

**Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y  
Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería.**

Máster Universitario en Eficiencia Energética 2015/2016

# TFM

(Trabajo Final de Máster)

**DISEÑO OPTIMIZADO DE ALIMENTACIÓN DE  
SERVICIOS AUXILIARES DE UN PARQUE  
EÓLICO OFF-SHORE EN AGUAS PROFUNDAS.**

**Alumno:** Hernández Hernández, Carlos.

**Tutor:** Pulido Alonso, Antonio

**Cotutor:** Méndez Babey, Máximo

# Índice

<b>A. Introducción.....</b>	<b>8</b>
<b>B. Sistemas y equipos auxiliares.....</b>	<b>25</b>
<b>C. Optimización equipos auxiliares .....</b>	<b>43</b>
<b>D. Sistema Posicionamiento Dinámico .....</b>	<b>62</b>
<b>E. Anexos.....</b>	<b>85</b>
<b>F. Conclusiones y bibliografía .....</b>	<b>108</b>

# Índice Figuras

## **SECCIÓN A (Pág. 8-24)**

- Figura 1.2.1: Potencia eólica instalada a lo largo de los años, datos Red Eléctrica Española.
- Figura 1.2.2: Cobertura eólica a la demanda a lo largo de los años, datos Red Eléctrica Española.
- Figura 1.2.3: Producción eólica instantánea, datos Red Eléctrica Española.
- Figura 1.3.1: Cimentación de las turbinas eólicas, atendiendo a la profundidad.
- Figura 1.5.1: Distribución espacial del potencial eólico marino.
- Figura 1.5.2: Comportamiento modelo de windfloat a tormenta de 100 años.
- Figura 1.5.3: Respuesta windfloat a 12 m/s de viento, balanceo, cabeceo, guiñada.
- Figura 1.6.1: Zonas eólicas marinas, fuente Ministerio de Medio Ambiente.
- Figura 1.7.1: Ubicación del aerogenerador del proyecto y del futuro parque eólico.
- Figura 1.7.2: Velocidad media anual, fuente Ministerio de Industria.
- Figura 1.7.3: Densidad de potencia eólica media anual, fuente Ministerio de Industria.
- Figura 1.8.1: Plataforma off-shore para aerogenerador en aguas profundas, fuente Principle Power.
- Figura 1.8.2: Características plataforma offshore y aerogenerador 5 MW.

## **SECCIÓN B (Pág. 25-42)**

- Figura 2.2.1: Bombas centrífugas para carga y descarga de lastre.
- Figura 2.2.2: Acceso al aerogenerador con medios aéreos
- Figura 2.2.3: Válvula de mariposa de nuestro sistema de lastre.
- Figura 2.2.4: Válvula de tres vías para lastrado y descargas de mar.
- Figura 2.2.5: Válvula de retención.
- Figura 2.2.6: Bomba de pozo sumergido.
- Figura 2.2.7: Disposición de bombas, tuberías y válvulas en una columna.

- Figura 2.5.1: Sistema de engranajes multiplicador de velocidad.**
- Figura 2.5.2: Interior de góndola de aerogenerador.**
- Figura 2.7.1: Escalera de acceso exterior a la columna.**
- Figura 2.7.2: Grúa elevadora para la lancha rápida, ubicada en la cubierta principal.**
- Figura 2.8.1: Estopor, izquierda y fairlead, derecha.**
- Figura 2.8.2: Anclas con alto poder de agarre, derecha será el modelo escogido.**
- Figura 2.8.3: Pilotes de perforación durante su instalación.**
- Figura 2.8.4: Coeficiente de forma, para hallar numeral de equipo.**
- Figura 2.8.5: Tabla numeral de equipo, fuente ABS.**
- Figura 2.8.6: Dimensiones de eslabones, fuente ABS.**
- Figura 2.8.6: Dimensiones de eslabones, fuente ABS.**
- Figura 2.8.7: Localización de los cables de fondeo, las anclas en popa.**
- Figura 2.8.8: Situación de las líneas de fondeo durante deriva.**

## **SECCIÓN C (Pág. 43-61)**

- Figura 3.2.1: Pasamuros y cable submarino de 5 MW a través de la columna de popa.**
- Figura 3.2.2: Pasamuros cubiertas, cinco y seis, hasta servicios auxiliares.**
- Figura 3.2.3: Conexión a tierra de un parque eólico off-shore.**
- Figura 3.2.4: Cable submarino con los diferentes materiales y elementos.**
- Figura 3.2.5: Batimetría sur de Tenerife, zona de ubicación (Fuente: REDMIC y Grafcan)**
- Figura 3.3.1: Esquema generación de energía a partir del propio aerogenerador.**
- Figura 3.3.2: Transformador marino refrigerado con agua.**
- Figura 3.3.3: Esquema línea de consumos a partir de baterías.**
- Figura 3.3.4: Esquema eléctrico interno nivel UPS.**
- Figura 3.4.1: Balance eléctrico de los sistemas de la plataforma prototipo.**
- Figura 3.5.2: Circuito esquema del sistema de lastrado de la plataforma.**
- Figura 3.5.3: Detalle del sistema de lastre en la cubierta número 5.**
- Figura 3.5.4: Bombas de pozo sumergido, de la casa KSB tipo UPA 350.**
- Figura 3.5.5: Variador de velocidad CS 80 CV 400 V *Velocidad Variable* de Aiguapres.**
- Figura 3.5.5: Características de la bomba escogida, según fabricante KSB.**
- Figura 3.5.6: Balance eléctrico de los sistemas de la plataforma prototipo, con variadores de frecuencia.**

## SECCIÓN D (Pág. 62-84)

Figura 4.2.1: Joystick e interfaz para el control manual del sistema DP.

Figura 4.2.3: Área de mantenimiento de la posición por parte del sistema.

Figura 4.3.2: Configuraciones sistema DP, en función de la clase debido a la redundancia.

Figura 4.3.3: Producto seleccionado K-Pos DP-11, para la gestión DP.

Figura 4.3.4: Hélice azimutal, izquierda, y hélice de maniobra, derecha.

Figura 4.3.5: Resistencia al avance, método Holtrop y Mennen.

Figura 4.3.6: Tabla para la obtención de  $C_s$ , fuente ABS.

Figura 4.3.7: Tabla para la obtención de  $C_h$ , fuente ABS.

Figura 4.3.8: Boyas en nuestra zona de ubicación, y características de la escogida.

Figura 4.3.9: Datos punto SIMAR, boya, sobre periodo y altura de olas entre 1958-2016, mes a mes.

Figura 4.3.10: Perfil de velocidades por corrientes, fuente ABS.

Figura 4.3.11: Plataformas oceánicas Seadrill, y relación respecto a la nuestra.

Figura 4.3.12: Clase IMO, y clasificación equivalente, del sistema DP.

Figura 4.4.1: Clase IMO, y clasificación equivalente, del sistema DP.

Figura 4.4.2: Reglamento ABS, para cálculo de bollard pull en hélice en tobera.

Figura 4.4.3: Bollard pull, descripción gráfica, tracción a punto fijo.

Figura 4.4.4: Especificaciones técnicas motores ABB para aplicaciones marinas.

## SECCIÓN E (Pág. 85-107)

Figura 5.1.1: Ubicación del proyecto, sur de Tenerife.

Figura 5.1.2: Áreas protegidas avifauna, en el sur de Tenerife, próximas a la ubicación.

Figura 5.2.1: Niveles de mantenimiento aplicables a nuestra plataforma.

Figura 5.2.2: Elementos de acceso a nuestras plataformas

Figura 5.3.1: Costes de estudios previos.

Figura 5.3.2: Costes de astillero, costes de construcción.

Figura 5.3.3: Costes de sistemas y equipos auxiliares.

Figura 5.3.4: Costes de los aerogeneradores.

**Figura 5.3.5: Costes de los equipos de mantenimiento de la posición.**

**Figura 5.3.6: Costes de la ingeniería eléctrica.**

**Figura 5.3.7: Costes de operación y mantenimiento.**

**Figura 5.3.8: Costes de buque de apoyo al parque.**

**Figura 5.3.9: Costes de gestión del parque y gastos administrativos.**

**Figura 5.3.10: Presupuesto necesario para realización del proyecto.**

**Figura 5.3.11: Análisis económico del proyecto, ganancias y pérdidas, sin DP.**

**Figura 5.3.12: Análisis económico del proyecto, ganancias y pérdidas, con DP.**

**Figura 5.4.1: Toneladas de CO2 evitadas, fuente Gobierno de Canarias, anuario energético 2013.**

**Figura 5.4.2: Características remolcador tipo a emplear.**

**Figura 5.4.3: Buques auxiliares durante la instalación del Windfloat.**

**Figura 5.4.4: Toneladas de CO2 por tipo de combustibles y toneladas del mismo.**

## **SECCIÓN F (Pág. 108-113)**

**Figura 6.1.1: Áreas eólicas marinas, Ministerio de Medio Ambiente.**

**Figura 6.1.2: Batimetría zona cercana a la ubicación, posible ubicación, fuente Arcgis.**

# **A. Introducción** (Pág. 8)

<b>A.1 <u>Prólogo</u></b> .....	<b>8</b>
<b>A.2 <u>Energía eólica en España</u></b> .....	<b>9</b>
<b>A.3 <u>Energía eólica marina</u></b> .....	<b>11</b>
<b>A.4 <u>Descripción y objetivos del TFM</u></b> .....	<b>13</b>
<b>A.5 <u>Estado del arte</u></b> .....	<b>14</b>
<b>A.6 <u>Ubicación del proyecto</u></b> .....	<b>16</b>
<b>A.7 <u>Condiciones climáticas</u></b> .....	<b>17</b>
<b>A.8 <u>Medidas de la plataforma</u></b> .....	<b>21</b>

## **A.1 Prólogo**

La energía eólica marina, tiene un potencial de crecimiento elevado, no obstante, las profundidades excesivas dificultan su implantación, por ello se hace necesario el desarrollo de plataformas off-shore. En este trabajo se plantea la mejora en eficiencia de este tipo de sistema, no obstante, primeramente debemos ubicarlo en su contexto.

