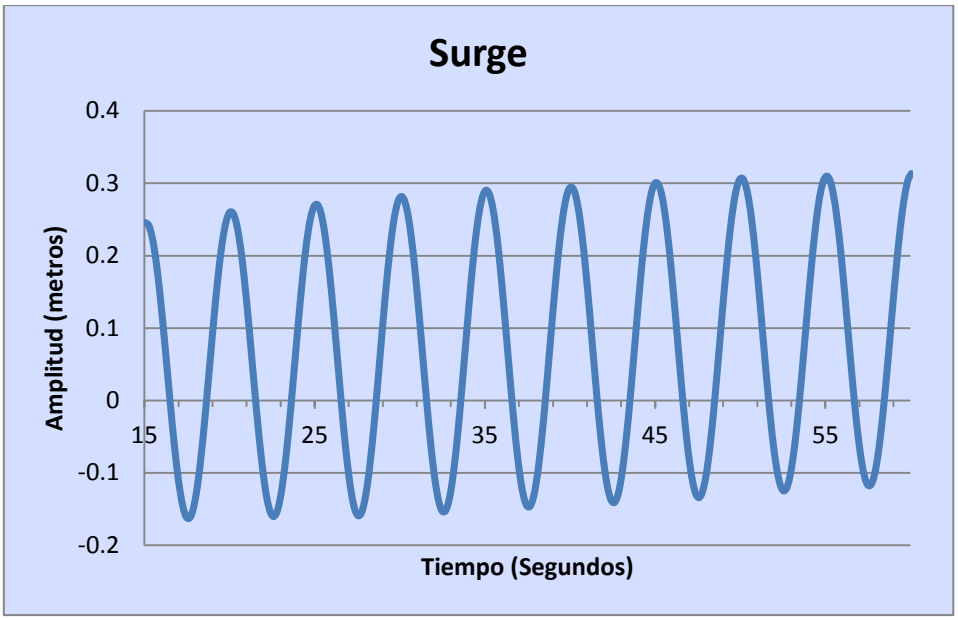
6.4 PostProceso

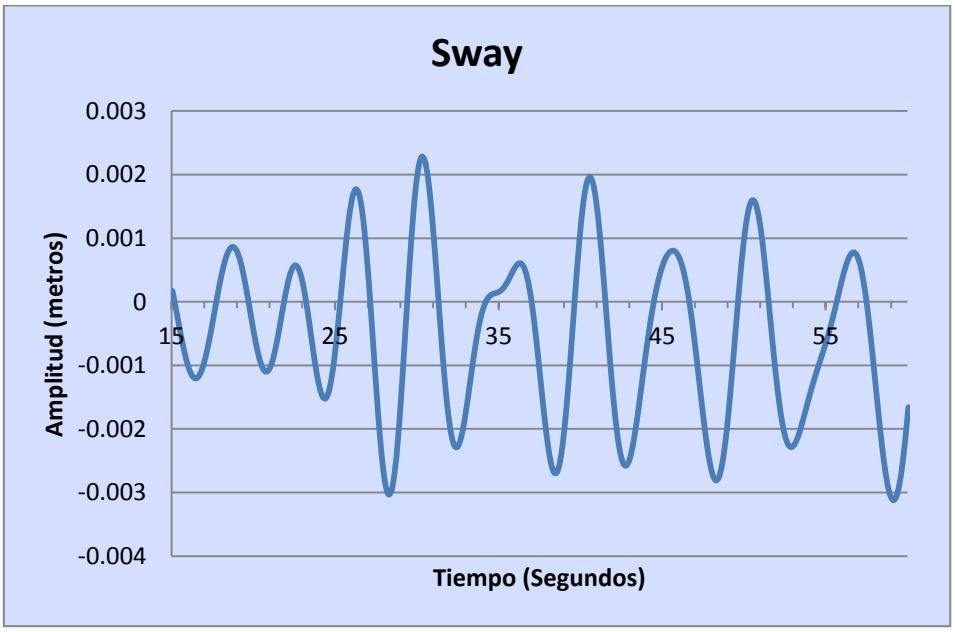
En el postproceso obtenemos los resultados del análisis, prestaremos especial atención al movimiento que experimenta la estructura, los cuales se analizarán a través de unos gráficos que posteriormente se plasmarán. No obstante, también se puede obtener una representación de diferentes variables como puede ser la elevación de la superficie libre, o la representación de las olas incidentes.

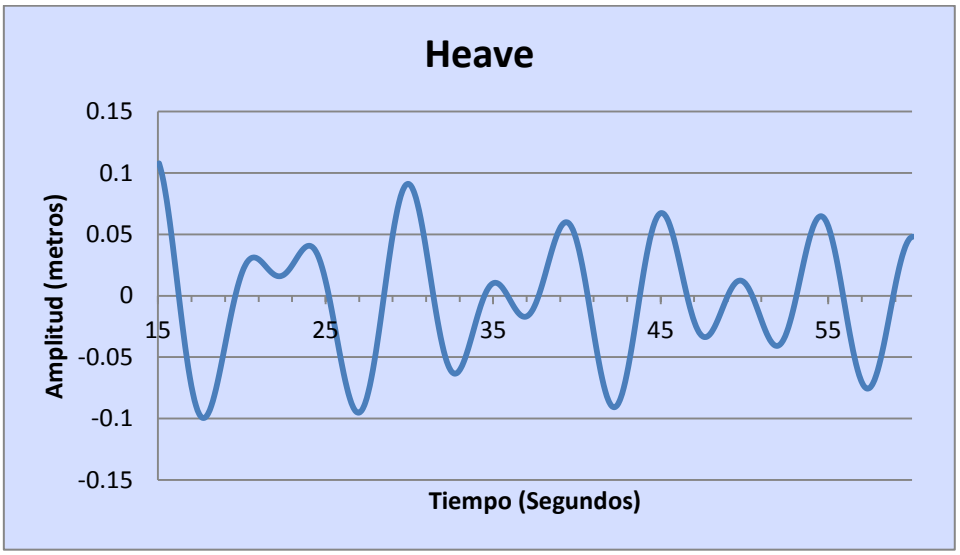
Los resultados obtenidos para los diferentes estados de mar se muestran a continuación:

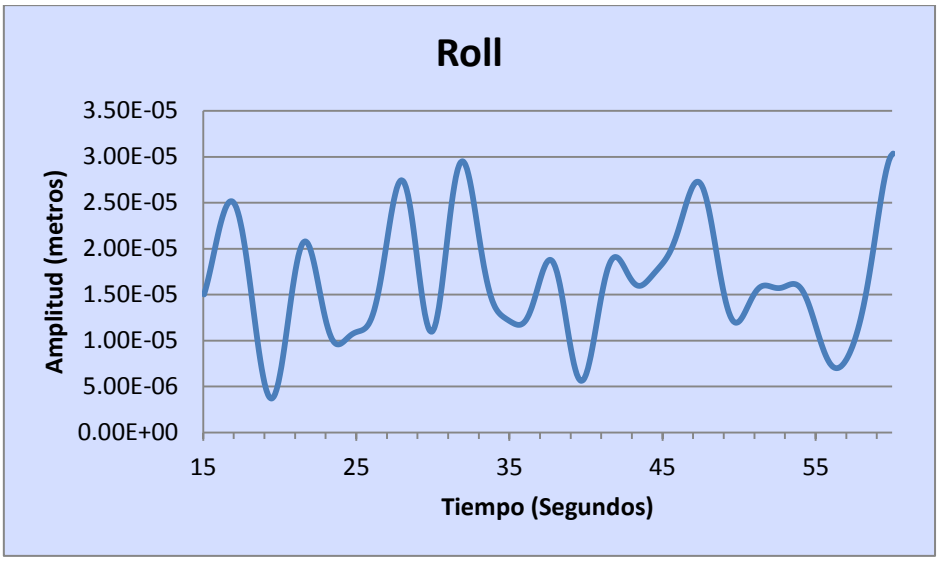
Primero se representan los resultados sin considerar las cargas de viento que más tarde se introducirán y se sacarán sus resultados.

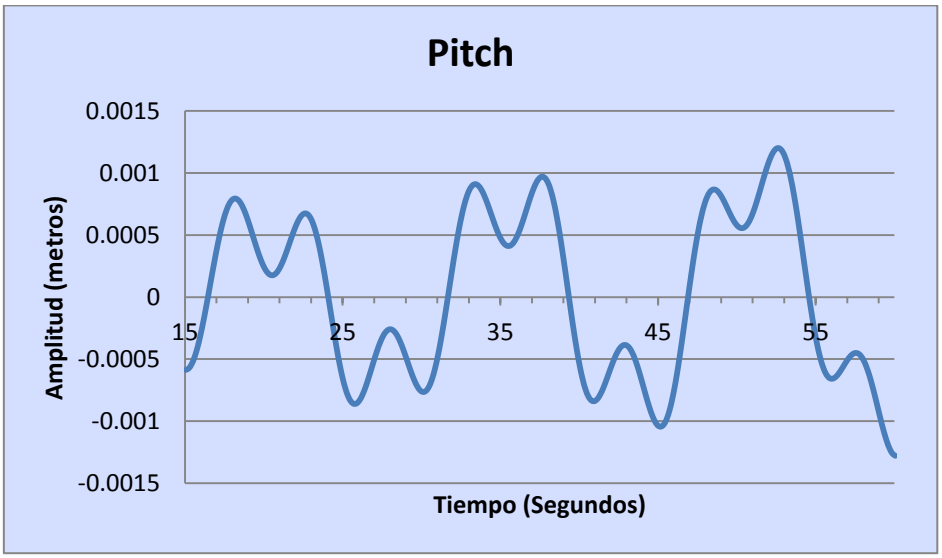
Altura de ola: Hs= 3 metros ; Periodo: Tp= 5 segundos

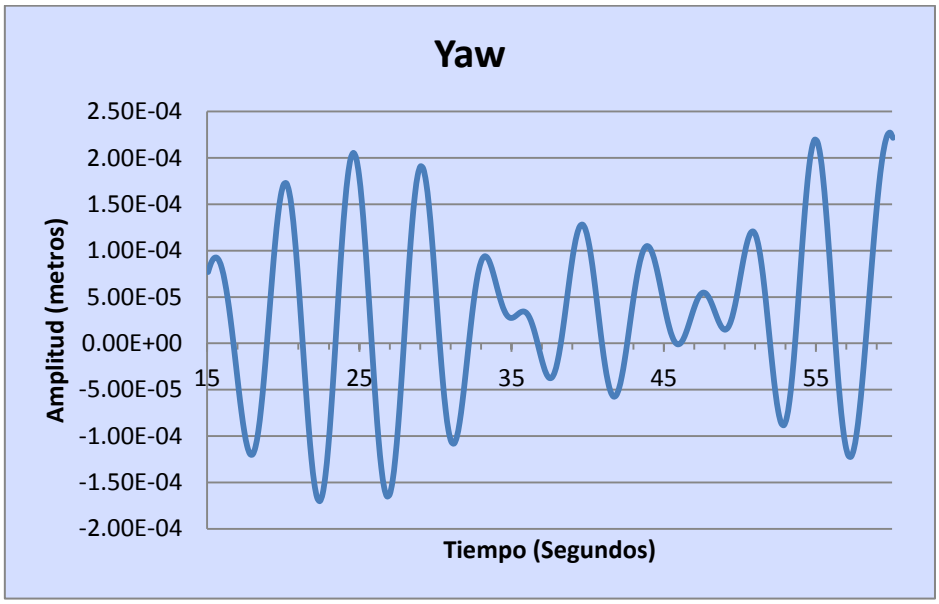

Surge
0.4
0.3
0.2
0.1
0
-0.1
-0.2
Amplitud (metros)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)


Sway
0.003
0.002
0.001
0
-0.001
-0.002
-0.003
-0.004
Amplitud (metros)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

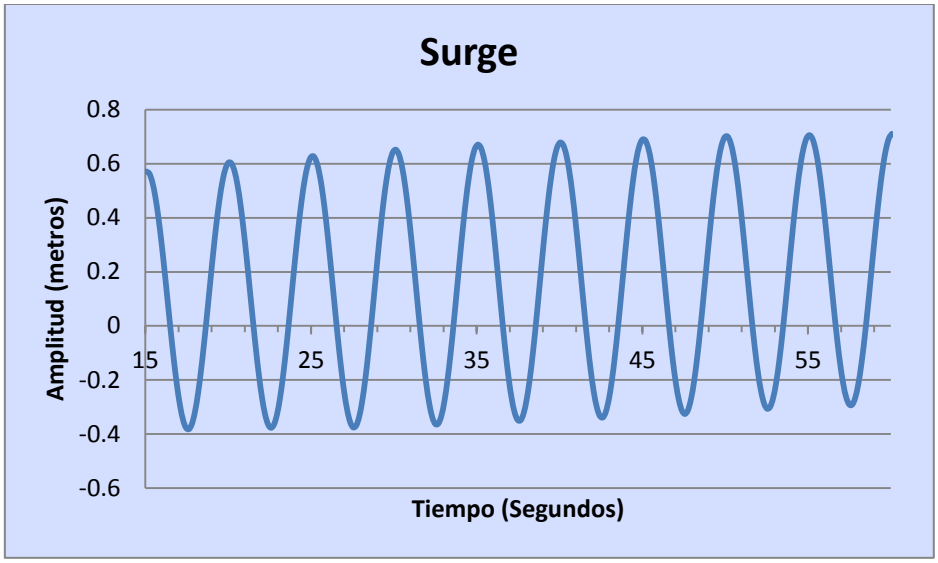

Heave
0.15
0.1
0.05
0
-0.05
-0.1
-0.15
Amplitud (metros)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

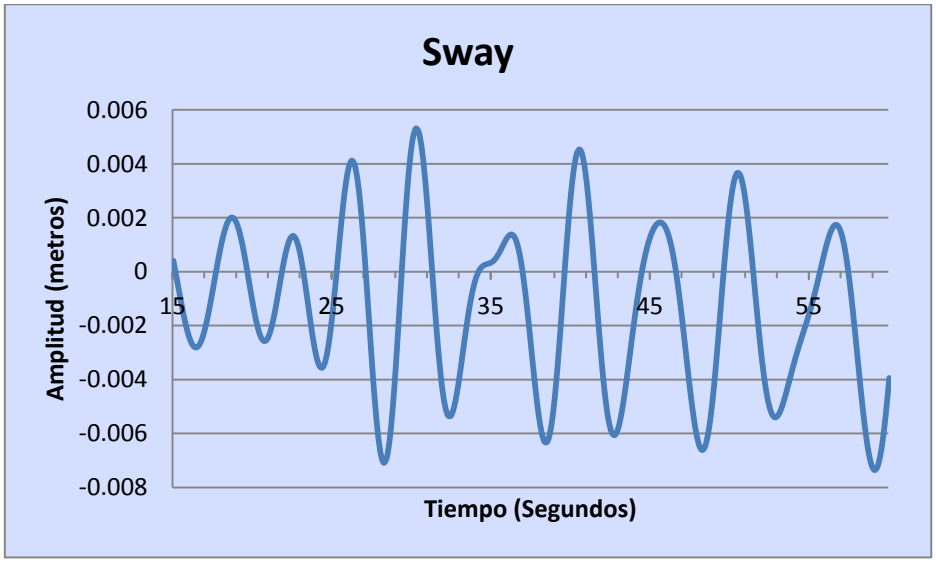

Roll
3.50E-05
3.00E-05
2.50E-05
2.00E-05
1.50E-05
1.00E-05
5.00E-06
0.00E+00
Amplitud (metros)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

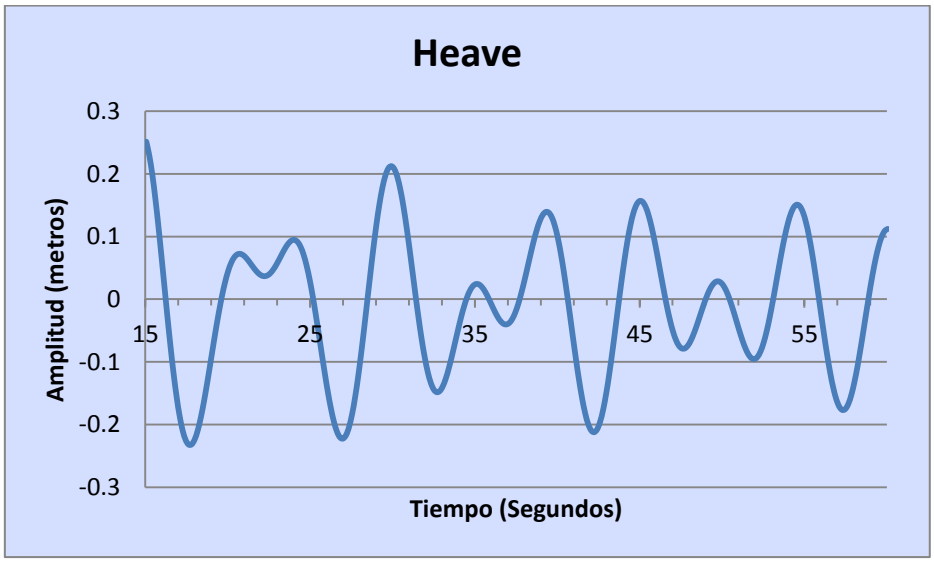

Pitch
0.0015
0.001
0.0005
0
-0.0005
-0.001
-0.0015
Amplitud (metros)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