Es un hecho constatado científicamente los efectos adversos para el clima de la quema de combustibles fósiles. Según el último informe, el quinto de éste tipo, del Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático de la ONU, realizado por 800 autores que han analizado 30.000 artículos científicos sobre el tema, estamos en el periodo de 30 años más cálido de los últimos 1.400 años. Es por ello que desde el mismo organismo, la ONU, se emplaza a los países a disminuir su emisión de gases de efecto invernadero, especialmente aquellos con un mayor desarrollo industrial, dejando de lado los aspectos económicos de dicha reducción. El objetivo es la prohibición total de combustibles fósiles en 2100, dejando paso a modelos alternativos de generación de energía, estos modelos hace algún tiempo que se vienen desarrollando y que ya se han implantado, como la energía fotovoltaica, la energía mareomotriz, energía eólica, entre otras. Todas ellas se encuentran en un proceso continuo de evolución con el fin de aumentar su eficiencia de cara a su establecimiento como únicas fuentes de generación de energía, desplazando por completo a aquellas supeditadas a los combustibles fósiles.

De todas las nuevas formas de generación de energía eléctrica, la eólica es la de mayor crecimiento en España y Europa. Ésta parte de un principio básico y elemental, como es el aprovechamiento de un recurso natural tan común como es el viento, para a través del paso de éste por unas alas, generar un movimiento rotatorio, que es el que a través de un generador produce energía eléctrica. Se trata básicamente de aprovechar un recurso natural como es el viento, comprendiendo su comportamiento para una mayor eficiencia de los aerogeneradores. Éstos han evolucionado de los años 90, en los que apenas generaban unos 30 kW, como el modelo E-12 de la empresa alemana Enercon, hasta la actualidad, en la que superan con gran facilidad los 2 MW, como los modelos E-66, E-70, E-82 y E-112 de la misma empresa, dedicada a la construcción de todo el montante que componen los aerogeneradores. Este desarrollo, se da en todas los sistemas de generación de energía alternativos, pues como ya se comentó en el primer párrafo se busca por parte de los estamentos internacionales, que los combustibles fósiles desaparezcan de los sistemas de generación de energía.

En el futuro los sistemas de energía alternativa, seguirán evolucionando, tal y como se prevé, a pesar de los obstáculos. Uno de los principales, la crisis económica, que ha supuesto una drástica desaceleración en el crecimiento de éstas. Esto se debe principalmente a la fuerte inversión inicial y a los gastos en investigación que supone el empleo de estos sistemas alternativos, dos elementos que con la falta de crecimiento económicamente hablando se ven perjudicados, investigación e inversión, siempre quedan en un segundo plano antes las exigencias económicas de los mercados.



Aun así, continúan desarrollándose e implantándose plantas de generación eólica, así como de otros tipos de energías renovables, y es que el único competidor que se pueden encontrar de cara al futuro con mayores prestaciones en eficiencia energética es la fusión nuclear. Aunque se encontrará con el mismo problema, fuerte inversión inicial e investigación, pues aún está en fase embrionaria de desarrollo para uso comercial.

## **A.2 Energía eólica en España**

En España la apuesta por la energía eólica ha sido hasta años previos a la crisis muy importante. Actualmente, a pesar de las dificultades económicas, nuestro país sigue siendo pionero a nivel mundial, en el desarrollo y producción de energía eólica, en parte gracias a la inercia de los primeros años de la década pasada. Estos años de desarrollo y evolución han estado guiados por una legislación que incentivaba y estimulaba la investigación, como el *Real Decreto 661/2007*, del 25 de Mayo de 2007, que lograba dicho estímulo a través de primas. Consiguiéndose con ello que nuestro país, en ese mismo año, 2007, generara el 20 % de la electricidad eólica mundial. Posteriormente en el año 2011, el Gobierno de España aprobó en el *Plan Nacional de Energías Renovables* unos objetivos eólicos para el periodo 2011-2020, de 35.000 MW instalados en eólica en tierra y 3.000 MW en eólica marina.

Estos objetivos si observamos la evolución son alcanzables. La evolución de la potencia instalada en nuestro país parte de los últimos años del siglo pasado, en los que apenas se generaban 150 MW, hasta la actualidad, dónde se superan ampliamente los 22000 MW de potencia instalada en nuestro país, un aumento considerable que se observa mejor en la siguiente gráfica, datos de Red Eléctrica Española (*Figura 1.2.1*).



**Figura 1.2.1:** Potencia eólica instalada a lo largo de los años, datos Red Eléctrica Española.

Se observa el ascenso anual en potencia eólica instalada en nuestro país, y como hemos comentado, aunque el ascenso se ralentiza en estos últimos años debido a la desaceleración económica, continúa por la inercia propia de los años a los que preceden los actuales. Si esta tendencia continúa y se sigue evitando en la medida de lo posible las dificultades económicas, es altamente posible que se cumplan con los 38000 MW de potencia instalada para 2020, tal y como recoge el *Plan Nacional de Energías Renovables*.

Si centralizamos más los datos, y los llevamos a nuestra comunidad autónoma, obtenemos según Red Eléctrica Española, que Canarias dispone de una potencia instalada de 160.1 MW distribuida en diferentes parques eólicos, principalmente en Tenerife y Gran Canaria.

No obstante, los datos anteriormente mostrados, sobre la potencia instalada, no dan muestra real de la capacidad de producción de energía eléctrica de las diferentes instalaciones eólicas de nuestro país, pues es de sobra conocido, que la dependencia del estado del tiempo, concretamente del viento, limitan la producción de energía y la supeditan a su existencia o no. Es por ello, que los datos que realmente son interesantes respecto a la producción eólica es la capacidad de cobertura que tienen sobre la demanda eléctrica. Algunos datos los comentamos a continuación, gracias a los datos ofrecidos por Red Eléctrica Española y la Asociación Empresarial Eólica.

En 2011, la cobertura de la demanda eléctrica fue del 16% de media, colocándose como el segundo país de Europa, sólo por detrás de Alemania, en cuanto a cobertura se refiere. Hay que decir, en este punto, que nuestro país tiene un clima propenso para la producción eólica, al igual que para la producción de energía solar, a través de células fotovoltaicas. Por lo que la cobertura a la demanda eléctrica puede aumentar, según lo haga la potencia instalada, tal y como se ha hecho hasta la actualidad, como se puede observar en la siguiente gráfica (*Figura 1.2.2*).



Figura 1.2.2: Cobertura eólica a la demanda a lo largo de los años, datos Red Eléctrica Española.

Se observa como aumenta la cobertura según nos acercamos a años próximos. Todo hace indicar que esta tendencia continuará, pues es lo que se pretende, ya no solo de organismos nacionales, sino internacionales, tal y como se comentó en el primer apartado.

Queda patente de esta forma la relevancia de la energía eólica en nuestro país. A parte de los ya dado, voy a comentar otros datos de récord sobre esta energía en nuestro país, más actuales, como el que se fijó el 29 de enero de este mismo año, 2015, en el que se consiguió el máximo histórico de producción instantánea con unos 17.553 MW, este mismo mes, el 30 de enero de 2015 se marcó el máximo de producción diaria con 357.741 MWh. Esta es una potencia superior a la capacidad de generación de las seis centrales nucleares que hay en España (7.742,32 MW) que suman 8 reactores. Por último, para cerrar este apartado, decir que a través de la web de Red Eléctrica Española, se puede comprobar la producción instantánea de energía eólica. En este momento vamos a mostrar un ejemplo de ello (*Figura 1.2.3*)

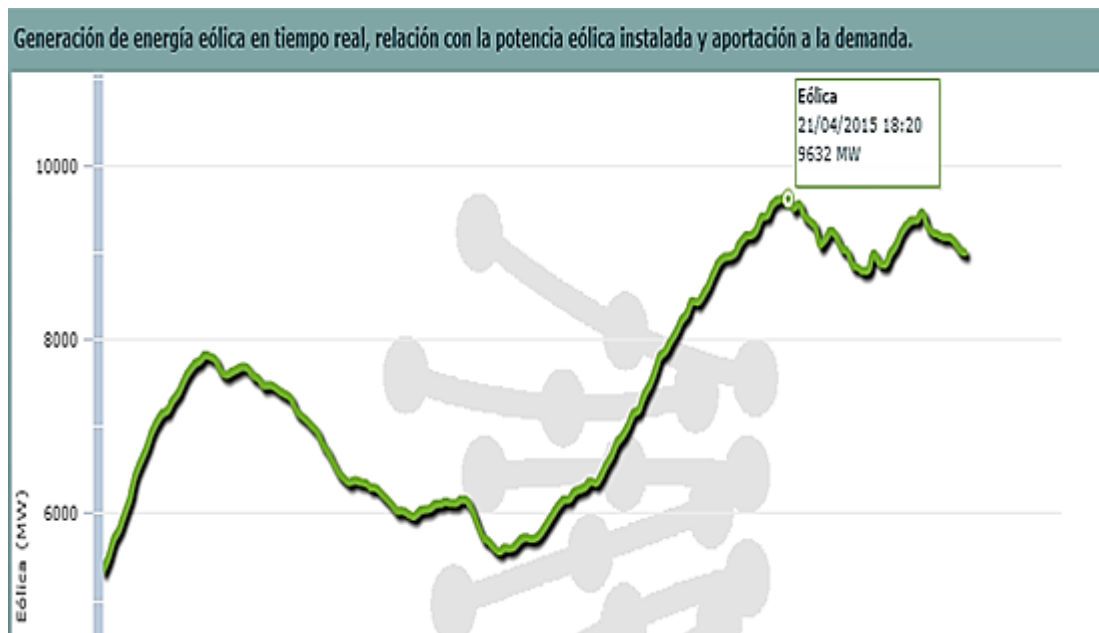


Figura 1.2.3: Producción eólica instantánea, datos Red Eléctrica Española.

### **A.3 Energía eólica marina**

En el afán de un mayor aprovechamiento del recurso atmosférico del viento, se han desarrollado diferentes tecnificaciones que lo logren. Un ejemplo de ello son los aerogeneradores eólicos marinos, que presentan numerosas ventajas, y alguna que otra desventaja, y no es más, que la colocación de aerogeneradores en el mar, afianzándolos al lecho marino.

Frente a las instalaciones en tierra, los aerogeneradores eólicos colocados en el mar son más continuos, pues aprovechan un recurso eólico muy superior al encontrado en costas próximas.

Esto permite una generación eléctrica mayor, y como ya comentamos más continuas, que es el gran déficit de las energías alternativas, la continuidad. Además este mayor aprovechamiento del viento, viene dado por máquinas más grandes y la utilización de geometrías de pala más eficaces al igualmente, la menor rugosidad superficial en el mar favorece la utilización de menores alturas de torre. Por ello, la potencia unitaria de los aerogeneradores en el mar es superior a la de las turbinas en tierra.

Además de esto, otra ventaja de las instalaciones eólicas marinas es el menor impacto visual y acústico, dada su propia ubicación. Lo que da lugar a la colocación de mayor número de unidades conformando grandes parques eólicos marinos, lo que en conjunto proporciona una mayor generación de energía. También estos parques suponen una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad durante la instalación y explotación y la posibilidad de integración en complejos marinos mixtos.

Si observamos las ventajas, que han permitido el desarrollo de parques eólicos marinos son la capacidad para generar una mayor potencia eléctrica. No obstante, esta mayor capacidad acarrea ciertas desventajas, que hay que tener en cuenta para el desarrollo de un proyecto dedicado a este fin.

La principal de las ventajas, son las condiciones a las que estará sometido nuestro aerogenerador, pues el mar es un entorno hostil, que incrementa considerablemente los gastos de mantenimiento, una vez construida la instalación. A esto hay que sumarle la inexistencia de infraestructura eléctrica, como subestaciones, que obligan a grandes líneas de traslado a tierra, lo que sin duda genera pérdidas eléctricas que exigen medidas, medidas que no son nada baratas.

Otras desventajas, son el elevado precio de la evaluación del recurso eólico, además de que es más compleja. A ello hay que sumarle, sus mayores ratios de inversión y gastos de explotación, necesitando tecnologías específicas para la construcción y cimentaciones, transporte y montaje en alta mar, tendidos de redes eléctricas submarinas y tareas de operación y mantenimiento. Todo ello, se ve reflejado en el presupuesto final, por esta razón hay que realizar un buen estudio previo de viabilidad, que nos dé idea de si las ganancias superen los costes, que como decimos en este tipo de instalaciones son elevados.

La cimentación de estas estructuras, de los aerogeneradores, se lleva a cabo por medio de distintas variantes: monopilotaje, trípode, de gravedad y flotante. Las de monopilotaje son las más utilizadas para aguas de profundidad media (hasta 25 metros), las de gravedad para profundidades pequeñas (de menos de 5 metros) y las de trípode para mayores profundidades (más de 50 metros). Las cercanas a la costa, reciben el nombre de near-shore, u on-shore, si está en la misma tierra.

La cimentación anteriormente comentada, se refleja en la siguiente ilustración, en la que se puede observar la cimentación presenta para las diferentes profundidades (*Figura 1.3.1*)



Figura 1.3.1: Cimentación de las turbinas eólicas, atendiendo a la profundidad, [www.energíaeólicaesolar.com](http://www.energíaeólicaesolar.com).

En este tipo de tecnología, parques marinos, España no es pionera, a pesar de la gran capacidad que tiene, por la gran cantidad de superficie marina y costera, aunque tiene proyectos en desarrollo, principalmente promovidos por la empresa Gamesa. Otros países europeos si tienen parques eólicos, ya construidos y otros en fase de desarrollo. Es el caso de Escocia, Noruega, Dinamarca, Reino Unido, que cuenta con los mayores parques eólicos marinos, y Bélgica. Como observamos, se centran en el Mar Báltico y en el Mar del Norte.

## **A.4 Descripción y objetivos del TFM**

En este apartado vamos a describir el proyecto de TFM que pretendemos desarrollar y los objetivos que esperamos cumplir. Principalmente nos centraremos en buscar la optimización de los equipos auxiliares que incorpora una plataforma off-shore para turbina eólica.

La optimización se llevará a cabo, reduciendo al mínimo posible, a través de la eficiencia energética, el consumo eléctrico de los sistemas auxiliares incorporados, de manera que se maximice la producción de energía eléctrica, por parte del aerogenerador, y que se transfiera a tierra y a los centros de consumo. Esto se debe, a que la energía demandada por los sistemas auxiliares se toma de la generación del aerogenerador.

Además, se estudiará, la instalación se un sistema de posicionamiento dinámico, de manera que se autoposicione la plataforma en todo momento, permitiendo que se eliminen cualquier tipo de anclaje al fondo marino, derivando en un menor impacto ambiental sobre el suelo marino canario y en un menor coste de instalación, lo que repercute positivamente en la eficiencia global del proyecto, además permite la búsqueda del mejor recurso eólico sin restricciones de profundidad, permite el desplazamiento.

En consecuencia los objetivos principales a lograr son, en este orden, optimización de los equipos auxiliares de la plataforma off-shore, de manera que se produzca el menor consumo posible en los servicios requeridos por la propia plataforma y estudio de viabilidad de incorporación a la propia plataforma de un sistema de posicionamiento dinámico, con propulsores azimutales, que permitan un menor impacto ambiental global debido a un menor deterioro del suelo marino durante la instalación y una menor necesidad de contar con buques auxiliares durante la misma instalación y los periodos de mantenimiento.

## A.5 Estado del arte

En cuanto a la bibliografía científica existente con relación al estudio que se pretende hacer hay que decir que no es muy extensa, debido a la singularidad propia del proyecto. No obstante, entre las búsquedas realizadas se han priorizado dos artículos, que son ampliamente necesarios. El primero *Wave and offshore wind potential for the island of Tenerife* que tiene por autores a M. Veigas y G. Iglesias, es un estudio sobre el potencial eólico marino que tiene la isla de Tenerife, que como ya podemos adelantar, será la isla de ubicación del proyecto de estudio.

En este artículo se estudian diferentes zonas de recurso eólico marino, con datos de estaciones meteorológicas conjuntamente con modelos numéricos, y se establece y se llega al resultado de que el recurso eólico en alta mar a una altura estándar de 80 m, es prácticamente el mismo alrededor de toda la isla, *Figura 1.5.1*, figura tomada del propio artículo, y mucho mayor potencia que en tierra, estableciendo los límites el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, con unas zonas que luego veremos, *Figura 1.6.1*, la profundidad y la distancia a la costa. Según este artículo los vientos de la costa de Tenerife están dominadas principalmente por tres factores; las altas presiones subtropicales, bajas presiones ecuatoriales y el movimiento de rotación de la Tierra, y tienen una alta frecuencia para unas velocidades medias que aseguran una producción de energía const

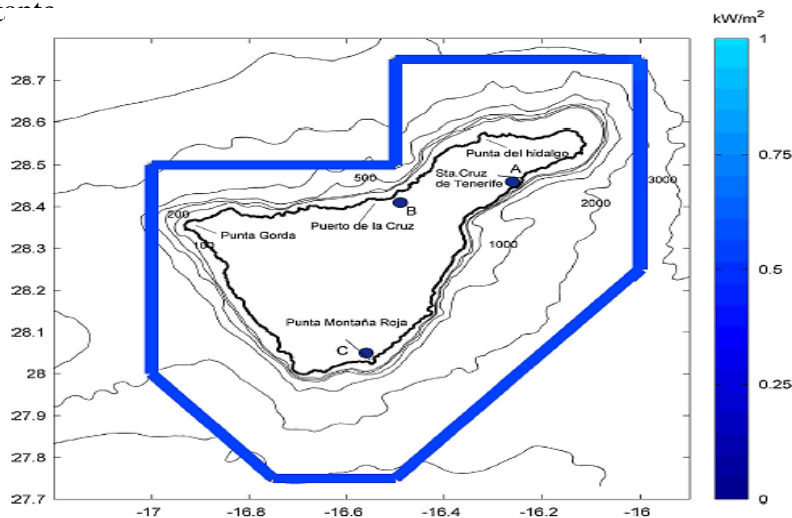
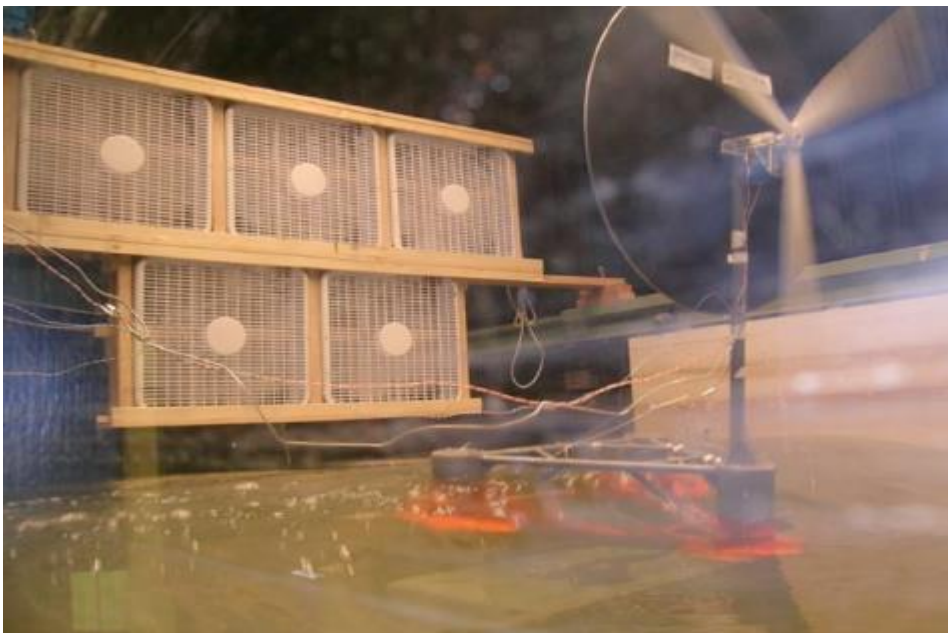


Figura 1.5.1: Distribución espacial del potencial eólico marino.

El primer artículo, nos muestra el estudio del recurso eólico existente en la isla de Tenerife, estudio que junto con nuestra propia caracterización del recurso nos permitirá conocer las condiciones a las que estará sometido el aerogenerador y si resulta viable instalarlo dónde se pretende.

El segundo artículo, trata sobre la plataforma que se pretende diseñar, con diferentes medidas, pero sin duda un estudio que nos servirá de base para nuestra plataforma y nuestra ubicación, es decir, para el estudio original que se pretende llevar a cabo. El artículo titulado *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines* cuyos autores son Dominique Roddier, Christian Cermelli, Alexia Aubault, y Alla Weinstein, y con la empresa Principle Power como valedora, una empresa que es pionera en sistemas flotantes de aerogeneración eléctrica.

El artículo, muestra el proceso de diseño y las características principales de este sistema flotante, se añaden muchas características a nuestro estudio, pues son sistemas equivalentes, especialmente desde el punto de vista de la realización de modelos a escala, que en estos momentos resulta imposible. El estudio presente en el artículo muestra datos sobre hidrodinámica, estabilidad, respuesta a las condiciones climáticas, y todo ello, en base al modelo realizado, *Figura 1.5.2*, figura tomada del artículo.