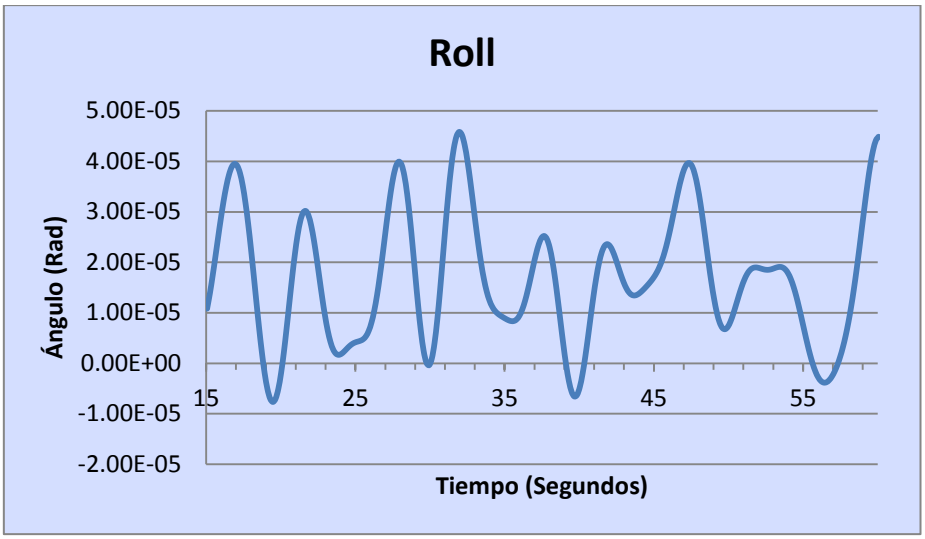

Yaw
2.50E-04
2.00E-04
1.50E-04
1.00E-04
5.00E-05
0.00E+00
-5.00E-05
-1.00E-04
-1.50E-04
-2.00E-04
Amplitud (metros)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

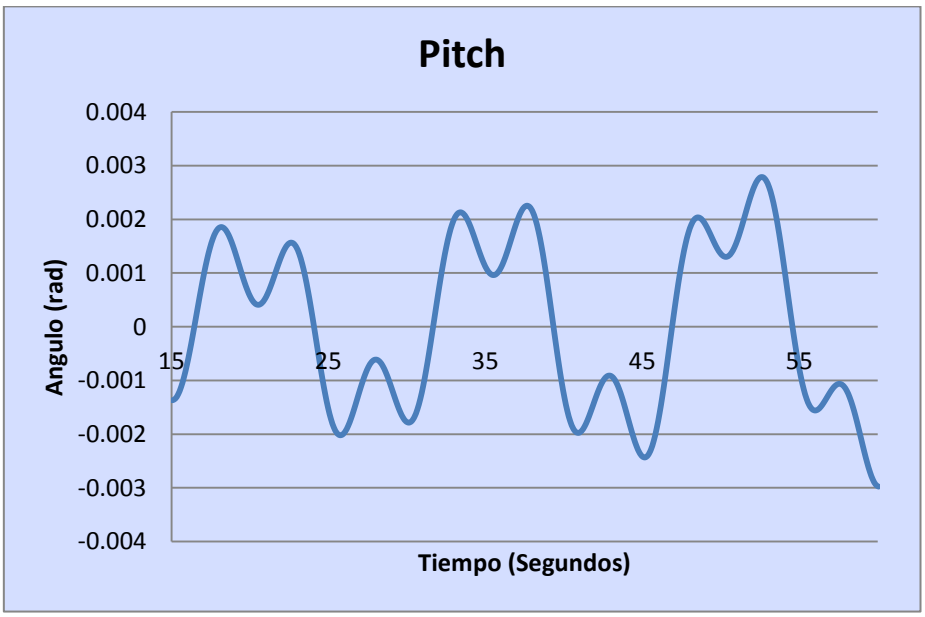
Altura de ola: Hs= 7 metros ; Periodo: Tp= 10 segundos

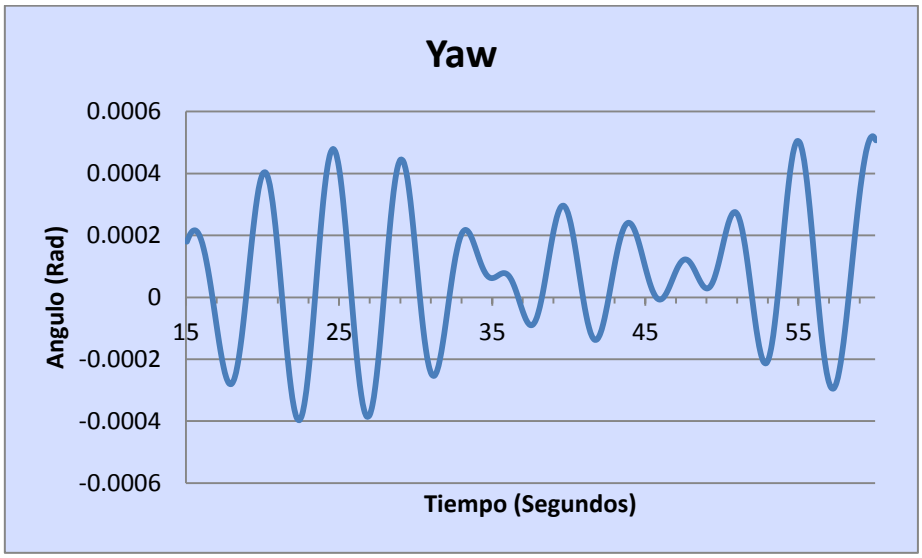




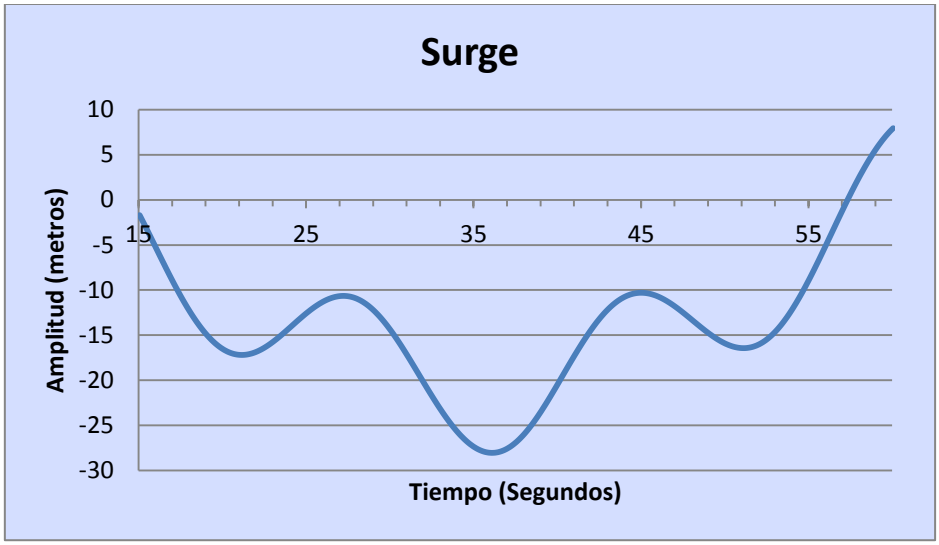


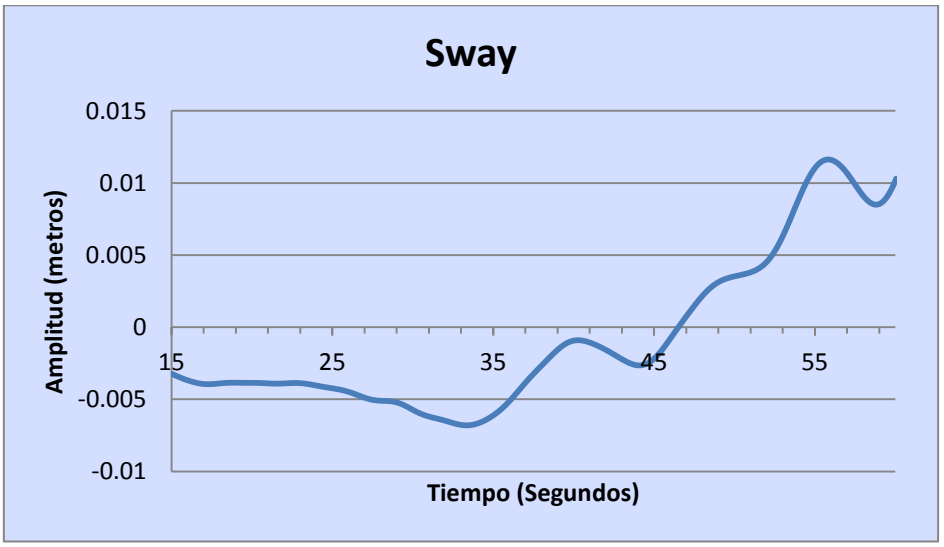

Roll
5.00E-05
4.00E-05
3.00E-05
2.00E-05
1.00E-05
0.00E+00
-1.00E-05
-2.00E-05
Ángulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

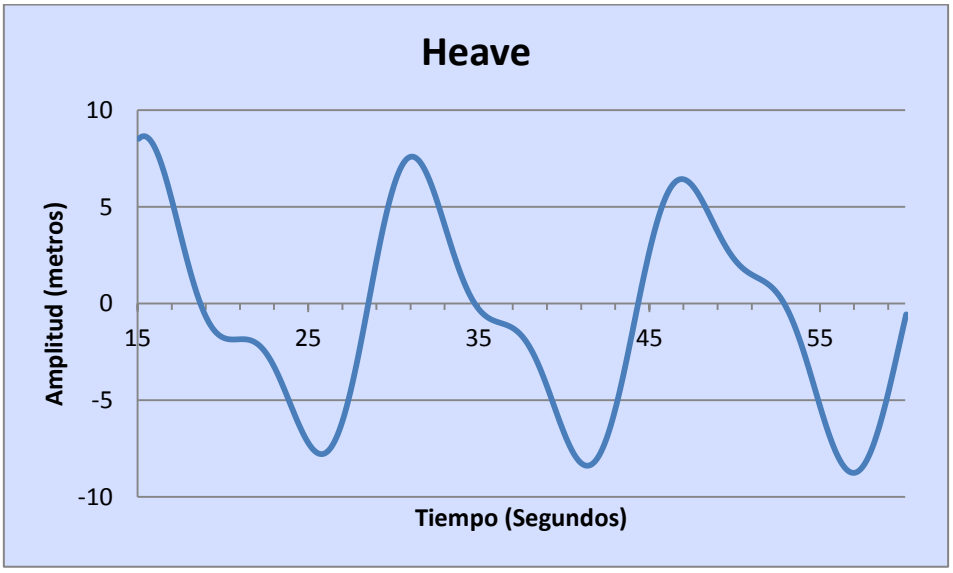

Pitch
0.004
0.003
0.002
0.001
0
-0.001
-0.002
-0.003
-0.004
Angulo (rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

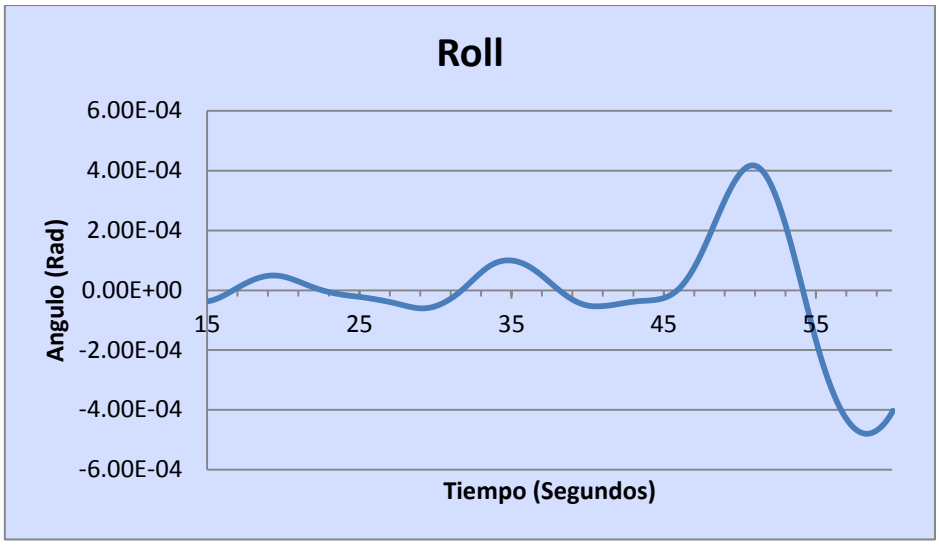

Yaw
0.0006
0.0004
0.0002
0
-0.0002
-0.0004
-0.0006
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

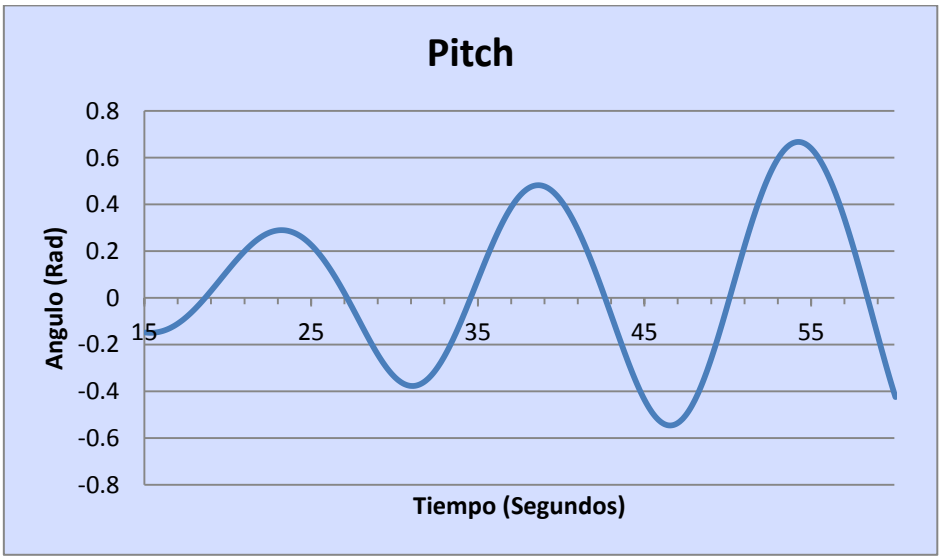
Altura de ola: Hs= 13.75 metros ; Periodo: Tp= 16.14 segundos

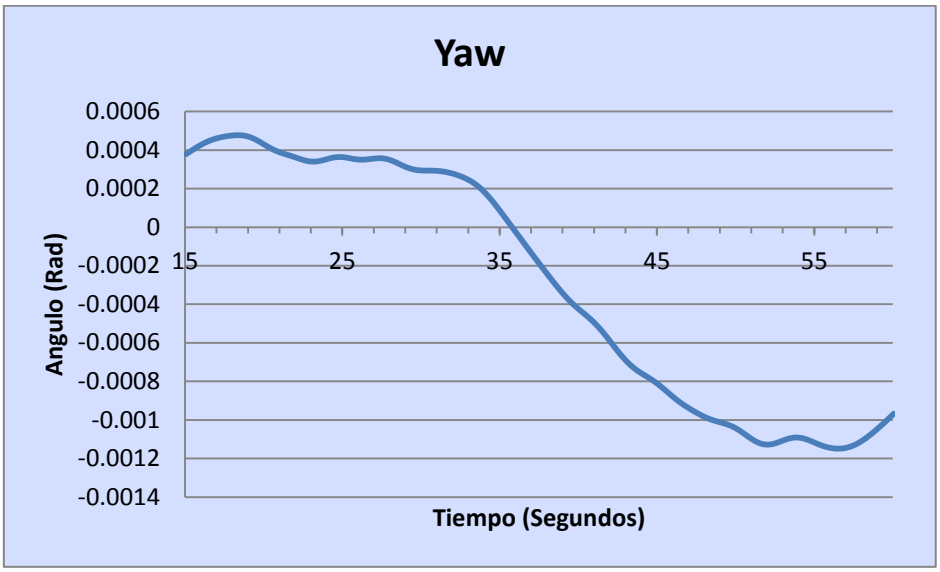




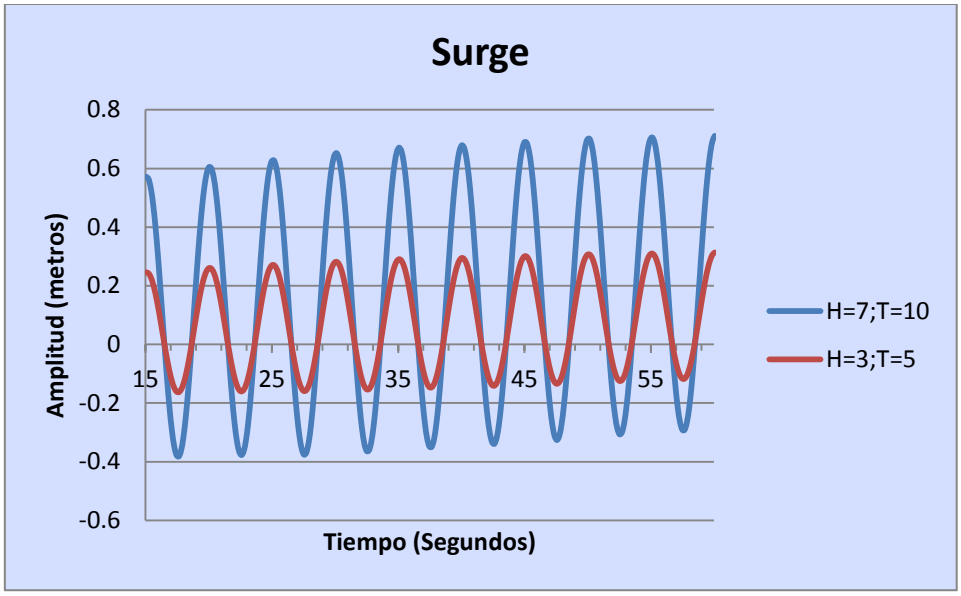


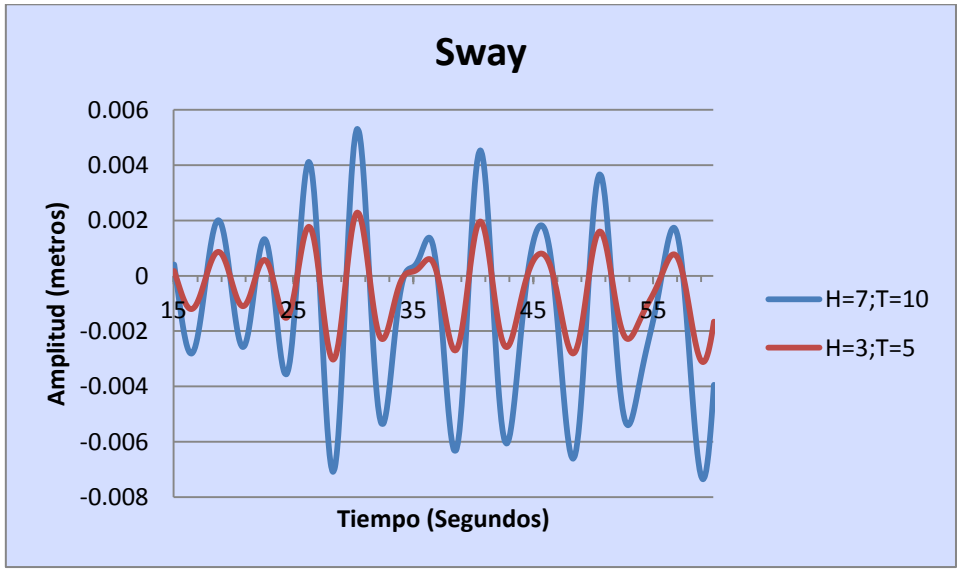

Roll
6.00E-04
4.00E-04
2.00E-04
0.00E+00
-2.00E-04
-4.00E-04
-6.00E-04
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

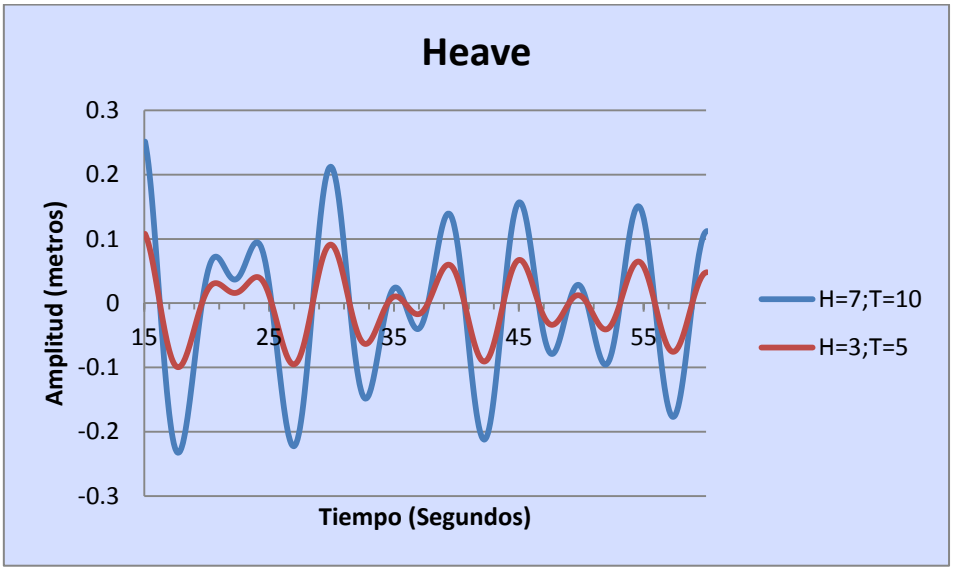

Pitch
0.8
0.6
0.4
0.2
0
-0.2
-0.4
-0.6
-0.8
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

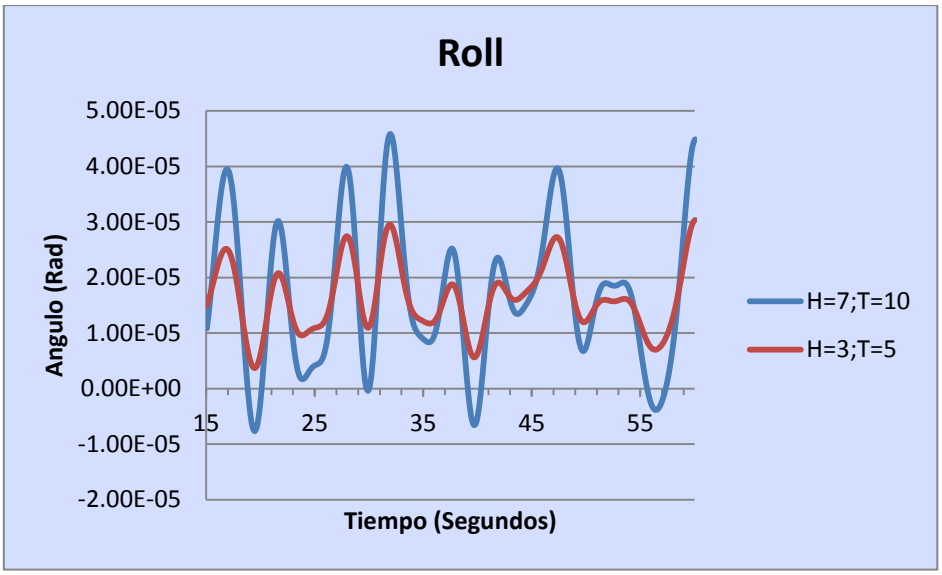

Yaw
0.0006
0.0004
0.0002
0
-0.0002
-0.0004
-0.0006
-0.0008
-0.001
-0.0012
-0.0014
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)

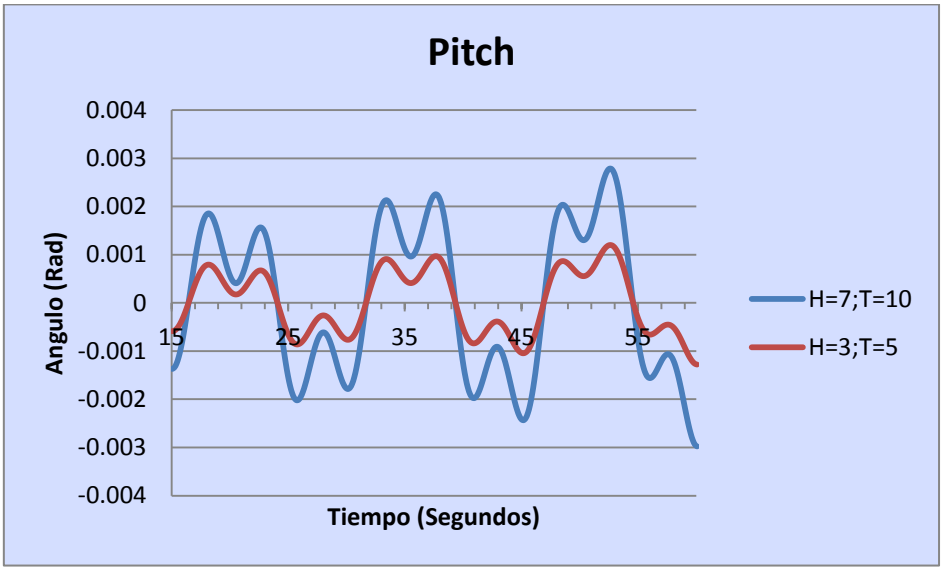
Gráficos comparativos

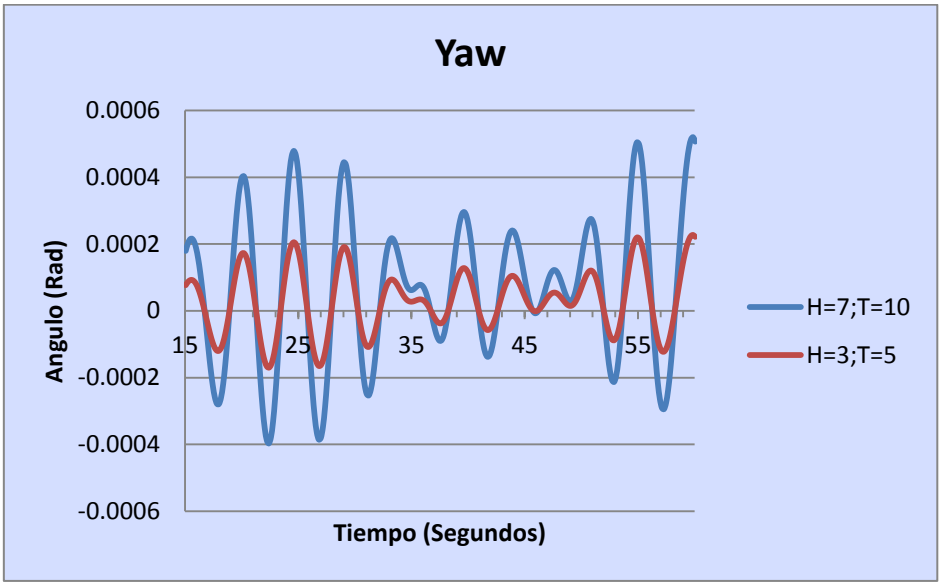






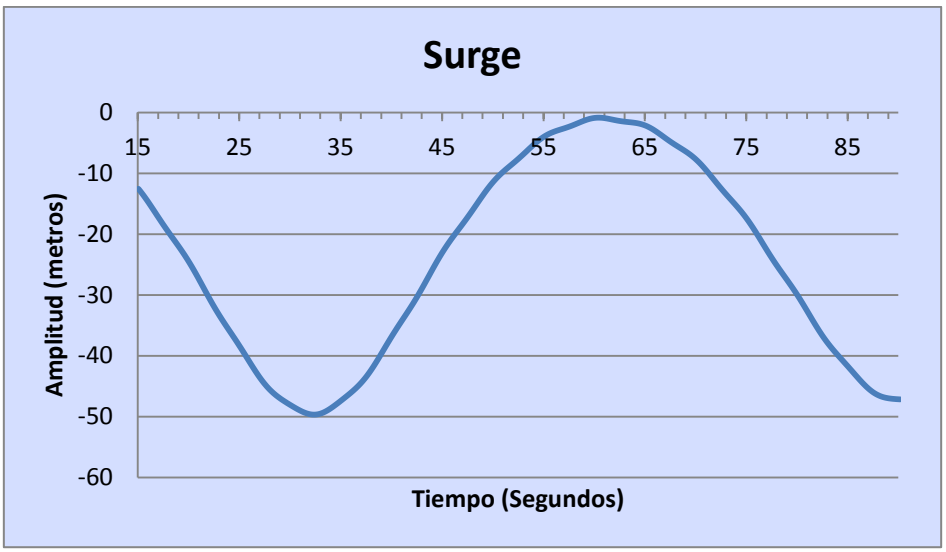

Roll
5.00E-05
4.00E-05
3.00E-05
2.00E-05
1.00E-05
0.00E+00
-1.00E-05
-2.00E-05
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)
H=7;T=10
H=3;T=5

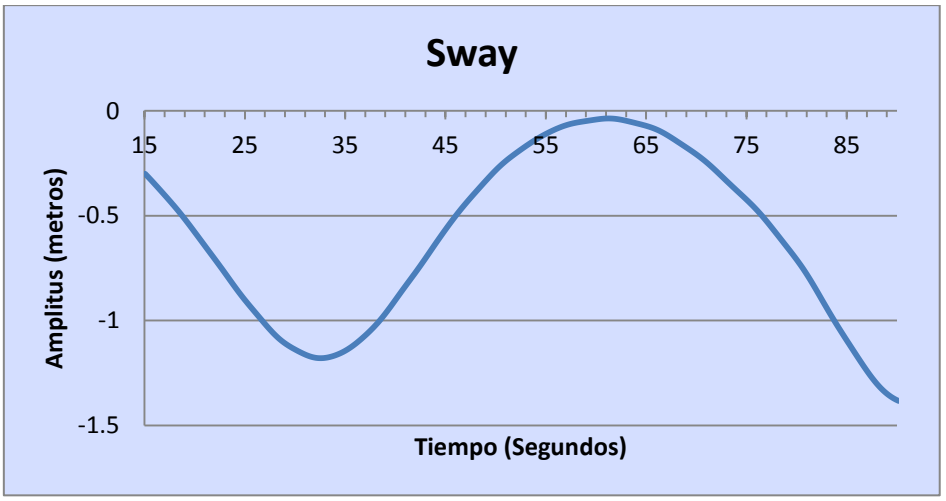

Pitch
0.004
0.003
0.002
0.001
0
-0.001
-0.002
-0.003
-0.004
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)
H=7;T=10
H=3;T=5

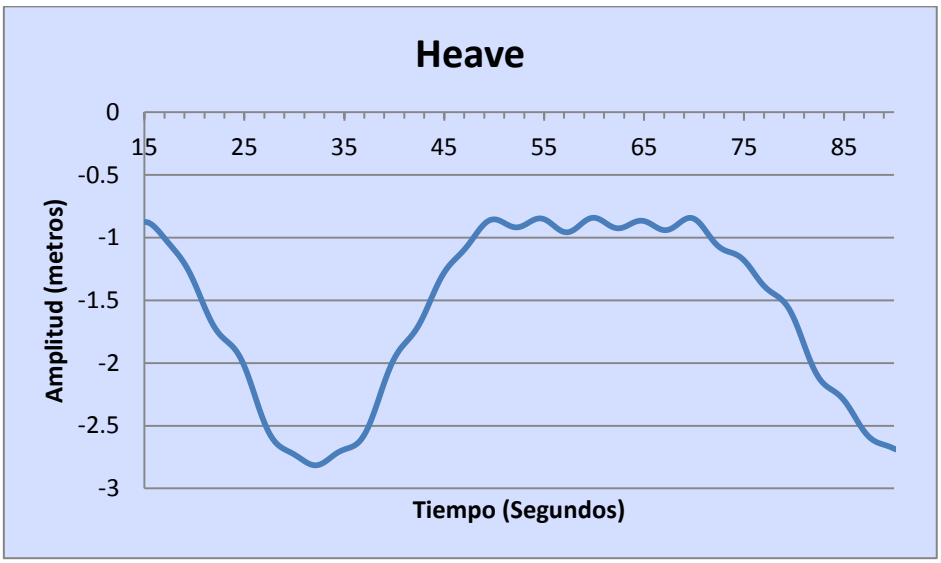

Yaw
0.0006
0.0004
0.0002
0
-0.0002
-0.0004
-0.0006
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
Tiempo (Segundos)
H=7;T=10
H=3;T=5

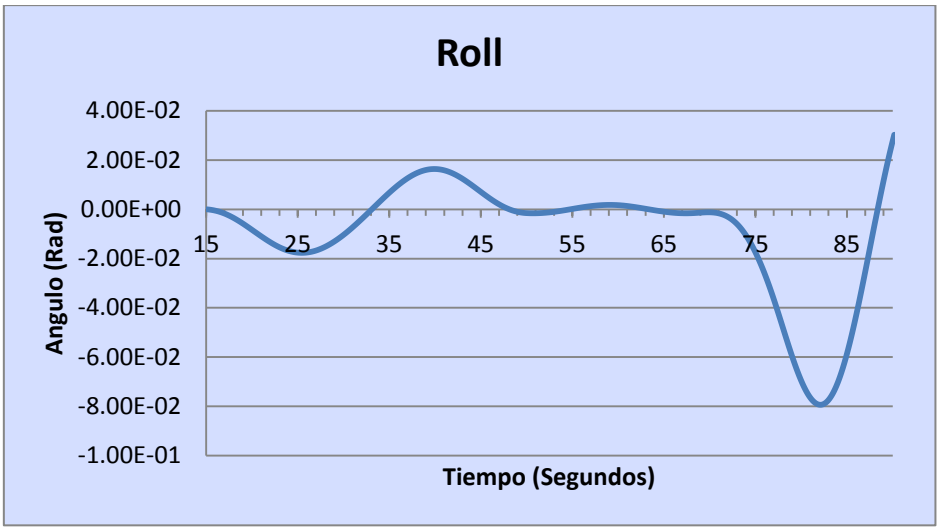
Se representan los resultados considerando las cargas de viento.