**Figura 1.5.2: Comportamiento modelo de windfloat a tormenta de 100 años.**

Se observa la experimentación llevada a cabo por los autores del artículo, y que como ya hemos comentando cuentan con el apoyo de Principle Power, la mayor empresa existente dedicada a la fabricación de parques eólicos marinos semisumergible. La experimentación permite extraer muchas conclusiones algunas de las cuales se muestran en el artículo, como son los importantes, datos de comportamiento de la plataforma en el mar, bajo unas condiciones de viento determinadas. En la *Figura 1.5.3*, tomada del artículo, se ha probado la plataforma a 12 m/s de velocidad del viento, y se muestra la respuesta de la plataforma en cuanto a movimientos de cabeceo, balanceo y guiñada.

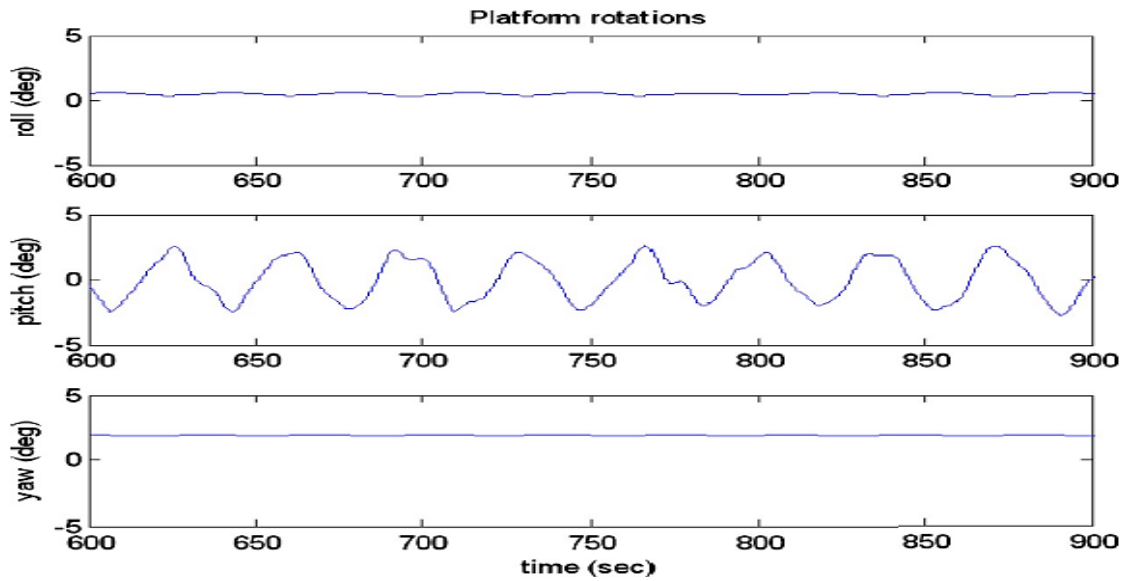


Figura 1.5.3: Respuesta windfloat a 12 m/s de viento, balanceo, cabeceo, guiñada.

## A.6 Ubicación del proyecto

En primer lugar, antes de proceder con el desarrollo propio del prototipo, debemos ubicarlo. En primer lugar, la ubicación será en nuestro país, aunque es posible que nos encontremos con algunos problemas por vacíos legales, pues como ya se ha comentado, este tipo de proyectos, de energía eólica marina, no se han llevado a cabo nunca en nuestro país, a pesar de que existen ya proyectos en marcha.

No obstante, el Ministerio de Medio Ambiente, ha proporcionado un mapa de las zonas con disponibilidad y capacidad para albergar un parque eólico marino en nuestro país, el mapa se muestra a continuación (*Figura 1.6.1*).

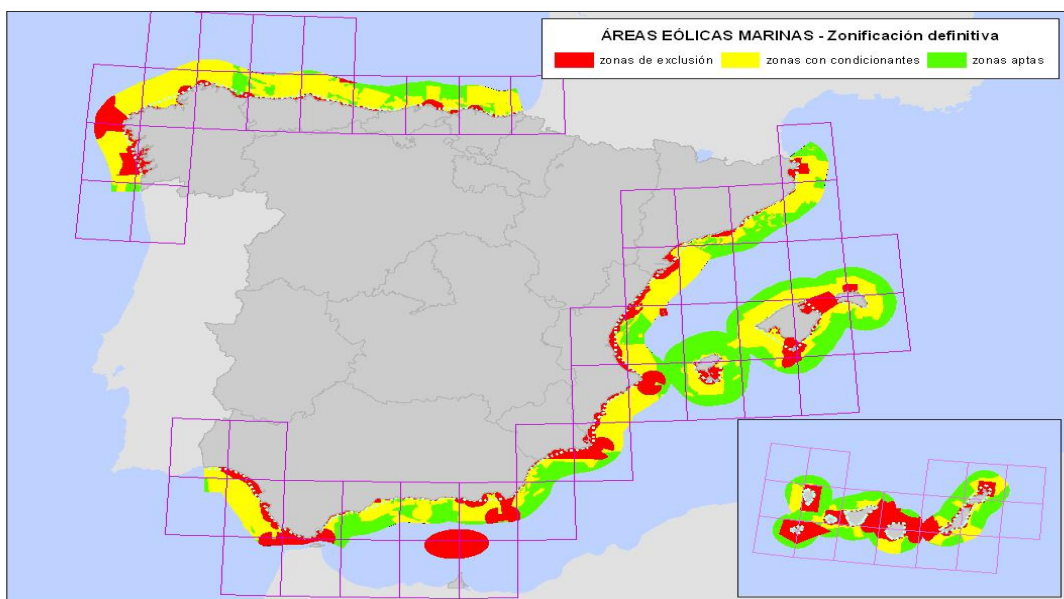


Figura 1.6.1: Zonas eólicas marinas, fuente Ministerio de Medio Ambiente.



Con este mapa en la mano, y con la intención de ubicar el proyecto en una zona cercana, es decir, dentro de nuestra comunidad autónoma, para centralizar aún más nuestro proyecto y acercarlo a nuestro entorno, el aerogenerador será ubicado en Tenerife. Esto nos facilitará el conocimiento de algunos parámetros y nos permitirá realizar ciertas suposiciones, especialmente a la hora de realizar el estudio de impacto ambiental. Concretamente la ubicación de nuestro aerogenerador contenido en la plataforma en cuestión, será en el sur de Tenerife, a unas 1-2 millas, de la costa de Las Galletas (*Figura 1.7.1*). Si a lo largo del proyecto se encontrara impedimentos para ubicarlo en esta zona, se modificará.

Las condiciones ambientales, importantes, en este tipo de proyectos, se estudiarán en el siguiente apartado, para la zona indicada, no obstante, a priori, conocida la zona, se puede asegurar que es muy ventosa, con vientos continuos de noreste, vientos Alisios, conducidos y acelerados por la propia geometría de la isla hacia una amplia zona donde se encuentra situada la zona de ubicación.

La sociedad de clasificación, ABS, no indica nada al respecto de la ubicación, siempre y cuando las condiciones no sean extremas, en cuya zona no llegan a serlo. Destacar en este momento, que la experiencia de ABS en este sentido está demostrada, pues clasifica el 80% de las plataformas mundiales, y a pesar, de que nuestra estructura no es una plataforma al uso, nos permite obtener cálculos fiables.

## **A.7 Condiciones climáticas**

Las condiciones climáticas en la zona prevista son óptimas. Como comentamos anteriormente existe una zona al sur de Las Galletas, zona elegida, que cumple con los requisitos. Requisitos que parten de las áreas eólicas marinas dadas por el Ministerio de Medio Ambiente (*Figura 1.6.1*), en la que observamos que la zona escogida es apta. Aunque partiendo de la ubicación exacta es posible que existan condicionantes, según el propio ministerio.

El viento en la zona es constante y adecuado. Con adecuado quiere decir que es lo suficientemente potente como para generar energía, pero sin llegar a dañar el rotor, pues unas velocidades elevadas y unos valores altos de potencia eólica pueden llegar a producir dicho acontecimientos, daños. El principal valor eólico para este tipo de proyectos, aerogeneradores marinos, es la constancia, más que la potencia en sí misma, de manera que se asegure un suministro continuo.

El Ministerio de Medio Ambiente en aras de clasificar las zonas eólicas marinas de nuestro país (*Figura 1.6.1*) habrá tenido en cuenta las condiciones climáticas de las zonas en cuestión, no obstante, con el objetivo de asegurar que la zona escogida para el proyecto es buena, que así es, se presentan las siguientes ilustraciones (*Figura 1.7.1* y *1.7.2*) de potencia y velocidad del viento, donde se observa que a 2 millas máximo del sur de Las Galletas en Tenerife se dispone de condiciones aptas para un aerogenerador marino.

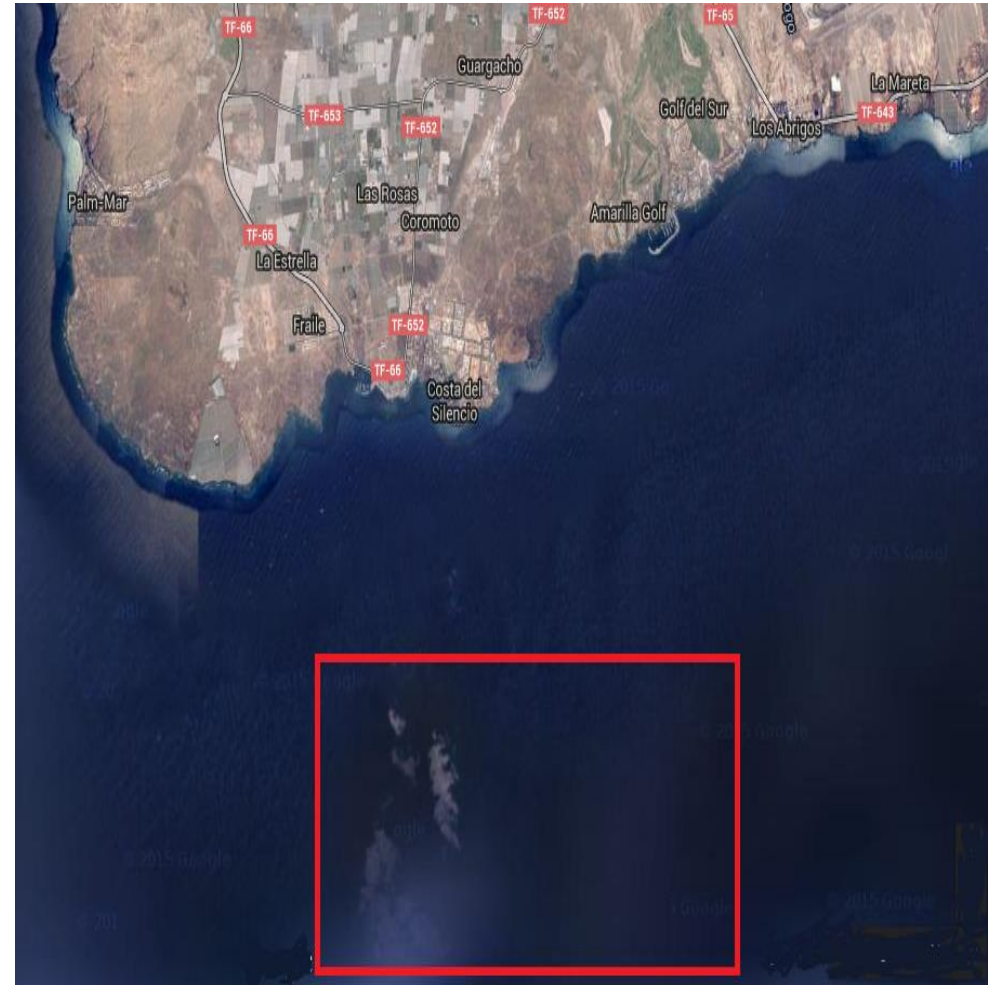
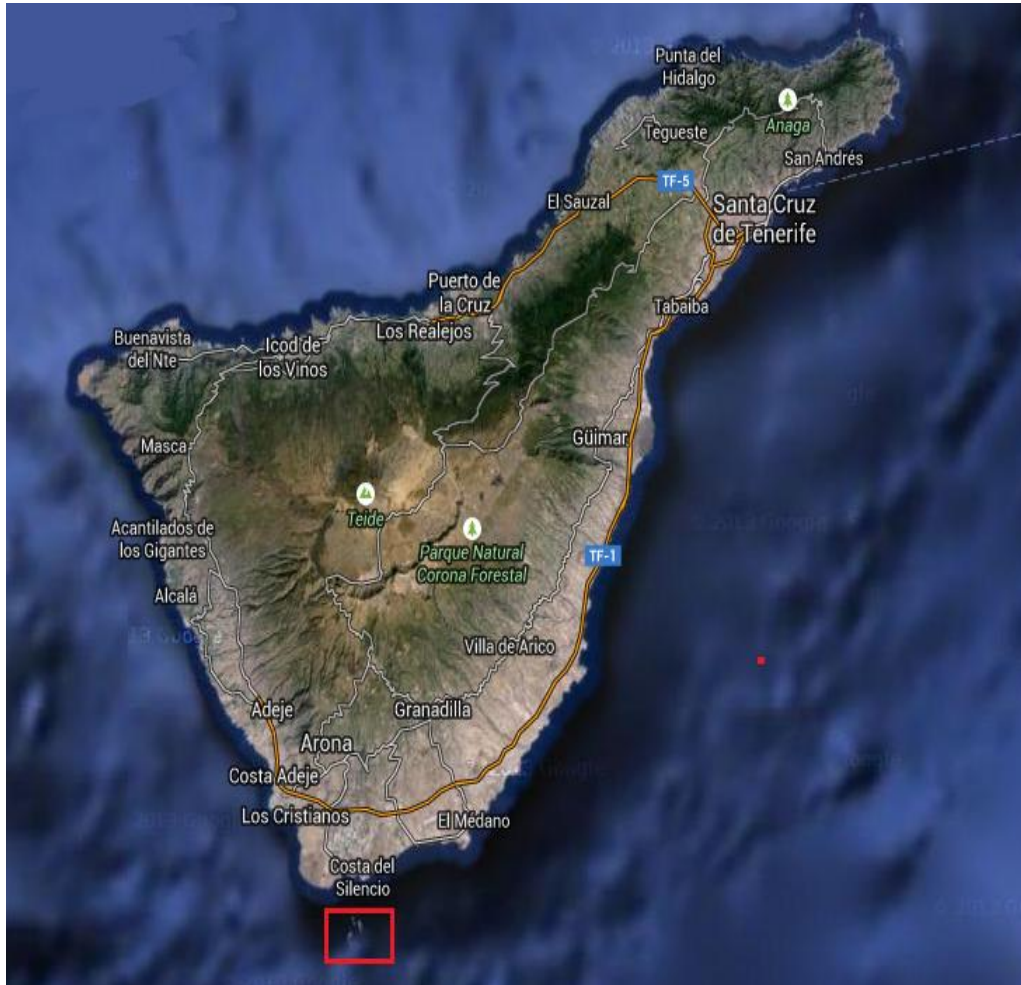


Figura 1.7.1: Ubicación del aerogenerador del proyecto y del futuro parque eólico, Visor Grafcan.

# MAPA EÓLICO DE LAS ISLAS CANARIAS

Velocidad Media Anual a 80 m de altura

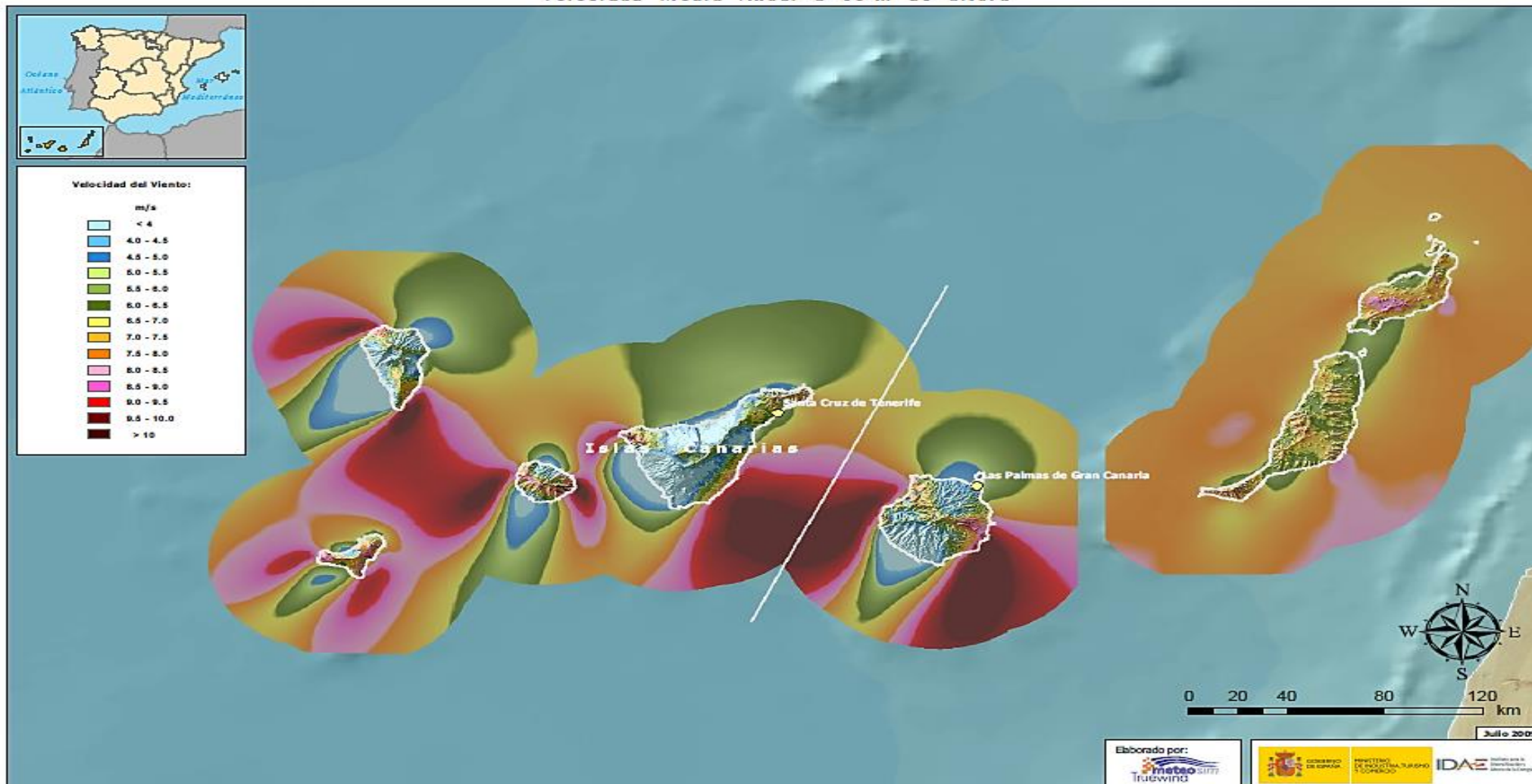


Figura 1.7.2: Velocidad media anual, fuente Ministerio de Industria, IDAE.