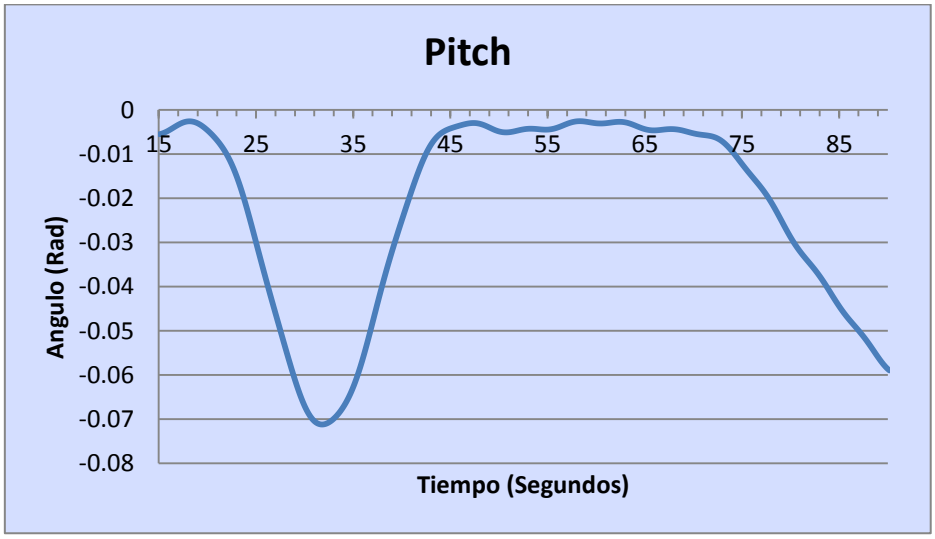
Altura de ola: Hs= 3 metros ; Periodo: Tp= 5 segundos

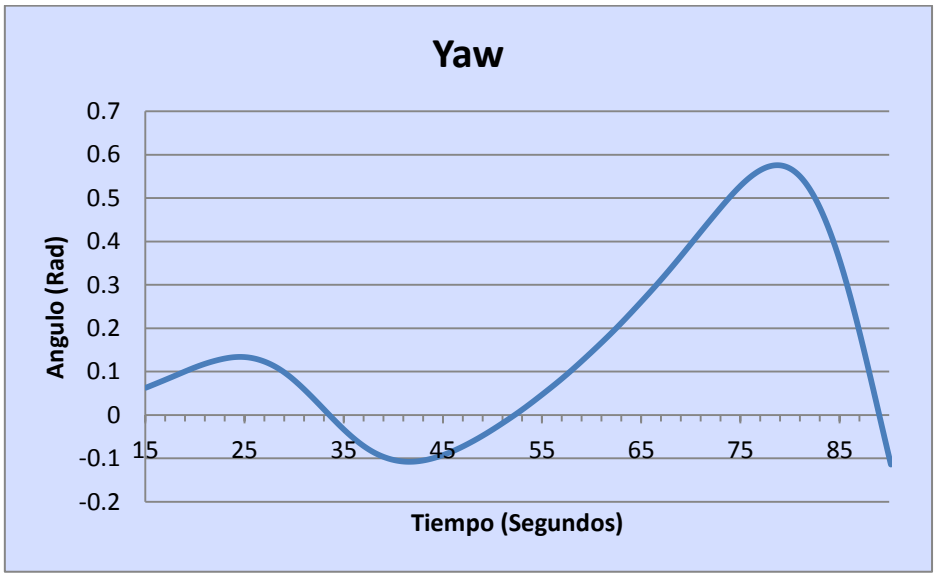




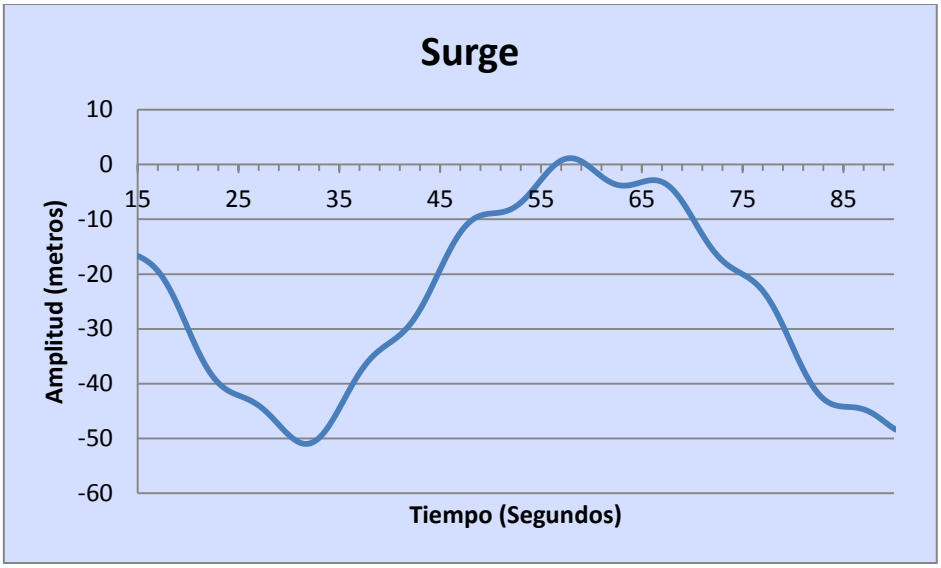


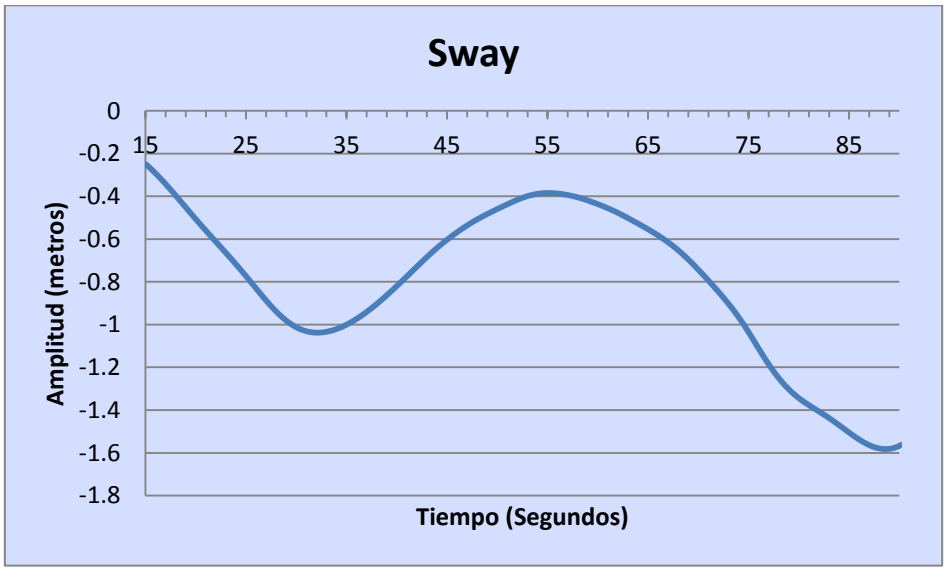

Roll
4.00E-02
2.00E-02
0.00E+00
-2.00E-02
-4.00E-02
-6.00E-02
-8.00E-02
-1.00E-01
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

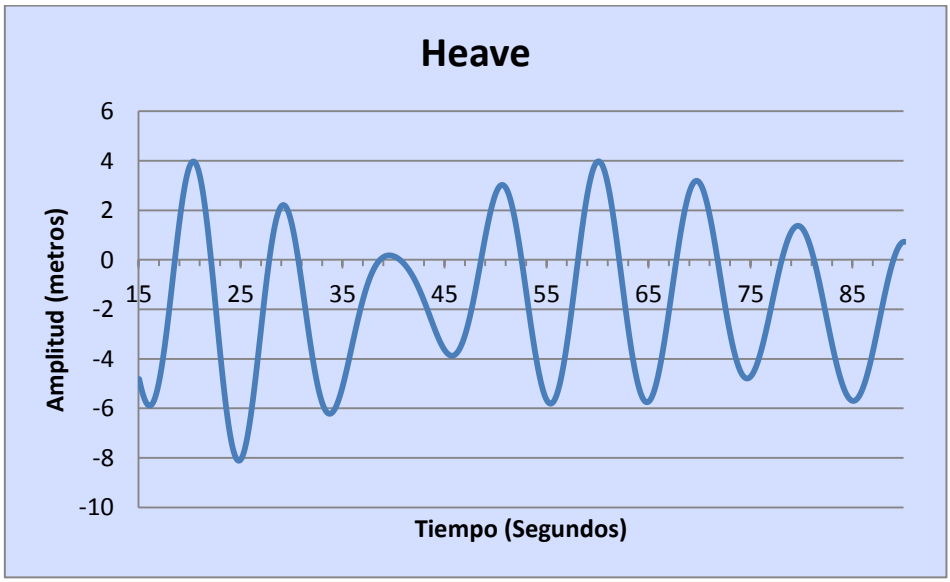

Pitch
0
-0.01
-0.02
-0.03
-0.04
-0.05
-0.06
-0.07
-0.08
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

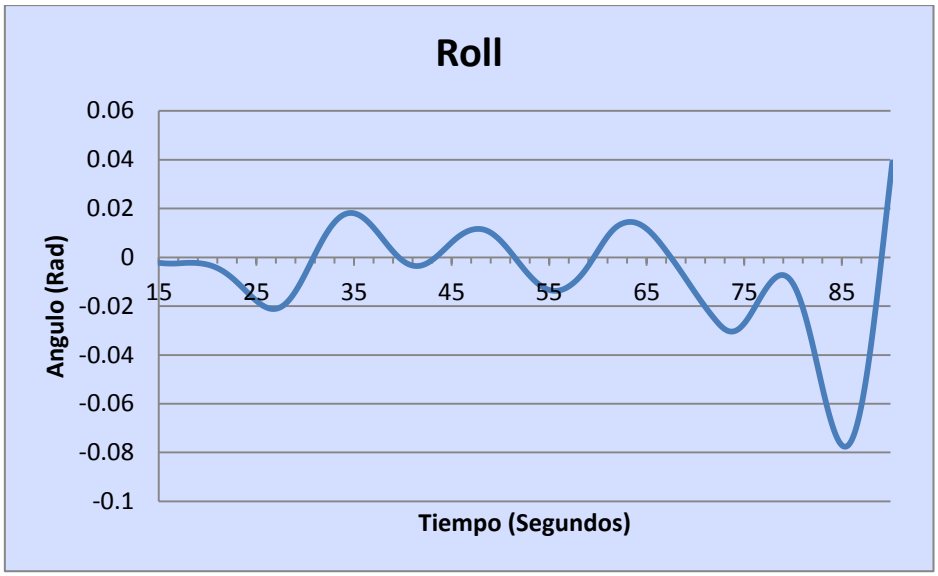

Yaw
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
-0.1
-0.2
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

Altura de ola: Hs= 7 metros ; Periodo: Tp= 10 segundos

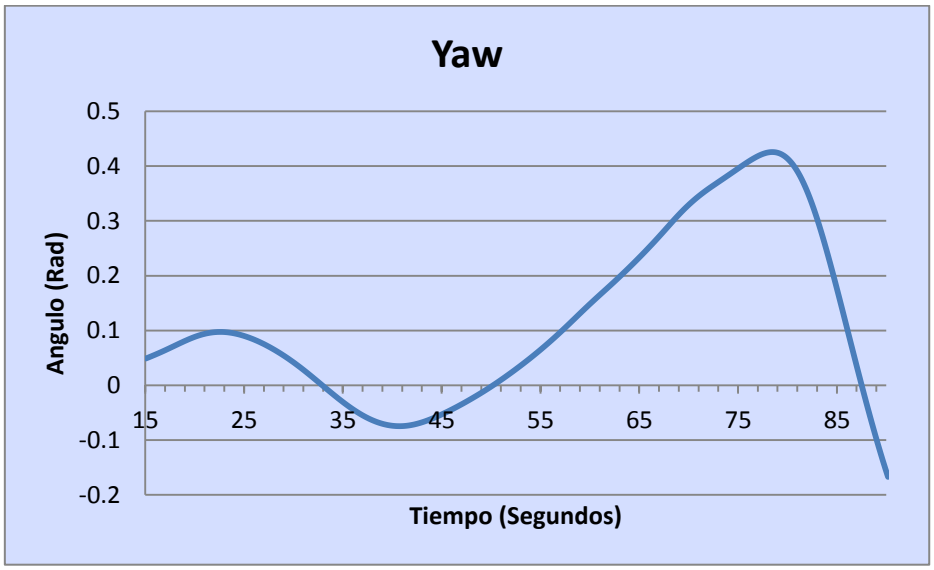




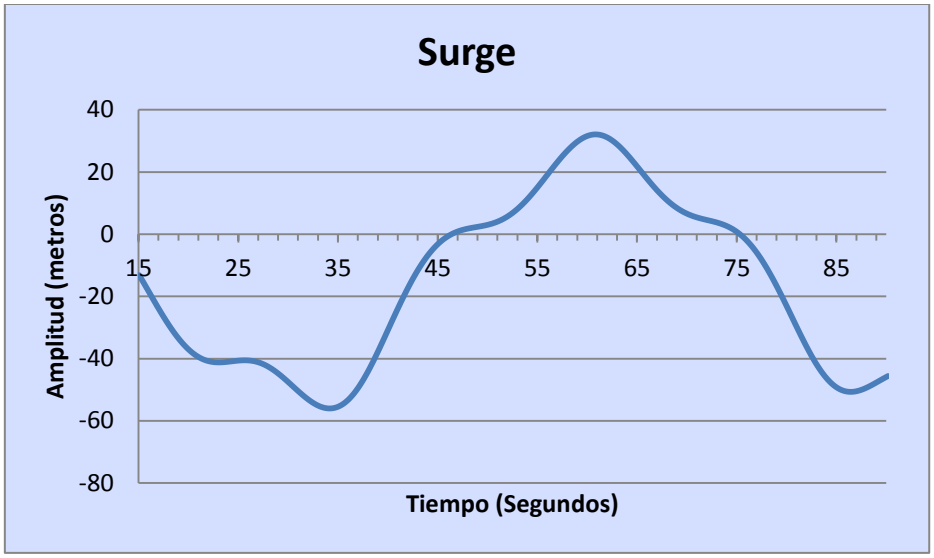


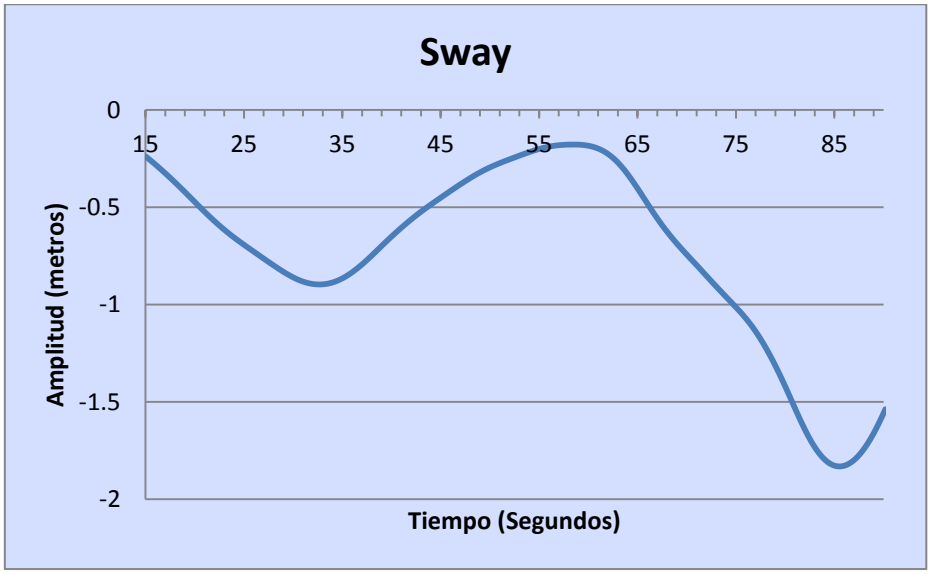

Roll
0.06
0.04
0.02
0
-0.02
-0.04
-0.06
-0.08
-0.1
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

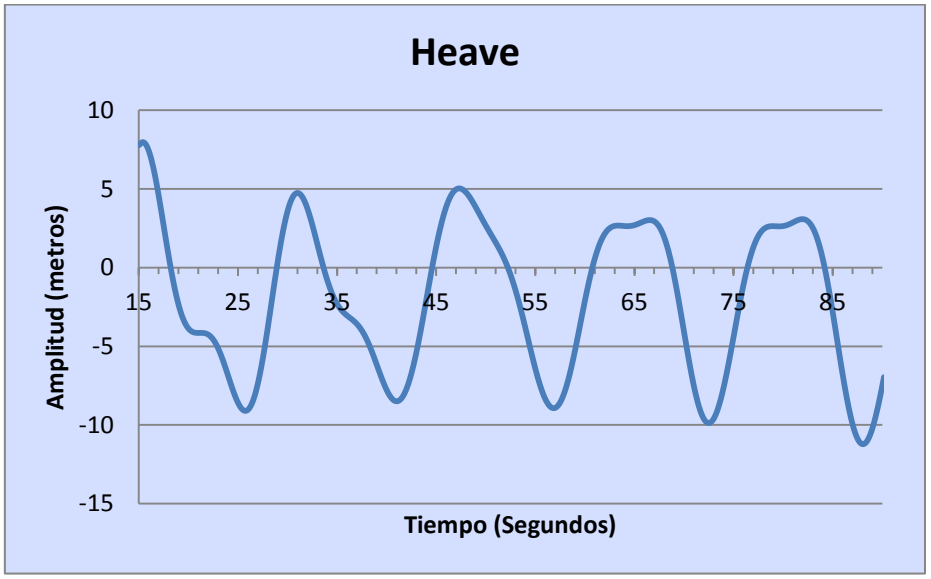
Pitch
0.15
0.1
0.05
0
-0.05
-0.1
-0.15
-0.2
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

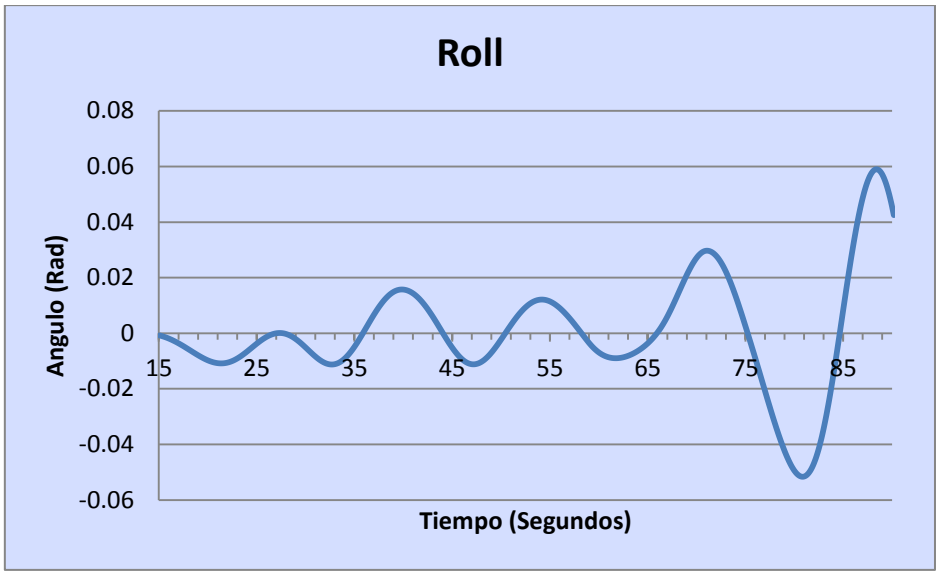

Yaw
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
-0.1
-0.2
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

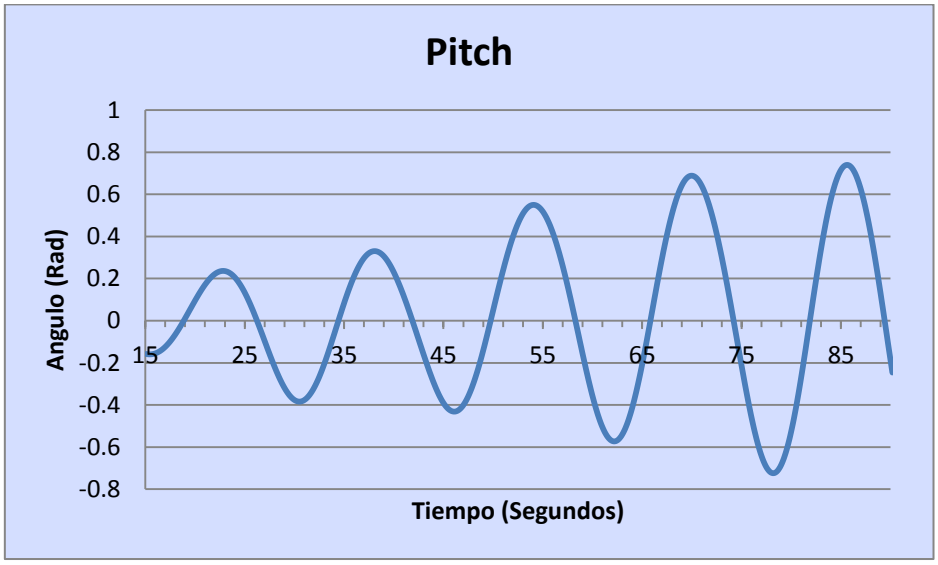
Altura de ola: Hs= 13.75 metros ; Periodo: Tp= 16.14 segundos

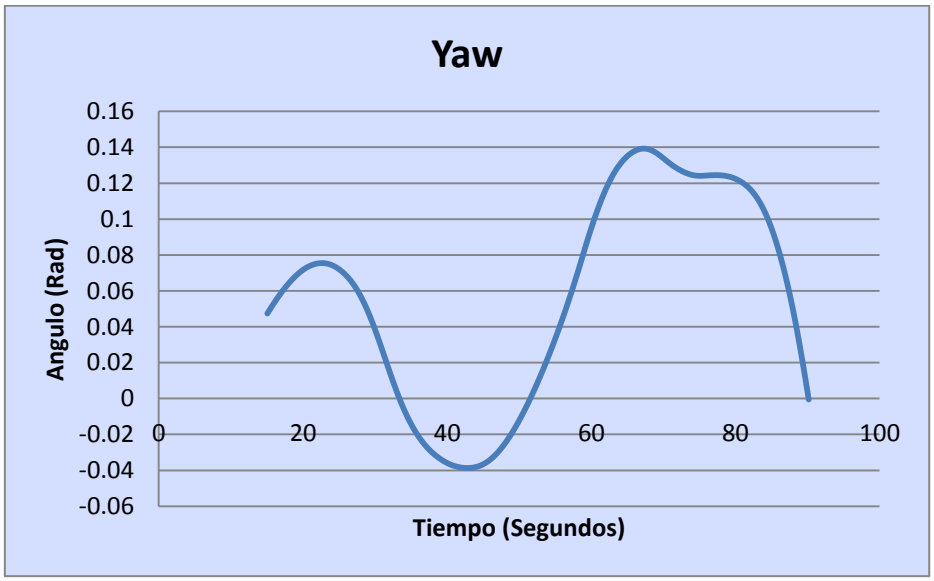




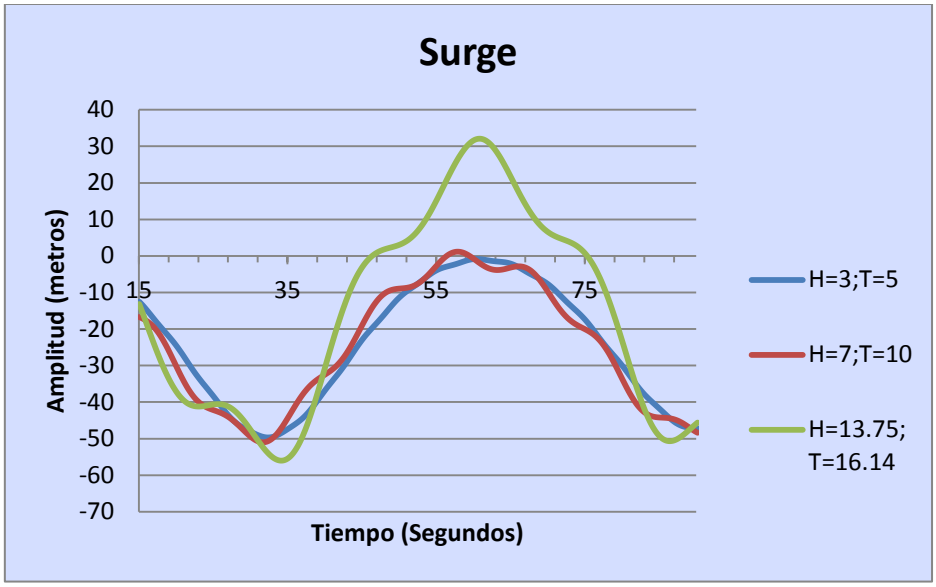


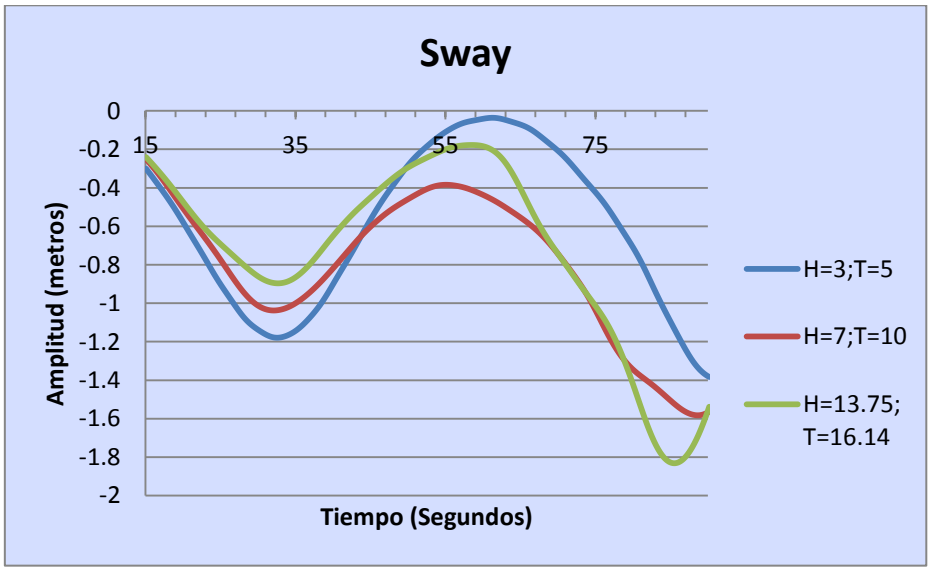

Roll
0.08
0.06
0.04
0.02
0
-0.02
-0.04
-0.06
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

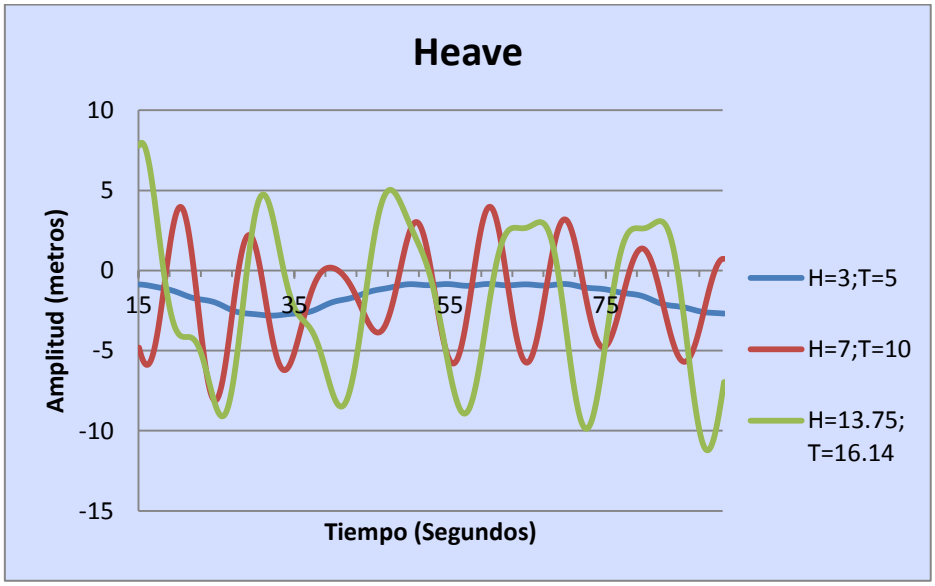

Pitch
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
-0.2
-0.4
-0.6
-0.8
Angulo (Rad)
15
25
35
45
55
65
75
85
Tiempo (Segundos)

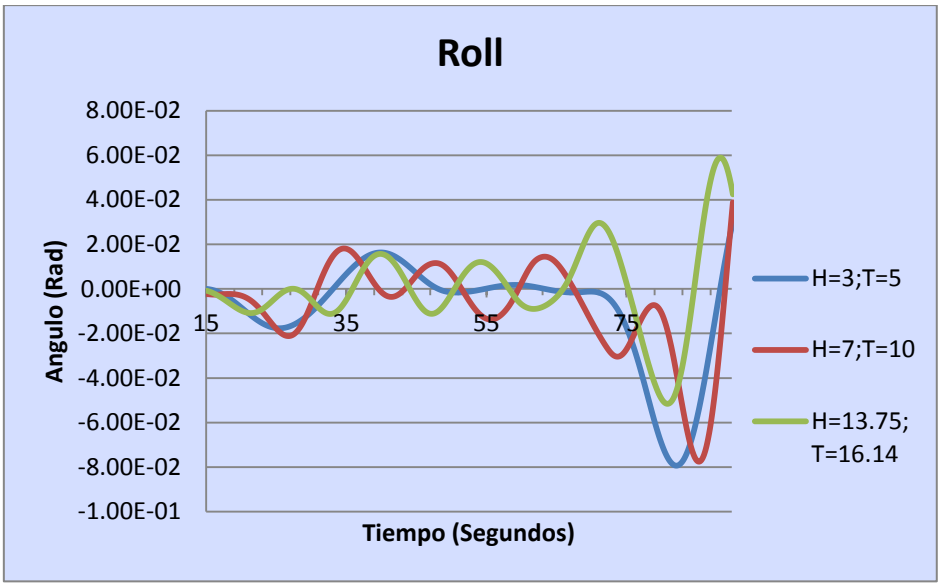

Yaw
0.16
0.14
0.12
0.1
0.08
0.06
0.04
0.02
0
-0.02
-0.04
-0.06
Angulo (Rad)
0
20
40
60
80
100
Tiempo (Segundos)

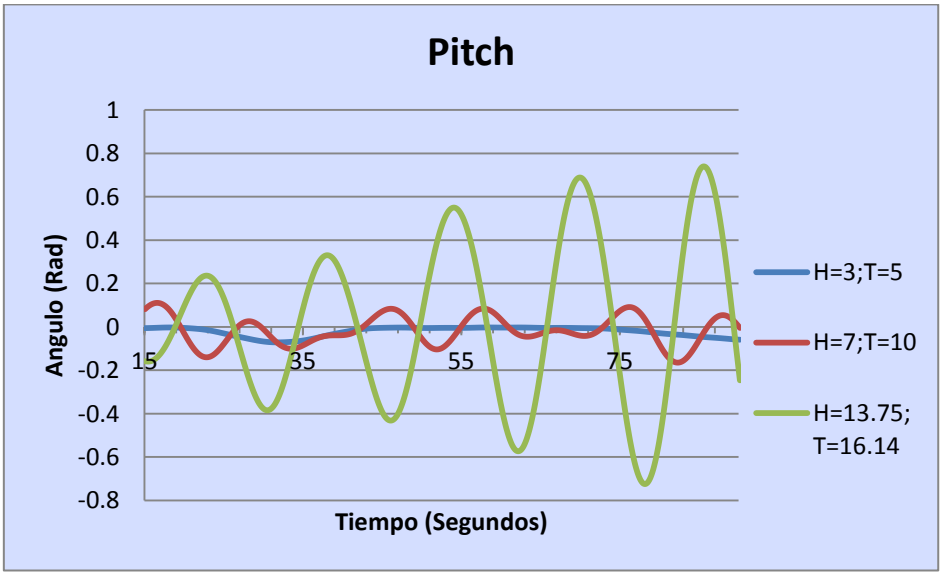
Gráficos comparativos

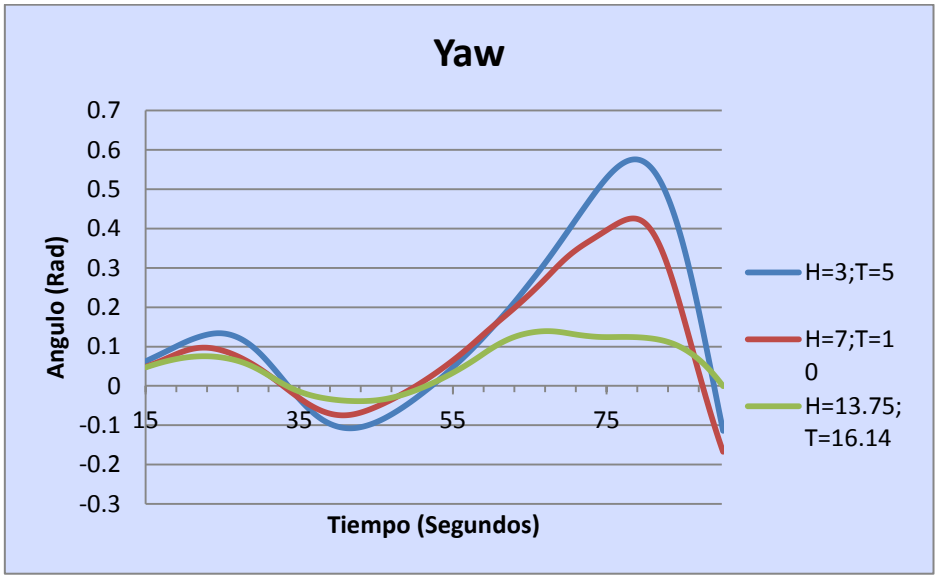







Roll
8.00E-02
6.00E-02
4.00E-02
2.00E-02
0.00E+00
-2.00E-02
-4.00E-02
-6.00E-02
-8.00E-02
-1.00E-01
Angulo (Rad)
15
35
55
75
Tiempo (Segundos)
H=3;T=5
H=7;T=10
H=13.75; T=16.14


Pitch
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
-0.2
-0.4
-0.6
-0.8
Angulo (Rad)
15
35
55
75
Tiempo (Segundos)
H=3;T=5
H=7;T=10
H=13.75; T=16.14


Yaw
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
-0.1
-0.2
-0.3
Angulo (Rad)
15
35
55
75
Tiempo (Segundos)
H=3;T=5
H=7;T=10
H=13.75; T=16.14

6.5 Resultados

		Valores máximos	Surge (m)	Sway (m)	Heave (m)	Roll (Rad)	Pitch (Rad)	Yaw (Rad)
Resultados del análisis	Sin cargas de viento	**H=3; T=5**	0.3135	-0.0030	0.1079	3.04E-05	-0.0013	2.25E-0.4
		H=7;T=10	0.6932	-0.0073	0.2515	4.58E-05	-0.0029	0.00051
		H=13.75;T=16.14	-28.0194	0.0112	8.6514	-4.78E-04	0.6499	-0.0011
	Con cargas de viento	**H=3; T=5**	-49.5312	-1.3446	-2.7355	-7.94E02	-0.0696	0.5715
		H=7;T=10	-50.5725	-1.5819	-7.6103	-0.0751	-0.1646	0.4257
		H=13.75;T=16.14	-55.794	-1.8318	-11.1252	0.0580	0.7029	0.1384

7. Análisis estructural

En este apartado se introducirán las cargas de viento y de oleaje que actúan sobre la estructura en condiciones pésimas para analizar las tensiones a las que van a estar sometidos sus diferentes elementos.

El programa utilizado para llevarlo a cabo es MIDAS, se analizar básicamente las vigas metálicas que unen los diferentes elementos de hormigón armado. Se deberán considerar una serie de hipótesis que a continuación se describirán.

7.1 Condiciones iniciales

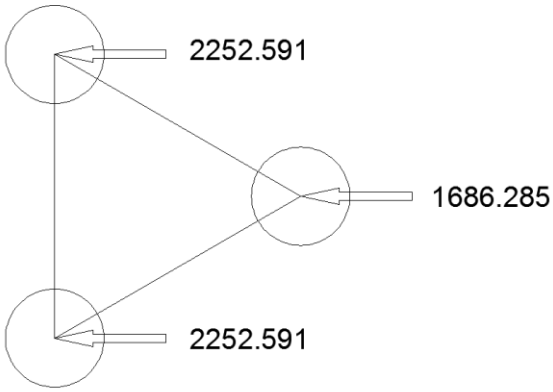
Para analizar el modelo en MIDAS se introducirán las cargas generadas por oleaje que fueron determinadas en el apartado de cargas de operación y las cargas de viento extraídas del documento NREL. Para simplificar el proceso se han considerado una serie de hipótesis para calcular las cargas aplicadas en cada nudo, asumiendo que los elementos de hormigón son grandes nudos en los cuales confluyen las vigas metálicas.

Así pues las hipótesis y cargas consideradas para realizar el análisis se describen a continuación:

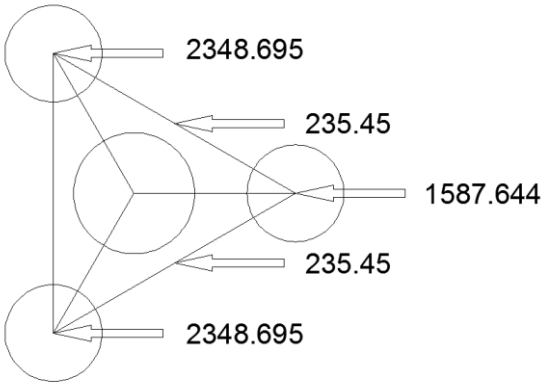
1) Las cargas que actúan sobre cada uno de los flotadores se distribuyen por las vigas metálicas que parten de ellos.
2) La fuerza del oleaje que actúa obre cada una de las barras metálicas del arriostramiento inferior entre flotadores se asumen repartidas a partes iguales entre los flotadores a los que arriostran.
3) La fuerza de oleaje que actúa sobre las vigas metálicas del arriostramiento superior entre flotadores se asumen repartidas, ¼ para cada uno de los flotadores a los que arriostran y ½ para el nudo (Donde confluyen las barras inclinadas) situado a la mitad de la viga metálica.
4) Las fuerzas de oleaje que actúan sobre las barras de triangulación inclinadas se asumen ½ para el flotador correspondiente y ½ para el nudo de mitad de viga metálica.
5) Las fuerzas oleaje que actúan en la base de la torre metálica se asumen que actúan directamente en el punto de confluencia de las vigas de arriostramiento inclinadas entre los flotadores y la cimentación central.
6) Se asumirá a modo de simplificar el problema que los flotadores son puntos fijos debidos a su amarre.
7) Las fuerzas debido al oleaje que actúan en toda la cimentación central se asumirán absorbidas por la sección de la torre de hormigón en la cual confluyen las vigas de arriostramiento horizontales que parten de los flotadores hasta la cimentación central.