# MAPA EÓLICO DE LAS ISLAS CANARIAS

Densidad de Potencia Media Anual a 80 m de altura

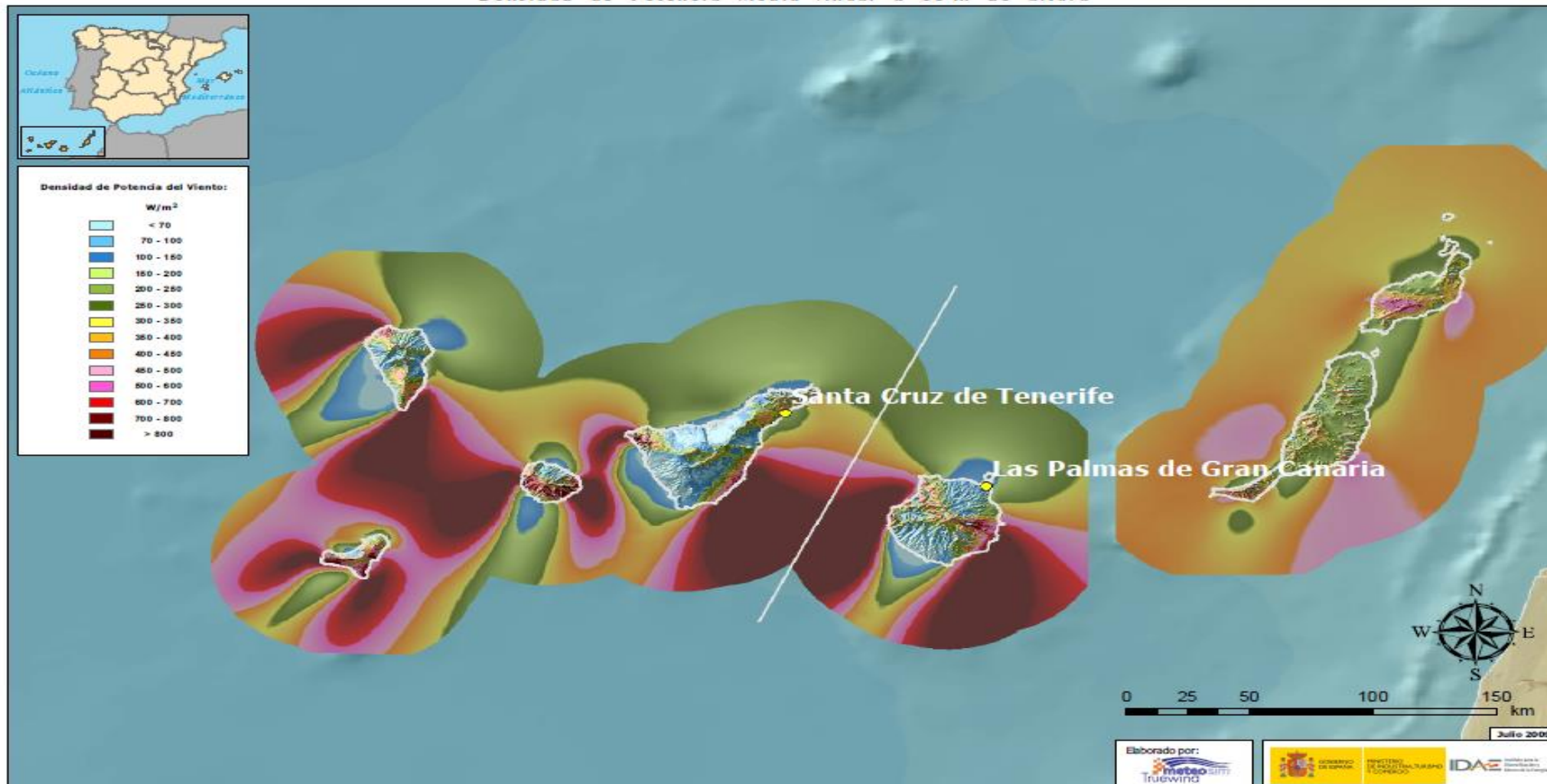


Figura 1.7.3: Densidad de potencia eólica media anual, fuente Ministerio de Industria, IDAE.

## **A.8 Medidas de la plataforma**

En este apartado vamos a describir la plataforma cuyos sistemas auxiliares procederemos a optimizar. La plataforma será tipo windfloat en tripode (*Figura 1.8.1*)



**Figura 1.8.1: Plataforma off-shore para aerogenerador en aguas profundas, fuente Principle Power.**

Compuesta por tres columnas principales, columnas flotantes, unidas por pontones, seis en total, tres sumergidos y tres al aire. El calado operativo es de 22 metros, entre 20 y 22 metros en función de las condiciones meteorológicas, es decir, las columnas estarán sumergidas unos 22 metros y tendrán una altura global de 34 metros, por lo que restaría una obra muerta de entre 11 y 12 metros, en función del calado. Las columnas contarán con seis compartimentos estancos, separados por cubiertas, cada compartimento estará separado del contiguo por 5.6 metros de distancia vertical.

Las tres columnas principales están unidas por pontones de 46.7 metros cada uno, tanto los sumergidos como los emergidos, éstos contarán con refuerzos rigidizadores formando un ángulo con las columnas.

Las columnas tendrán un diámetro de 10.7 metros, salvo la columna central, la que albergará el aerogenerador que tendrá un diámetro de 14 metros, pues se requiere de tal diámetro para albergar el aerogenerador, un aerogenerador de 5 MW, de la compañía Enercon, el modelo escogido es el E-112, que permite su implantación en ambientes marinos, es decir, es apto para sistemas off-shore.

Con estos datos, podemos calcular el desplazamiento de nuestra plataforma, es decir, el peso del agua desplazada.

$$\text{Volumen } \nabla = T * A \text{ (Calado por Área)}$$

Primero hallamos el área de las columnas y de los pontones, decir, que hay tres columnas y seis pontones, tal y como se puede observar en la *Figura 1.7.1*.

$$\text{Área (circunferencia)} = \pi \cdot R^2$$

$$\text{Área (columna)} = \pi \cdot R^2 \cdot 3 = \pi \cdot 5.35^2 \cdot 3 = 269.76 \text{ m}^2$$

$$\text{Área (pontones)} = \pi \cdot R^2 \cdot 9 = \pi \cdot 0.6^2 \cdot 9 = 10.18 \text{ m}^2$$

Multiplicamos las áreas por las respectivas longitudes, es decir por el calado y por la longitud de los pontones es de 45.7, pues le restamos el radio de las columnas.

$$\text{Volumen (columna)} = 269.76 \cdot 22.9 = 6177.50 \text{ m}^3$$

$$\text{Volumen (pontones)} = 10.18 \cdot 45.7 = 465 \text{ m}^3$$

$$\Delta(\text{Desplazamiento}) = \nabla \cdot 1.025 = \mathbf{6700 \text{ tons}}$$

Si añadimos un porcentaje, de elementos estructurales obviados, como son las planchas antiheave, podemos aproximar el desplazamiento a unas 7400 toneladas. Esto es el desplazamiento que tendremos para un estado operativo de nuestra plataforma, y esto significa que el peso de la misma en su conjunto ha de ser de unas 7400 toneladas para alcanzar el estado de equilibrio.

El peso del aerogenerador está compuesto por el peso conjunto de sus elementos, así mismo tenemos que el peso de la góndola es de unas 550 toneladas, el de las aspas es de 22 toneladas cada una de las tres que componen el aerogenerador y el peso de la torre, que tiene unos 120 metros de altura, es de unas 600 toneladas en su conjunto. Decir en este apartado que el diámetro de palas de este modelo de aerogenerador es de 114 metros, es decir, cada pala mide 57 metros.

Además debemos añadirle el peso del acero que se empleará en la construcción, que será de unas 50.7 toneladas. El peso de este acero, junto con el del aerogenerador y el peso de los servicios auxiliares, conforman el peso total de la estructura, que en ninguno de los casos se aproxima al desplazamiento, por lo que se obtendría una sobre-flotación, no obstante, compensaremos esta falta de peso con lastre.

El sistema de bombas, ubicados en las cubiertas superiores, que será el principal elemento de consumo en el interior de la plataforma, nos permitirá contar con el lastre necesario para que la plataforma opere en el calado estudiado. Es importante, que la plataforma trabaje en el rango de calados dado pues este calado es el que nos garantiza, los momentos adrizantes necesarios para que la plataforma sea estable, tengamos en cuenta que la plataforma cuenta con pesos muy elevados, lo que eleva el centro de gravedad y no favorece a la estabilidad de la plataforma off-shore.

Las columnas estarán segmentadas en seis compartimentos estancos, tal y como comentamos anteriormente, por lo que se empleará los cuatro inferiores como tanques de lastre, tres para lastre móvil, es decir, para agua, y uno, el inferior, para lastre fijo, en este caso hormigón, con esto bajaremos el centro de gravedad, y dotaremos de estabilidad adicional a la plataforma.

Con esto tenemos la descripción de la plataforma y del aerogenerador, sus pesos y sus dimensiones (*Figura 1.7.2*), para poder comprender mejor el proyecto, no obstante, en aras de una mayor comprensión, vamos a adjuntar unas tablas a modo resumen para una mayor comprensión visual. Decir en cuanto a la tabla de pesos que no se hace referencia al peso del lastre, pues este se empleará en una situación operativa y para el control de condiciones climáticas cambiantes.

Plataforma		
Columna	Diámetro	10,7 metros (salvo una de 14 m)
	Calado	22 m
	Francobordo	12 m

Pontones	Longitud	46,7 m
	Diámetro	1,8 m

Aerogenerador		
E-112	Diámetro palas	114 m
	Altura torre	120 m
	Diámetro base	12 m

Pesos		
E-112	Palas	66 Tn
	Torre	600 Tn
	Góndola	550 Tn

Estructura	50,7 Tn
------------	---------

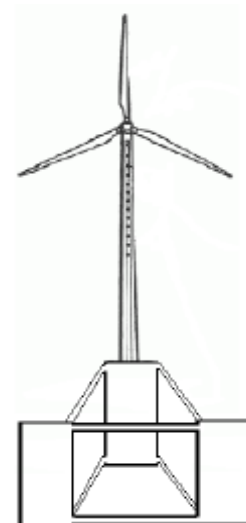


Figura 1.8.2: Características plataforma offshore y aerogenerador 5 MW.

# **B. Sistemas y equipos auxiliares**

(Pág. 25)

**B.1 Prólogo.....26**

**B.2 Sistema de lastre .....26**

**B.3 Sistema de emergencias.....32**

**B.4 Sistema de protección catódica.....33**

**B.5 Sistema del aerogenerador.....33**

**B.6 Sistema de comunicaciones .....34**

**B.7 Equipos de acceso .....35**

**B.8 Sistema de fondeo .....36**



## **B.1 Prólogo**

La plataforma diseñada deberá contener algunos equipos y sistemas auxiliares a su labor operativa. Entre los sistemas el más importante el sistema de carga y descarga de lastre, del lastre móvil, el agua salada, así como sistemas de comunicación con tierra totalmente autónomos, de forma, que desde tierra se pueda monitorizar el estado de nuestra plataforma y el aerogenerador. El propio aerogenerador también contendrá sus propios sistemas auxiliares, con el objetivo de llevar a cabo la labor para la que fue diseñado. También debemos describir el fundamental sistema de anclaje de nuestra plataforma, que nos mantendrá la posición de nuestra plataforma y nos proporcionará cierta estabilidad añadida.

Todos estos sistemas incorporados a la plataforma para que esté operativa de la manera que se espera de ella, siendo un centro productivo, vamos a tratarlos en esta sección del proyecto bajo una serie de apartados.

## **B.2 Sistema de lastre**

En esta sección vamos a tratar el importante sistema de lastre. En la sección anterior de nuestro proyecto tratamos el lastre necesario, y observamos como la situación ideal era utilizar para los tanques inferiores lastre fijo como el hormigón y el restante agua salada, menos la mayor que sólo empleará hormigón para un estado de equilibrio estándar, quiero decir con esto que contará igualmente con un sistema de lastre, de carga y descarga de agua salada, a pesar de que se proyectó que para un estado de equilibrio inicial no era necesario agua de lastre en este tercera columna, recordemos que es la que albergará el aerogenerador.