A partir de las consideraciones anteriores a continuación se muestra de forma esquemática las fuerzas aplicadas (KN) para la realización del análisis estructural:

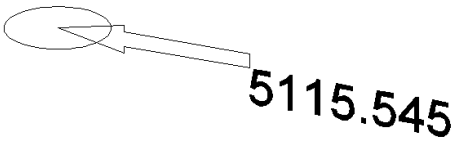
Arriostramiento inferior entre flotadores



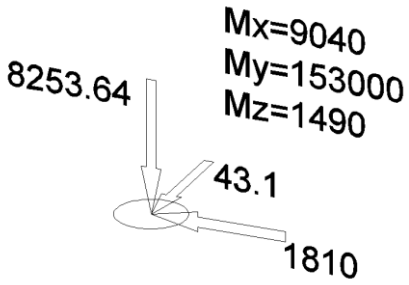
Arriostramiento superior entre flotadores + arriostramiento horizontal cimentación central



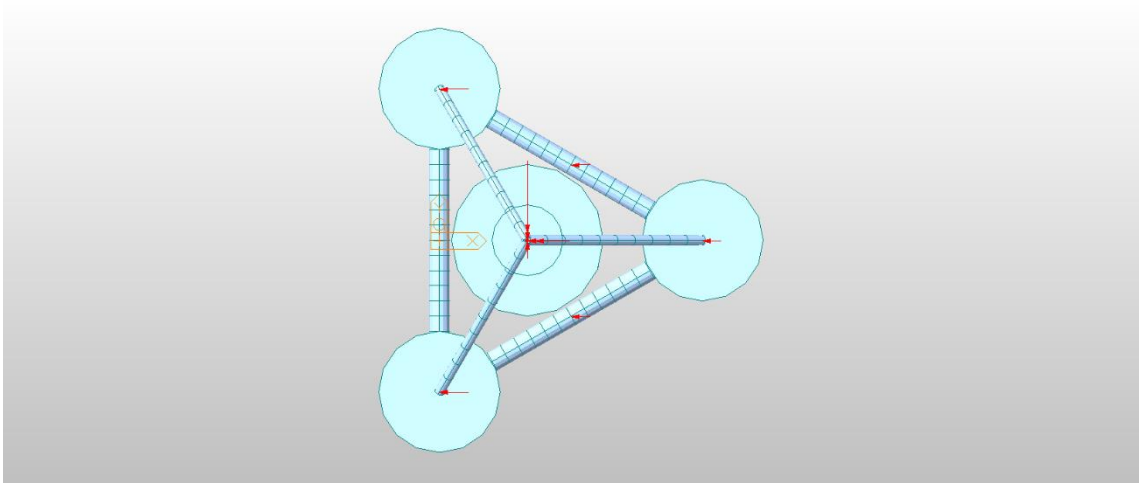
Unión de las vigas centrales horizontales en la torre de hormigón



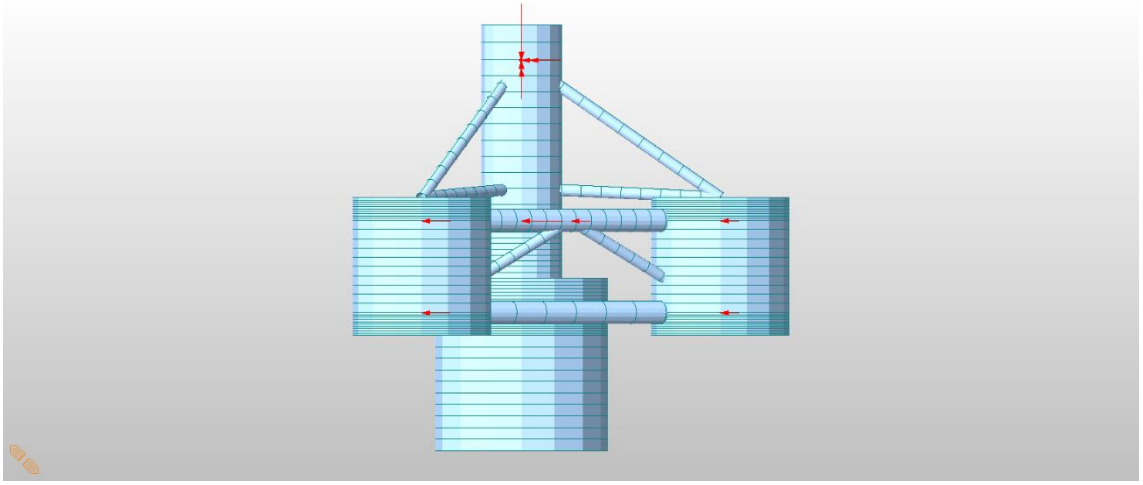
Base de la torre metálica



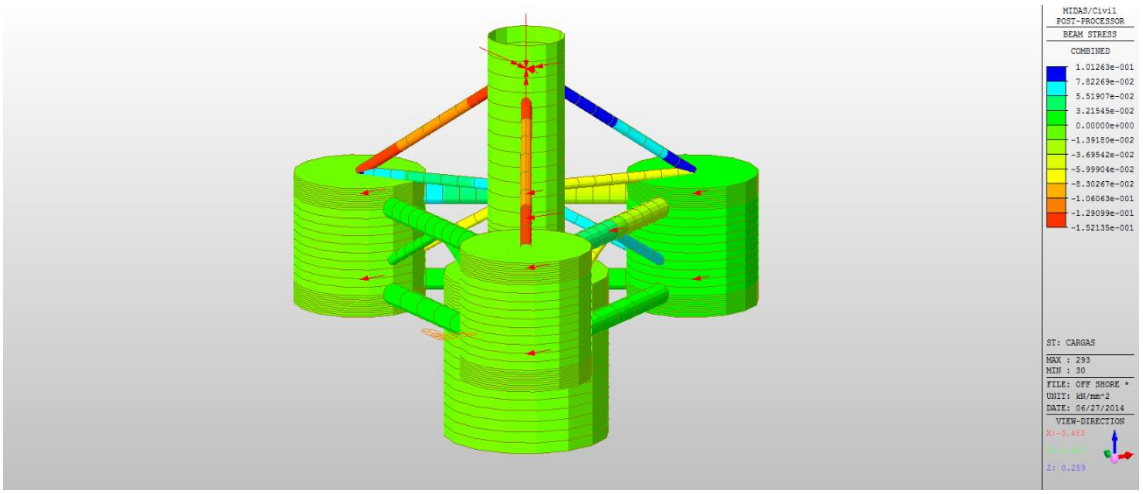
7.2 Resultados



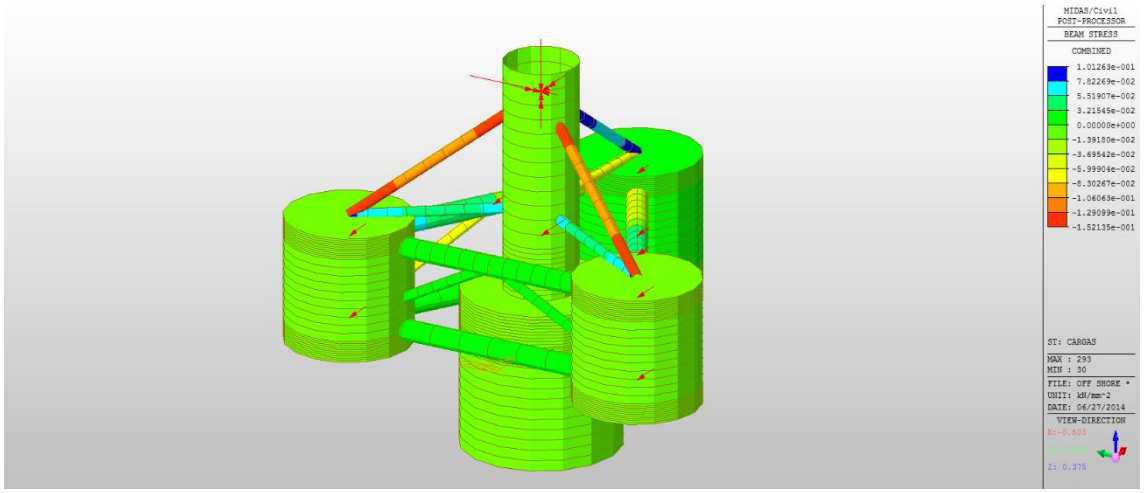
Cargas



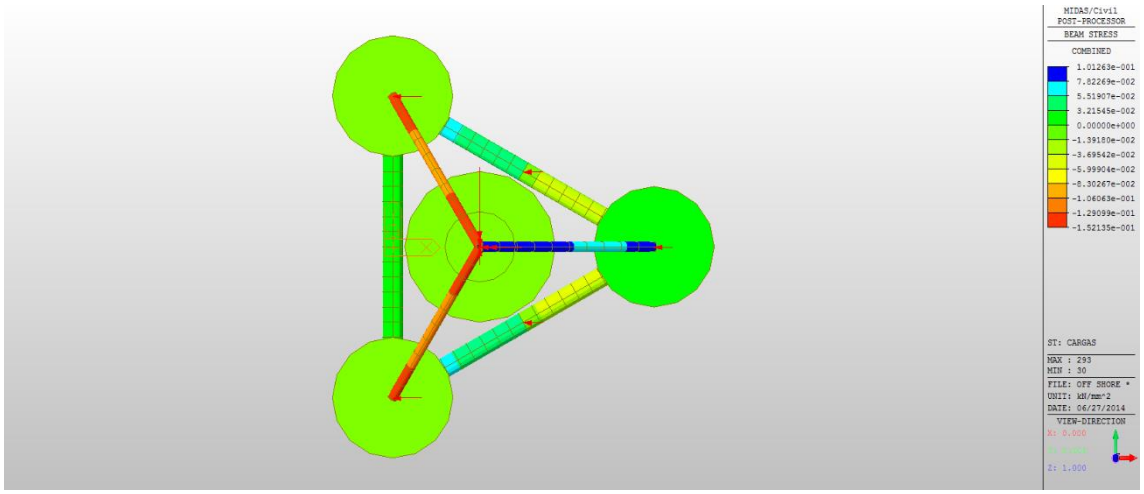
Cargas



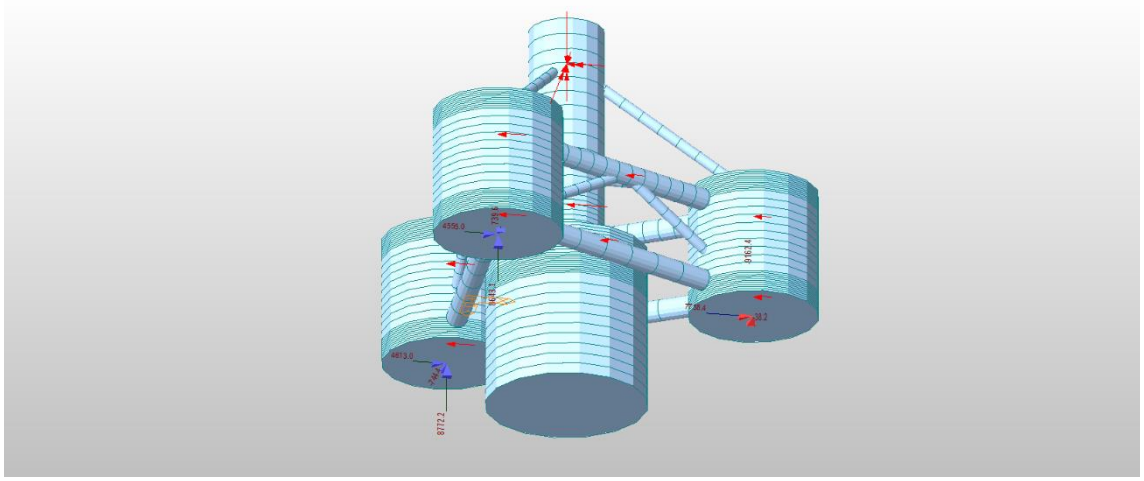
Tensiones (MPa)



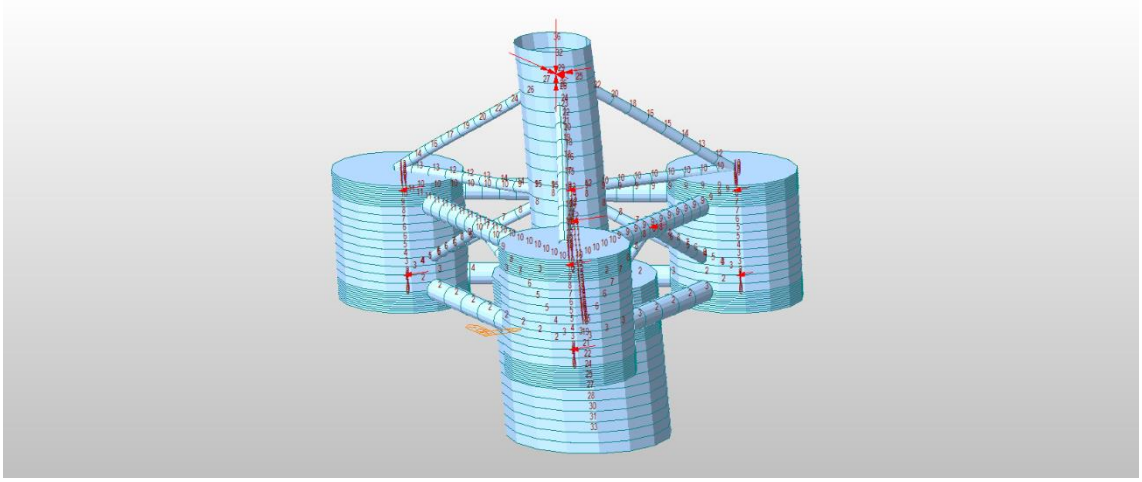
Tensiones (MPa)



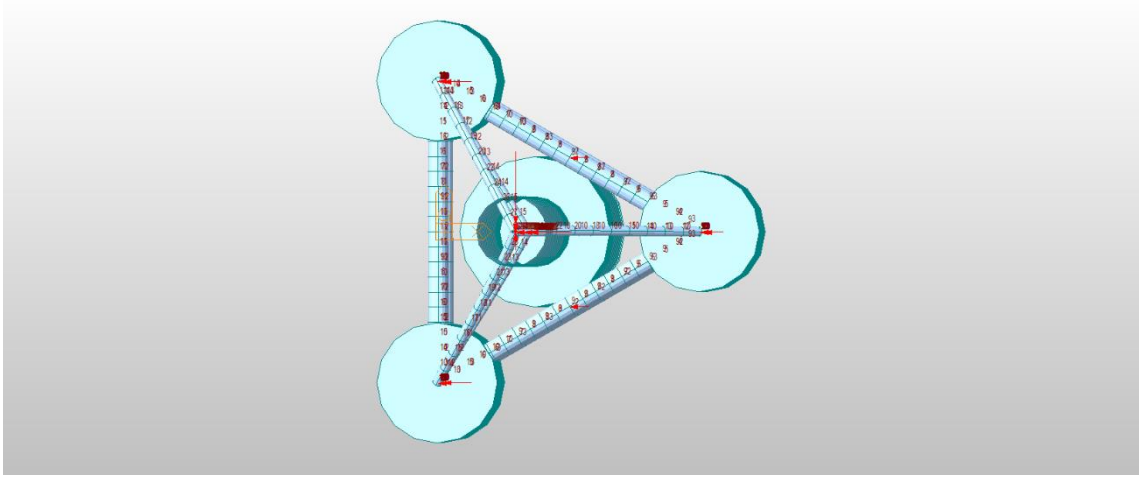
Tensiones (MPa)



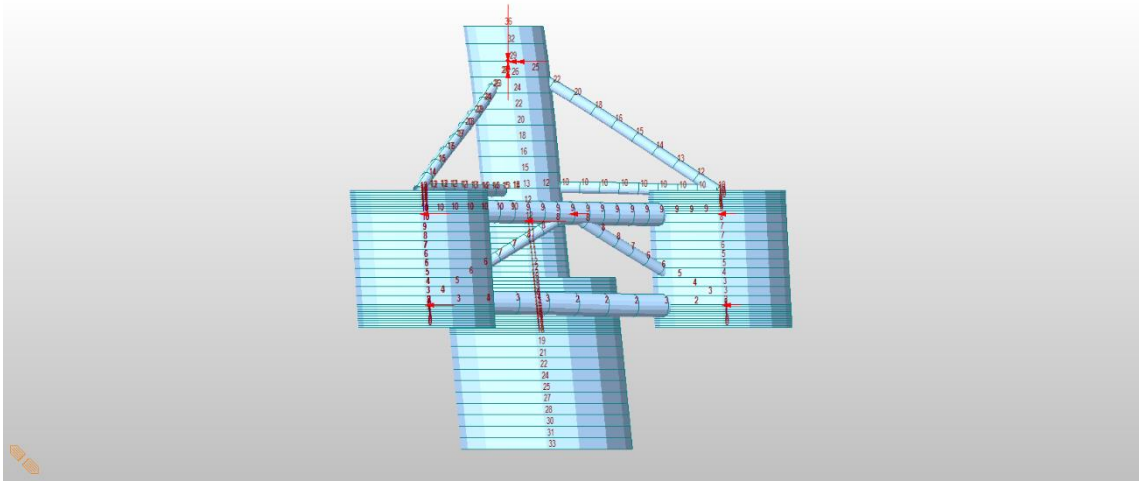
Deformada (mm)



Deformada (mm)



Deformada (mm)



Deformada (mm)

Haciendo un análisis global a partir de los resultados obtenidos por el programa MIDAS vemos como las vigas centrales inclinadas que deben soportan la mayor parte de los esfuerzos provocados por el viento son las que más sufren, están una de ellas la que se encuentra en la dirección del oleaje incidente trabajando a tracción y las otras dos trabajando fundamentalmente a compresión.