La plataforma como ya es conocido estará ubicado en una posición fija, por lo que a priori no es necesario realizar, grandes trasiegos de agua de lastre como en el caso de los buques, ante estados distintos de carga. El sistema de lastrado y deslastrado se llevará a cabo por medio de bombas de lastre, como las que se observan a continuación (*Figura 2.2.1*)



**Figura 2.2.1: Bombas centrífugas para carga y descarga de lastre.**

Nuestro sistema constará de:

- Bombas centrífugas de pozo sumergido (Figura 2.2.1), dos por columna, seis en total, más dos de reserva, y líneas de tuberías de succión y descarga.
- Válvulas y sus elementos de control remoto
- Controladores, hardware y software para el control del sistema.

Con este conjunto de elementos podemos llevar a cabo, la compensación de las escoras producidas por el viento, en caso determinados, en la que el rotor, gire para orientarse hacia el viento. El trasiego de una columna a otra se podrá realizar por el interior de los pontones pues éstos incorporarán tuberías para tal efecto, y se trasladará a las válvulas a partir de los segundos tanques de lastre, los primeros estarán rellenos de hormigón.

El trasiego de una columna a otra, o toma de mar directamente deberá efectuarse de tal manera que en no más de 30 minutos subsane cualquier anomalía producida, nos referimos a anomalía a las escoras que se puedan generar por la acción inusual del viento, inusual en intensidad o en dirección o ambas. Entendiendo que con estos treinta minutos se compensa cualquier acción del viento, entendiéndose que la acción del viento no se produce de manera instantánea sino que asciende o desciende de forma gradual, por lo que con estos minutos contamos con tiempo de sobra para compensar cualquier situación de escora.

El viento puede incidir en cualquier dirección, no obstante, contamos con tanques de lastre repartidos, en babor, columna de babor y en estribor, columna de estribor, por lo que no es difícil subsanar escoras ante direcciones del viento no paralelas a los ejes, debemos controlar las magnitudes del viento y en función de estas magnitudes tomar la mejor decisión en cuanto al lastre a emplear.

El sistema ha de ser fiable, se buscará esta cualidad antes que rendimiento, para evitar operaciones de mantenimiento innecesarias, recordemos que cada operación de mantenimiento será costosa pues no se encuentra con personal a bordo y habrá que trasladarlo con el consecuente gasto en combustible de un buque auxiliar, además de la propia reparación. Este es el motivo por el que se buscará disponer de un sistema fiable antes que nada.

La ubicación de los elementos del sistema, salvo las tuberías que estarán distribuidas por toda la plataforma se realizará en el compartimento, no dedicado a lastre, aunque si pensado para ello, justo debajo de la cubierta principal de cada una de las columnas, salvo en el caso de la columna mayor, que se situará dos compartimentos por debajo de la cubierta, por motivo de la ubicación del aerogenerador y su zapata.

La ubicación está pensada de tal forma que los operarios no tengan que realizar grandes traslados para acceder a los equipos, así pueden caminar por los pontones no sumergidos para acceder de una columna a otra, pero no más de dos compartimentos de traslado vertical, así también, de esta forma se ahorra en acero para escaleras y otros elementos de acceso.

El acceso a los aerogeneradores se llevará a cabo por la torre, en el caso de que se necesite mantenimiento en la misma o por helicóptero, en este último caso mucho más drástico, pero tan bien más directo y a la larga más rentable, pues se pueden acometer reparaciones del rotor y elementos de la góndola en menor tiempo, aunque esta maniobra es muy peligrosa pues se requiere la aproximación de un helicóptero a las aspas de nuestro aerogenerador. Esta forma de acceso se ilustra en la siguiente figura (*Figura 2.2.2*)

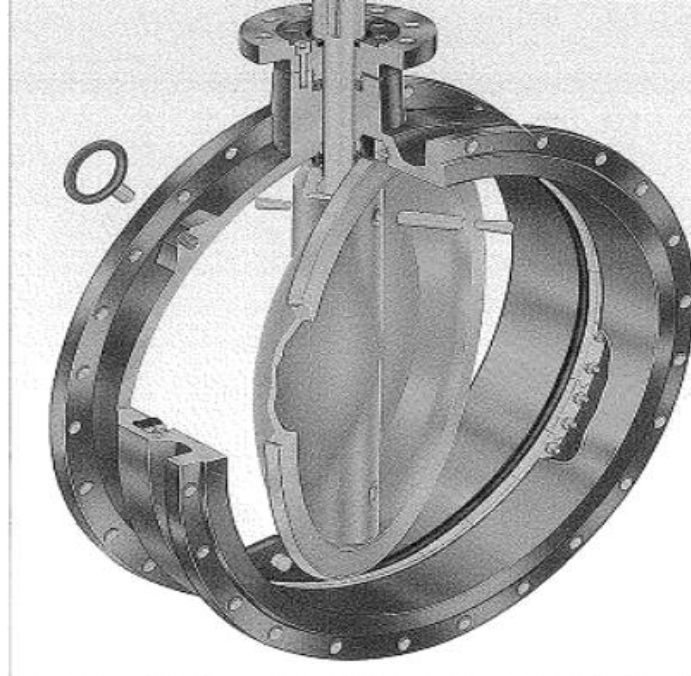


**Figura 2.2.2: Acceso al aerogenerador con medios aéreos**

Se observa como la maniobra puede ser muy peligrosa, no obstante, esto es para los servicios del aerogenerador, continuando con el sistema de lastre que es el que nos ocupa podemos decir que todos los equipos tendrán un fácil acceso.

Las bombas a emplear según la limitación de los tanques de lastre y el tiempo indicado de 30 minutos, serán aquellas que nos permitan un caudal de 500 metros cúbicos a la hora, caudal para cada columna, es decir, para los tanques de éstas. Además de las bombas, disponemos de válvulas que nos permitan el control del agua, así como la posibilidad de descargarla al mar en el caso necesario. Las válvulas se ubicará en cada tanque de lastre operativo, es decir, el tanque número dos, tres y cuatro, de cada columna menor y el dos y tres de la mayor, por motivo de la zapata de cimentación del propio aerogenerador. Cada tanque incorporará sensores que indiquen la cantidad de agua depositada con el objetivo de conocer en todo momento el estado de carga de nuestra plataforma flotante.

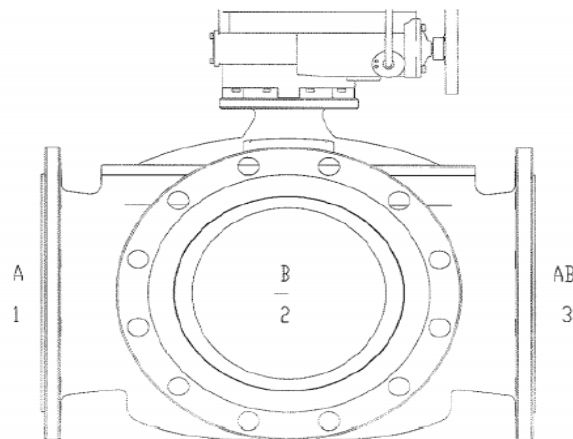
Como comentamos el sistema contará con numerosas válvulas para regular la operación de lastrado y deslastrado, y los diferentes tanques a emplear en dicha operación. Las válvulas a emplear son válvulas de mariposa, como la que se puede ver a continuación (*Figura 2.2.3*)



**Figura 2.2.3: Válvula de mariposa de nuestro sistema de lastre.**

Estas válvulas se abrirán una vez esté ubicada la plataforma para llegar al calado operativo y para compensar las escoras generadas por el viento tal y como ya se ha comentado.

Algunas válvulas darán acceso al agua hacia los tanques, como a la descarga de mar, por lo que se necesitará una de tres vías, sólo para los tanques uno y dos de las columnas menores. En la siguiente imagen se observa este tipo de válvulas de tres vías (*Figura 2.2.4*)



**Figura 2.2.4: Válvula de tres vías para lastrado y descargas de mar.**

Junto con estas válvulas se instalan unas de retención, válvulas de retención, para evitar que se invierta el sentido del flujo, lo que podría generar un fallo catastrófico pues estaríamos embarcando agua, es decir, peso, más peso del que nuestra estructura pueda soportar, de ahí su importancia. La imagen de este elemento se reproduce a continuación (Figura 2.2.5)

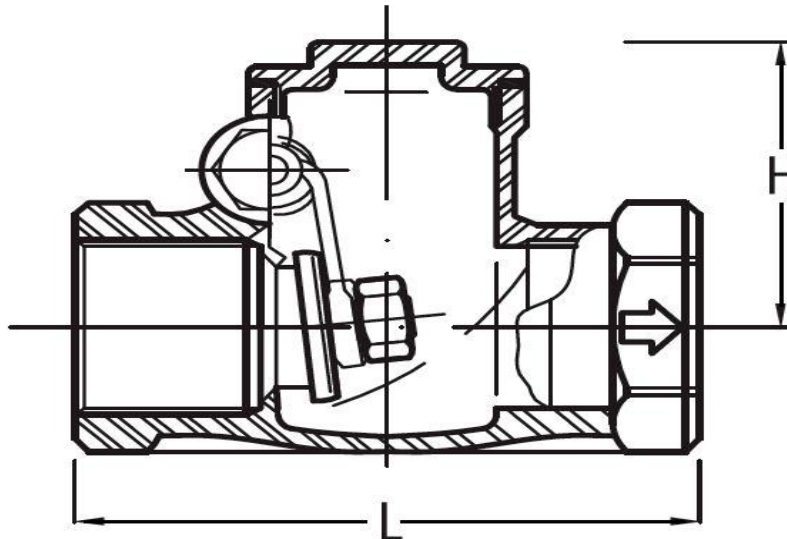


Figura 2.2.5: Válvula de retención.

Estas válvulas y el conjunto estarán duplicados, para evitar fallos, y lograr lo que comentamos al principio, buscamos fiabilidad antes que prestaciones. Por último, mostrar (Figura 2.2.6.) la bomba de pozo sumergido, que es la que recolectará directamente el agua de mar y de los tanques.