Lo contrario ocurre con las vigas centrales horizontales, aquella que se encuentra en la dirección del oleaje incidente trabaja fundamentalmente a compresión y las otras dos fundamentalmente a tracción. Si bien los esfuerzos son menores que en el caso de las vigas centrales inclinadas.

En lo que respecta a las vigas perimetrales, vemos como sus esfuerzos varían de tracción a compresión al pasar por el nudo central donde confluyen las vigas de triangulación. También se debe mencionar que los esfuerzos sufridos por ellas son siempre menores que los sufridos por las vigas centrales inclinadas.

8. Proceso constructivo

La construcción de la estructura se llevará a cabo en un dique seco, en España existe uno situado en Cádiz, apto para la realización de la estructura. Será necesario también disponer los acopios de áridos necesarios y que se vayan a emplear, se deberá disponer también el parque de ferralla y la planta de hormigonado.

Así mismo se deberán disponer las vigas de acero necesarias para realizar la estructura.

El hormigonado se realizará mediante encontrado deslizante.

Encofrado deslizante

El método conocido como encofrado deslizante consiste básicamente en la ejecución de un encofrado, generalmente a doble cara, de pequeña altura (1,00 a 1,20 m) con la misma forma geométrica que la estructura a construir.

Este encofrado de fabricación exacta y rígida, se monta sobre el terreno, soportado por unos caballetes metálicos desmontables por piezas y de poco peso, cuya altura libre será la máxima posible para facilitar la colocación de la armadura horizontal, sobre estos caballetes se colocan unos aparatos de elevación, generalmente hidráulicos, que trepan a través de tubos o barras metálicas de diferentes diámetros, según la capacidad de los elementos de elevación que se apoyan sobre la cimentación.

El hormigón se vierte en el encofrado y a medida que endurece, se levanta este último a intervalos de tiempos elegidos, con carreras cortas de elevación del orden de 2 a 3 cm.

La operación una vez iniciada es continua y las interrupciones en el deslizamiento del encofrado son posibles adoptando las medidas apropiadas.

La velocidad del deslizamiento estará totalmente determinada por dos condiciones:

a) Fraguado del hormigón: en el que intervienen el tipo de cemento utilizado, la temperatura de su puesta en obra y la temperatura y humedad ambiente.

b) Medios empleados:

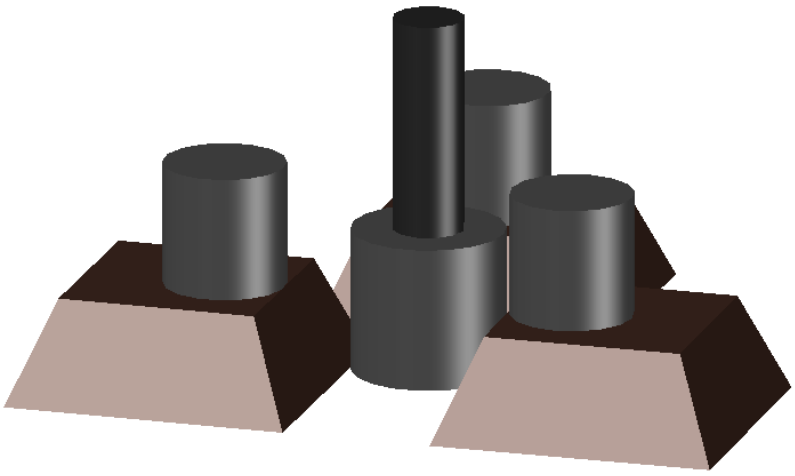
- Central de hormigonado y taller para la preparación de la ferralla.
- Puesta en obra del hormigón y las armaduras.
- Personal para la distribución y el vibrado del hormigón, montaje de armaduras, colocación de huecos, placas y demás elementos incorporados al hormigón.
- Medios auxiliares para el curado y la terminación del hormigón.
- Accesos a las plataformas de trabajo.

Fases

A continuación se describe el proceso constructivo que seguirá las siguientes etapas:

Etapa 1: Para poder realizar el montaje de los flotadores y de la cimentación central, dado que no se encuentran a la misma altura, se deberán disponer soportes para elevar la posición de los flotadores con respecto al fondo donde irá apoyado el cajón central.

Como elementos para elevar la posición de los flotadores se podrán utilizar taludes de tierra compactados. Se deberá prestar especial atención a la exactitud en la altura de los taludes de tierra ya que en etapas posteriores se unirán los diferentes elementos mediante las vigas metálicas y precisan de exactitud para no dar problemas al ajustarlas.



Disposición para el hormigonado

Etapa 2: Una vez dispuestos los soportes de los flotadores con la altura precisa, se comenzará por la construcción del cajón central, ya que es la parte de la estructura que se sitúa a la menor cota. La forma de llevar a cabo tanto la cimentación central como los flotadores será mediante encofrado deslizante como se indicó anteriormente. Lo primero a construir será la losa inferior del cajón central:

2.1 Se deberá construir en el taller de ferralla la armadura que forma parte de la base del cajón.

2.2 Colocación de la ferralla y del encofrado de la losa inferior del cajón.

2.3 Hormigonado de la losa inferior del cajón central.

2.4 Retirada del encofrado de la losa.

Etapa 3 Se deberá comenzar la construcción del fuste del cajón central, mediante encofrado deslizante. Se construirá en el taller de ferralla y se tendrán disponibles para su utilización las armaduras necesarias para la construcción del fuste.

La ejecución se iniciará desde la parte interior hacia el exterior, esto es, primero se construirá el anillo central, el cual partirá de las esperas debidamente colocadas en la losa inferior y tiene un altura de 13.45 metros, es decir, llega hasta la cota superior del cajón central. Sin embargo,

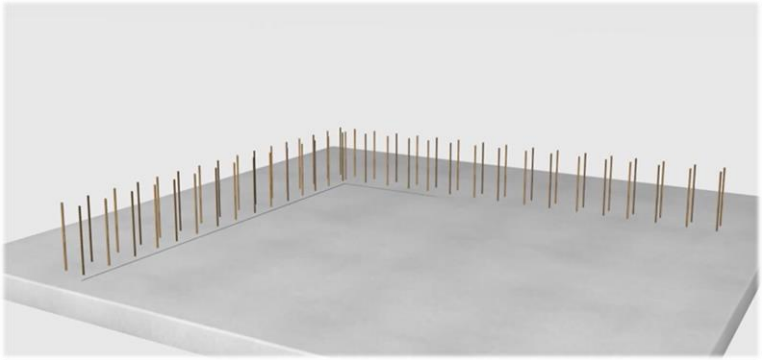
dado que la torre de hormigón no es más que una continuación de este anillo central, se hormigonará la totalidad de la torre para una altura total de 21+13.45 = 34.45 metros.

Tanto para la construcción de las diferentes partes del cajón como de los flotadores, se utilizará un panel deslizante con un espesor de 1.40 metros, por dos caras.

Así pues las subfases de esta etapa son:

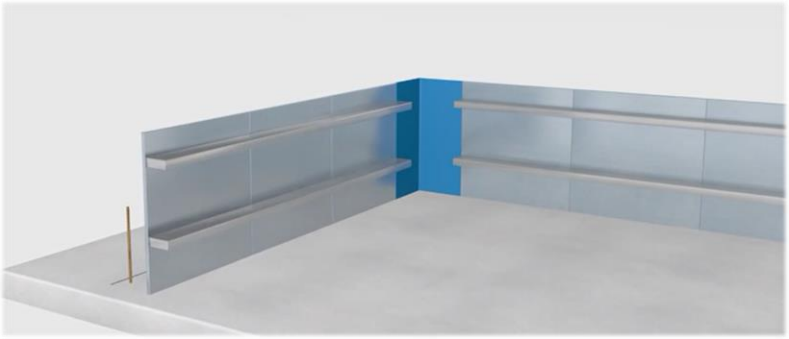
** Se acompañará la primera explicación de las fases de encofrado deslizante con capturas de un ejemplo del mismo, se puede apreciar que no son para un cilindro como es nuestro caso, luego únicamente se muestran a modo ilustrativo*

3.1 Tras el hormigonado de la losa inferior se habrán dejado las esperas necesarias tanto para la construcción del anillo central como del cilindro exterior.



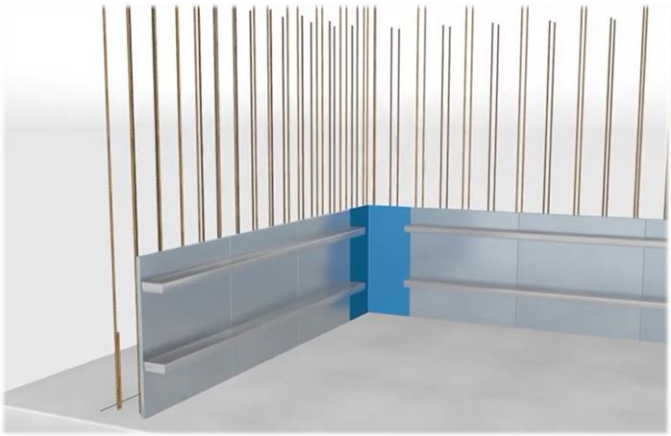
Esperas en la losa inferior

3.2 Colocación de los paneles interiores del encofrado, con las vigas horizontales de anclaje que permitan la colocación posterior de los caballetes que sostienen las plataformas.



Paneles interiores

3.3 Colocación de las armaduras verticales a partir de las esperas.

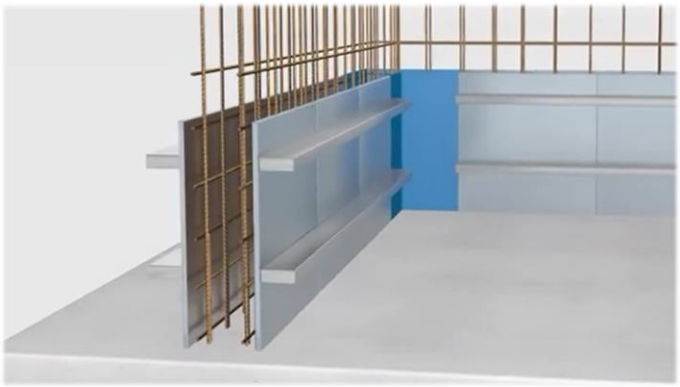


Armaduras verticales

3.4 Colocación de las armaduras horizontales. A cotas más altas se colocarán desde las plataformas de trabajo.

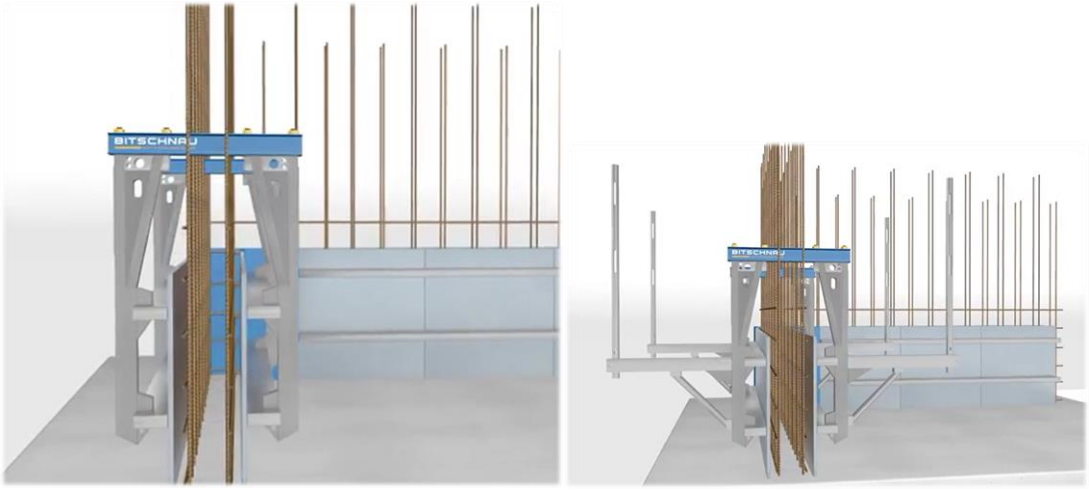
Armaduras horizontales

3.5 Colocación de los paneles exteriores del encofrado, con las vigas horizontales de anclaje que permitan la colocación posterior de los caballetes que sostienen las plataformas.



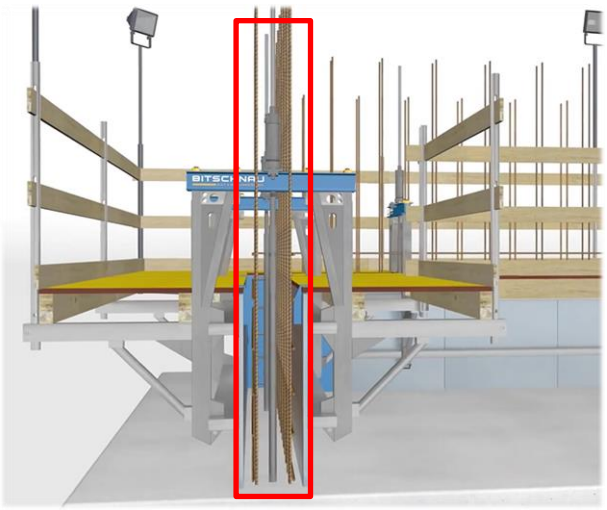
Paneles exteriores

3.6 Colocación de los caballetes para la sujeción de la plataforma y que permiten la progresiva elevación de los panales, tanto interiores como exteriores.



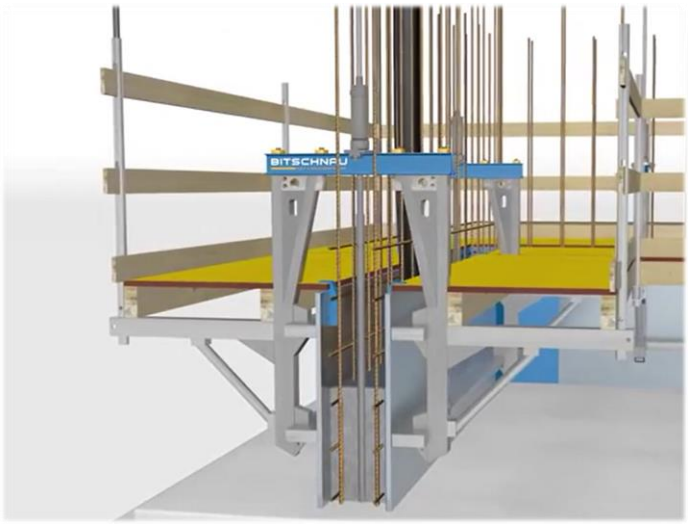
Caballetes

3.7 Colocación del sistema hidráulico de elevación.



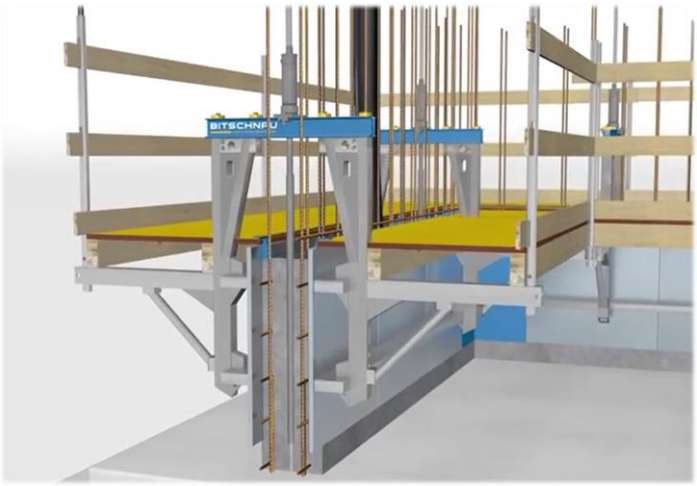
Sistema hidráulico de elevación

3.8 Hormigonado con tubo Tremie.



Hormigonado

3.9 Avance del encofrado deslizante



Avance

3.10 Una vez alcanzada la cota de coronación de la torre de hormigón se deberán desmontar los encofrados.

Etapa 4: Se pasará ahora al hormigonado del cilindro exterior del cajón central que tendrá una altura de 13.10 metros, esto es, la altura total del cajón menos las dos losas, superior e inferior. El proceso es análogo al utilizado para la construcción de la torre de hormigón. Se deberá haber construido y tener a disposición toda la armadura necesaria procedente del taller de ferralla.

4.1 Colocación de los paneles interiores del encofrado, con las vigas horizontales de anclaje que permitan la colocación posterior de los caballetes que sostienen las plataformas.

4.2 Colocación de las armaduras verticales a partir de las esperas.

4.3 Colocación de las armaduras horizontales. A cotas más altas se colocarán desde las plataformas de trabajo.

4.4 Colocación de los paneles exteriores del encofrado, con las vigas horizontales de anclaje que permitan la colocación posterior de los caballetes que sostienen las plataformas.

4.5 Colocación de los caballetes para la sujeción de la plataforma y que permiten la progresiva elevación de los panales, tanto interiores como exteriores.

4.6 Colocación del sistema hidráulico de elevación.

4.7 Hormigonado con tubo Tremie.

4.8 Avance del encofrado deslizante

4.9 Una vez alcanzada la cota de coronación del cilindro exterior se deberán desmontar los encofrados.

Etapa 5: Ya tenemos por tanto construido el fuste del cajón central e incluso la torre de hormigón en su totalidad, nos quedará únicamente la losa superior y la introducción del lastre en el mismo.

5.1 Disponer de la armadura necesaria procedente del taller de ferralla.

5.2 Introducción del lastre en la cantidad requerida.

5.3 Colocación del encofrado horizontal y con la altura fijada para la losa, debemos tener en cuenta que la losa es atravesada por la torre de hormigón.

5.4 Hormigonado de la losa superior.

5.5 Desencofrado cuando se considere oportuno.

Etapa 6: Pasamos ahora a la construcción de los flotadores, si se dispone de medios se podrá realizar la construcción de los tres flotadores al mismo tiempo, de dos de ellos, o bien de cada uno de forma individual. El proceso es similar al de construcción del cajón central, sin embrago, ente caso no tenemos un anillo interior, aunque tenemos rigidizadores que se colocan formando una cruz en el interior del flotador, se buscará por tanto la forma más adecuada para llevarlos a cabo.

La primera etapa en la construcción de los flotadores es la construcción de la losa inferior de los mismos, de forma similar a como se construyó la del cajón central:

6.1 Se deberá construir en el taller de ferralla la armadura que forma parte de la base del flotador.

6.2 Colocación de la ferralla y del encofrado de la losa inferior del flotador.

6.3 Hormigonado de la losa inferior del flotador.

6.4 Retirada del encofrado de la losa.

Etapa 7: Se comenzará a construir el fuste del flotador, teniendo en cuenta la existencia de rigidizadores. A partir de las esperas de la losa inferior se realizará un encofrado deslizante complejo, de forma que se permita el crecimiento simultáneo del cilindro exterior y de los rigidizadores.

Así pues los pasos a seguir en esta etapa 7 son los siguientes:

7.1 Disposición de la armadura procedente del taller de ferralla.

7.2 Colocación de los paneles interiores del encofrado, con las vigas horizontales de anclaje que permitan la colocación posterior de los caballetes que sostienen las plataformas.

7.3 Colocación de las armaduras verticales a partir de las esperas.

7.4 Colocación de las armaduras horizontales. A cotas más altas se colocarán desde las plataformas de trabajo.

7.5 Colocación de los paneles exteriores del encofrado, con las vigas horizontales de anclaje que permitan la colocación posterior de los caballetes que sostienen las plataformas.

7.6 Colocación de los caballetes para la sujeción de la plataforma y que permiten la progresiva elevación de los panales, tanto interiores como exteriores.

7.7 Colocación del sistema hidráulico de elevación.

7.8 Hormigonado con tubo Tremie.

7.9 Avance del encofrado deslizante

7.10 Una vez alcanzada la cota de coronación del flotador se deberán desmontar los encofrados.

Etapa 8: Una vez terminados los rigidizadores y el cilindro exterior, solo resta el hormigonado de la losa superior para terminar el hormigonado de los flotadores. En este caso, a diferencia de lo que ocurría con el cajón central, la losa superior es maciza y no tienen ningún tipo de abertura central. El proceso a seguir es el siguiente:

8.1 Disponer de la armadura necesaria procedente del taller de ferralla.

8.2 Colocación del encofrado horizontal y con la altura fijada para la losa.

8.3 Hormigonado de la losa superior.

8.4 Desencofrado cuando se considere oportuno.

Etapa 9: Postesado de los flotadores, del cajón central y de la torre de hormigón. Mientras se realizó el deslizado, fue necesaria la colocación de las vainas a través de las cuales se realizara el proceso de postesado.

9.1 Colocación de los tendones de acero.

9.2 Colocación de las cabezas de fijación de los tendones.

9.3 Tesado desde la parte superior de los elementos.

9.4 Sellado de las cabezas de los tendones y de las vainas en las cuales van ubicados.

Etapa 10: Colocación de los elementos de sujeción de las vigas metálicas que permiten la unión de los diferentes elementos de la estructura. Estos elementos irán fijados al cilindro exterior de los flotadores, a la torre de hormigón y a la cara superior de los flotadores.

Los elementos de fijación permitirán la colocación de un pasador que fije las vigas en sus extremos.

Etapa 11: Mediante la utilización de grúas se colocarán las vigas en su posición.

Etapa 12: Instalación del resto de elementos mediante sistemas de elevación, la torre metálica y la Nacelle. Se permite la entrada del agua al dique seco para permitir la extracción del conjunto del mismo. Finalmente mediante remolcadores llevarán a su emplazamiento definitivo.

9. Conclusiones

La eólica offshore supone un mundo aún en estudio y el futuro de la producción de energía de forma respetuosa con el medio. A partir de lo estudiado se puede concluir que la eólica offshore se abre como una posibilidad muy apta para hacer frente a la pronta desaparición de los combustibles fósiles. Los emplazamientos disponibles para la utilización de este tipo de energía son enormes teniendo en cuenta las enormes asas de agua que tenemos sobre el planeta.

Centrándonos en este trabajo, Las plataformas semisumergibles dan pie a un amplio abanico de posibilidades jugando con el tamaño y la posición de los elementos que otras tipologías tienen más restringidos. Incluso con el número de flotadores, ya que en esta solución se ha decidido disponer de tres pero el número también podría ser variable con el fin de lograr la máxima estabilidad.

La alternativa estudiada, pese a las limitaciones de este trabajo parece apta para un análisis más profundo y una posterior aplicación en un emplazamiento real. Tanto el análisis dinámico como estructural, pese a las limitaciones, muestran la viabilidad de este modelo de estructura para con un perfeccionamiento poder llevarla a la práctica. Ya que la estabilidad ganada con los flotadores la permite ubicarse en estados de mar con condiciones severas.

Como limitaciones del trabajo mencionar la necesidad un análisis profundo de los amarres que no se ha llevado a cabo en este trabajo, así como un modelo a escala reducida para conseguir una calibración adecuada en el modelado.

10. Bibliografía

Introducción

I. Marta Caicoya, Borja Alza, Bernardino Couñago, "*Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar"*
II. Jordi Segalés Torras, *"Diseño, cálculo y verificación de un aerogenerador marino con fondeo TLP"*
III. Santiago de Guzmán Montón, *"Plataforma Offshore para un aerogenerador de 5 MW"*
IV. NREL, *"Large-Scale Offshore Wind Power in USA Assessment of opportunities and barriers"*
V. *"EAEM Guide to the UK Offshore Wind Industry*", Autumn 2012
VI. EWEA, *"Wind in power, 2013 European statistics"*
VII. GWEC, "Global wind report anual market update 2013"
VIII. EWEA, *"The European offshore wind industry- key trends and statistics 2013"*
IX. "Principios de la Energía eólica"

Links

I. http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/idpag.513/relcategoria.3742/relmenu.165
II. http://www.textoscientificos.com/energia/dispositivos-generacion-energia-olas
III. http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo24.pdf
IV. http://www.energiaeolica.org/
V. http://www.ptmaritima.org/renovables/desarrollo.asp?apartado=14
VI. http://www.ammonit.com/es/informacion-eolica/energia-eolica
VII. http://www.repsol.es/SE/ElTiempo/meteorologia/lacreaciondeltiempo/formaciondelviento.aspx
VIII. http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms
IX. http://www.4coffshore.com/windfarms
X. http://www.puertos.es/oceanografia_y_meteorologia/redes_de_medida/index.html
XI. http://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/fotos/marinas/ampliada/t/tremont-wec-2.jpg
XII. http://re.emsd.gov.hk/english/other/marine/images/marine_tech_010_2.gif
XIII. http://ainaval.files.wordpress.com/2012/02/corrientes-marinas.jpg
XIV. http://2.bp.blogspot.com/_Z7ZCh6IMOwM/TLTLjY0CcGI/AAAAAAAAAOY/-KDRZgFWqqA/s1600/molinos+submarinos.jpg
XV. http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/c/c1/Fuerzas_baricas.jpg/420px-Fuerzas_baricas.jpg

Bases de diseño

I. Puertos del Estado, *"Extremos máximos de Oleaje"*
II. J.M. Jonkman, NREL, "*Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine"*

Cargas de operación

I. Pablo Ruiz Albert, *"Bases para la obtención de las acciones de diseño del oleaje en aerogeneradores marinos"*
II. Jan Van Der Tempel, *"Design off Support Structures for Offshore Wind Turbines"*

Análisis dinámico SeaFEM

I. Compass, *"SeaFEM Reference, solver for seakeeping and maneuvering problems"*
II. Antoni Canela Mata, Jordi Segalés Torras, *"Realización de un tutorial de SeaFEM para analizar el comportamiento de estructuras en la mar"*

Links

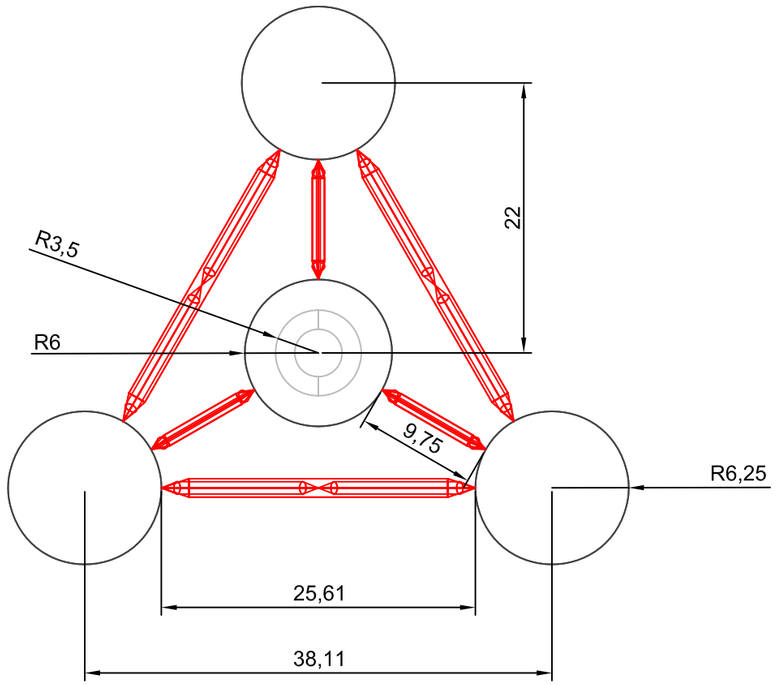
I. http://www.compassis.com/compass

Proceso constructivo

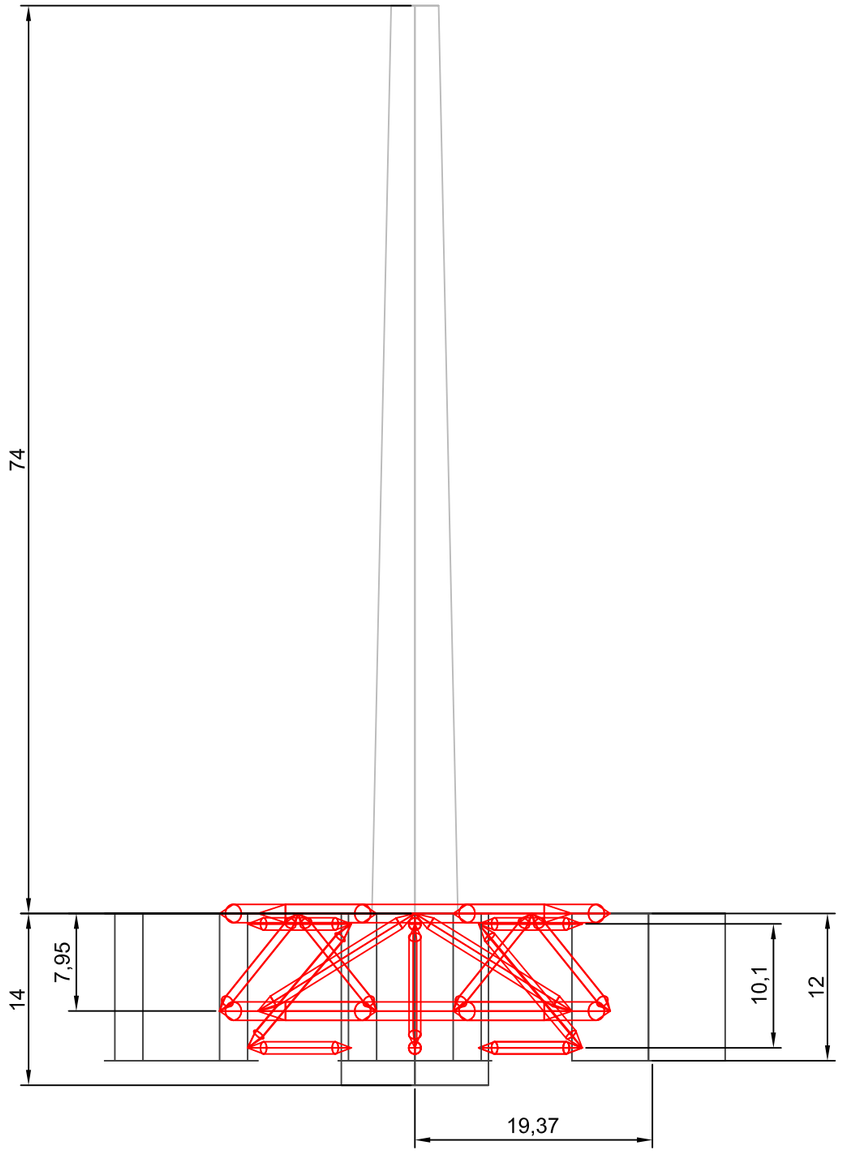
I. M. Barrios Martinez, *"Construcción de silos con encofrados deslizantes"*
II. Javier Gallegos Castañeda, *"Los encofrados deslizantes, técnica y utilización"*
III. Osalan, *"Guía práctica de encofrados"*

PLANOS

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



PLANTA

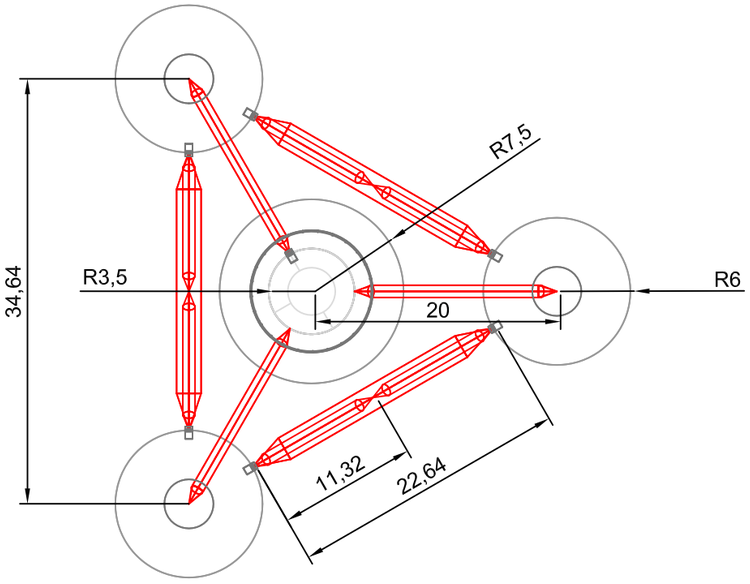


ALZADO

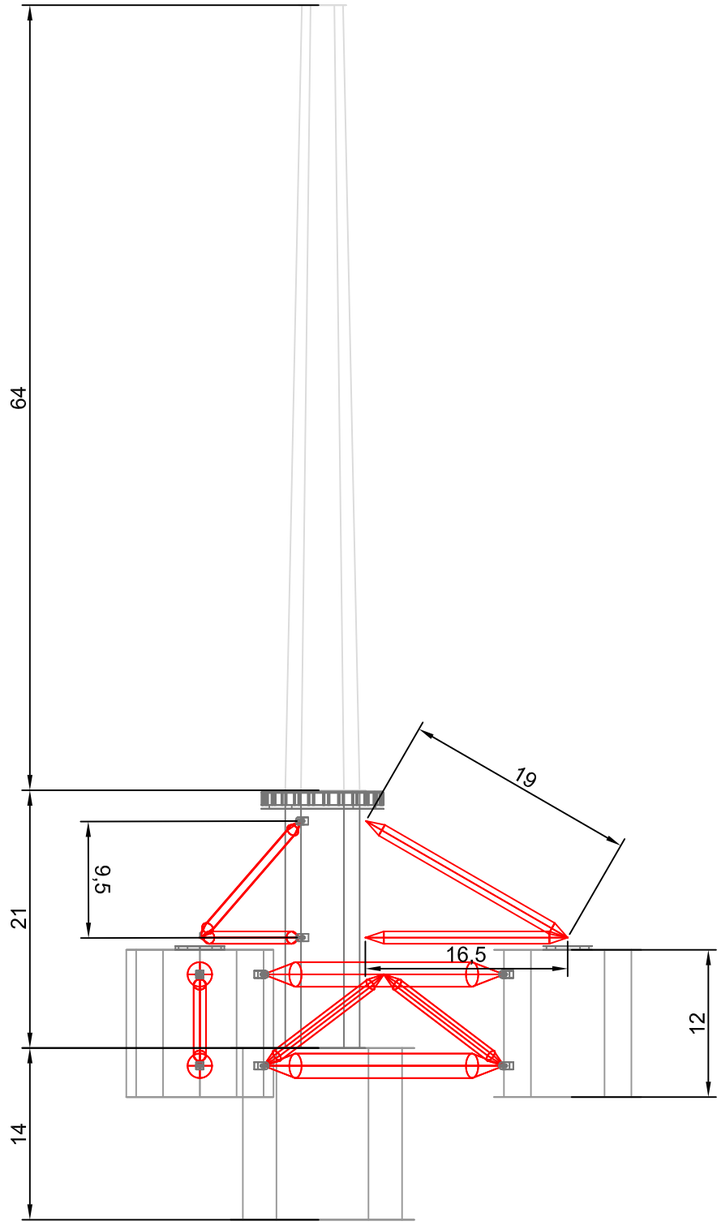
	ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS UNIVERSIDAD DE CANTABRIA TRABAJO DE CURSO	TIPO ESTRUCTURA	TITULO TFG	TERMINO MUNICIPAL SANTANDER PROVINCIA CANTABRIA	TITULO DEL PLANO ALTERNATIVA 2	AUTOR HECTOR LOBETO	ESCALA 1/2000	FECHA 30/07/14	NORTE PLANO N 1

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK



PLANTA



ALZADO

	ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS UNIVERSIDAD DE CANTABRIA TRABAJO DE CURSO	TIPO ESTRUCTURA	TITULO TFG	TERMINO MUNICIPAL SANTANDER PROVINCIA CANTABRIA	TITULO DEL PLANO ALTERNATIVA 2	AUTOR HECTOR LOBETO	ESCALA 1/2000	FECHA 30/07/14	NORTE PLANO N 2

PRODUCIDO POR UN PRODUCTO EDUCATIVO DE AUTODESK