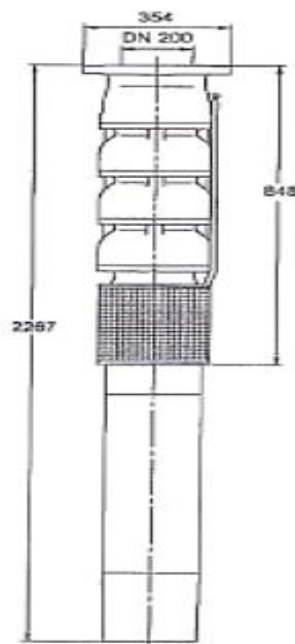
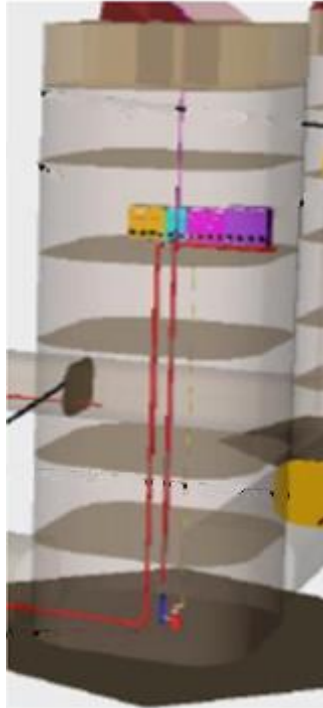


Figura 2.2.6: Bomba de pozo sumergido.

Con estos elementos tenemos todo el conjunto descrito, todo nuestro sistema de lastre, que nos dotará a la plataforma de la estabilidad y flotabilidad estudiada. El tanque inferior estará relleno con hormigón, lastre fijo, aun así se dejará el espacio para el paso de tuberías y el cable de conexión a tierra, de la tercera columna, del que hablaremos más extendidamente en un siguiente apartado. El conjunto del sistema quedaría, muy parecido al ejemplo mostrado a continuación, para una columna en particular, de las tres posibles, la que albergará el aerogenerador contendrá modificaciones, por la propia zapata del aerogenerador (*Figura 2.2.7*)



**Figura 2.2.7: Disposición de bombas, tuberías y válvulas en una columna, Principle Power.**

En esta anterior imagen podemos ver la localización de las bombas, parte superior salvo la de pozo sumergido, el paso de las tuberías y las baterías, de las baterías hablaremos en un apartado posterior. Para el tanque inferior, lleno de hormigón se debe durante la construcción, dejar las pasantes para que se canalicen estas tuberías y el sistema funcione correctamente, los tanques con hormigón, con lastre fijo, se rellenarán durante la propia construcción.

Cada columna estará equipada con las bombas y su sistema de lastre independiente, pudiéndose trasegar agua de una columna a otra en el caso de que fuera necesario para la estabilidad de nuestra estructura. Recordemos que los pontones sumergidos incorporan tuberías para canalizar el agua de una columna a otra.

La fiabilidad del sistema es primordial para el conjunto de la plataforma, pues este es el sistema más importante de nuestra plataforma, pues el que se encarga de su seguridad en cuanto a estabilidad. Recordemos la limitación de subsanar cualquier escora en un tiempo no superior a 30 minutos.

## **B.3 Sistema de emergencias**

La plataforma estará alimentada por la energía del propio aerogenerador, que se conecta a la tercera columna, y se distribuye al resto de columnas por medio de cableado que se canalizan a través de los pontones no sumergidos. En caso de que se produzca cualquier tipo de avería en nuestro suministro eléctrico, debemos garantizar que el sistema pueda seguir operando de forma autónoma, por lo menos 48 horas para garantizar que se pueda subsanar la avería antes de que finalice esta autonomía.

La solución a este problema, las dos posibles, es la de emplear un generador conectado a motor diésel, tal y como tienen dispuestos los buques, como sistema de emergencia, o emplear baterías y acumuladores en forma de pilas. La segunda opción es la ideal desde el punto de vista de costes y mantenimiento. Las pilas o baterías han de garantizar las siguientes funciones:

- Suministro a la góndola del aerogenerador, para frenado de palas y otros sistemas que permitan su control.
- Sistema de lastre, vital para la estabilidad, dando energía a sus elementos, bombas, válvulas y control
- Sistema de aviso de averías y GPS para determinar la posición en todo momento.

El sistema principal es el de lastre, pues se pueden generar escoras no compensadas durante la avería, para facilitar, el comportamiento del sistema ante emergencias y su puesta en marcha, en caso de generarse una avería las palas del rotor se pararán y se pondrán en neutro, ángulo de ataque neutro, pues las palas son de paso variable, hablaremos posteriormente de los sistemas del aerogenerador, explicando este sistema de regulación de paso de las palas.

Las baterías se ubicarán en el cuarto de bombas en el tanque 6, compartimento 6, de nuestra plataforma, salvo para la columna mayor, que se situará dos compartimentos por debajo de la cubierta principal, tal y como se observa en la *Figura 2.2.5*. Las baterías para los sistemas a alimentar tendrán una potencia de 60 KVA y se dispondrán de tal manera que cada columna, disponga de cuatro baterías para cubrir los sistemas propios de cada columna, la tercera columna, la mayor tendrá 5 baterías, 5 UPS pues se necesita mayor potencia por el aerogenerador, los cables de ésta han de pasar por la zapata, por lo que se han de dejar espacio para tal efecto durante la construcción en astillero.

Las baterías serán alimentadas por corriente alterna rectificada, mientras no se produzca ninguna avería por el cable de conexión eléctrica con tierra.

## **B.4 Sistema de protección catódica**

Mediante ánodos de sacrificio, se protegerá toda la superficie mojada de nuestra plataforma. Lo que incluye, obra viva, tanques de lastre, tomas de mar y planchas antiheave. Dentro de la obra viva contamos con todos los pontones y puntales, al igual que por supuesto las columnas principales. Se protegerá con ánodos de zinc, que se cambiarán según el fabricante con equipos de operarios acuáticos, submarinistas, para evitar la puesta en seco de la plataforma, lo cual sería muy caro y dificultoso.

## **B.5 Sistema del aerogenerador**

Los sistemas del aerogenerador, van desde accionadores para regular el paso de las palas, para controlar su velocidad, hasta motores y equipos hidráulicos para la rotación de la góndola en función de la dirección del viento. Los perfiles de nuestro aerogenerador son tipo NACA y están constituidas por fibra de vidrio y resina epoxi en forma de láminas para que tengan ligereza al igual que gran rigidez estructural, el conjunto de estas dos características.

Para el sistema de orientación una serie de motores eléctricos harán girar la góndola, al igual que para la orientación de las palas, cuyo sistema se encuentra en el rotor. Así mismo contamos con un sistema de transmisión y frenado, éste último se acciona en caso de averías para que los operarios puedan trabajar con seguridad, mientras que el primero, el de transmisión, se encarga de transmitir la velocidad correcta al generador, en función de la frecuencia esperada, o bien esta frecuencia se puede regular con cicloconvertidores.

La transmisión aumenta las rpm a través de engranajes multiplicadores, para que la velocidad en las puntas de las palas no sea tan elevada como para quebrarlas, en estos engranajes multiplicadores se monta el freno hidráulico. La transmisión se acopla al generador síncrono de forma que para una velocidad de 1500 rpm y un par de polos magnéticos consigamos los 50 Hz de frecuencia que deberá llevar nuestra corriente alterna generada. Sino como ya comentamos otra solución es a la salida del generador situar un cicloconvertidor que nos convierta la frecuencia de salida en Hz, no obstante esta solución puede llegar a ser más cara. A continuación se muestra un sistema multiplicador de engranajes (*Figura 2.5.1*)

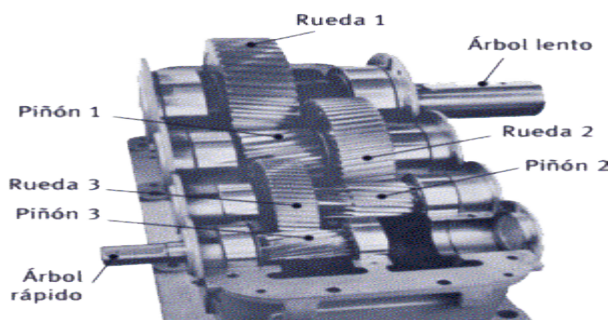


Figura 2.5.1: Sistema de engranajes multiplicador de velocidad.



Para el aerogenerador nos restan hablar del sistema antiincendios propio con bombonas de CO2 para apagar directamente cualquier incendio y que se puede activar desde tierra. Además el sistema electrógeno, formado por generador y transformador, junto con los sistemas propios de lubricación y refrigeración de los sistemas ubicados en la góndola, especialmente equipos electrógenos y de transmisión. El aerogenerador tendrá que estar iluminado, especialmente en la góndola para denotar la altura, más si cabe cuando la ubicación del mismo estará próximo a un aeropuerto, el aeropuerto Reina Sofía Tenerife Sur.

Por último destacar la incorporación de una grúa en el interior de la góndola para operaciones de mantenimiento y facilitar cualquier reparación a los operarios del aerogenerador. En la siguiente imagen, se observan algunos de los sistemas descritos en este apartado

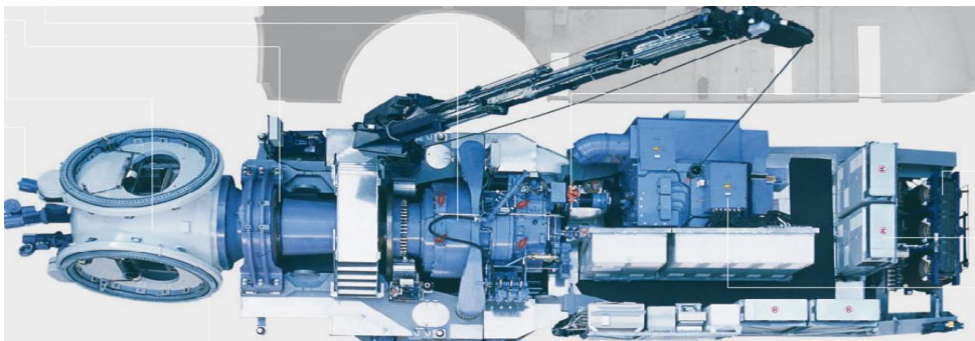


Figura 2.5.2: Interior de góndola de aerogenerador.

## **B.6 Sistema de comunicaciones**

Es uno de los sistemas más importantes desde el punto de vista de la operatividad y el control, y es el que nos permite la gestión de los sistemas restantes desde tierra sin necesidad de operarios in situ.

La plataforma estará gestionada desde una centralita en tierra, de donde se recibirán las comunicaciones y cualquier alerta dada por los sensores distribuidos por toda la plataforma y por todos los sistemas.

El conjunto estará basado en un sistema SCADA, cuya función es la comentada, controlar sistemas a distancia y mediante pantallas los operarios supervisan cualquier anomalía en el sistema. Controlan y supervisan el conjunto de la instalación. Nos permitirán el control remoto de los equipos de a bordo y los sistemas desde tierra.

El sistema nos permitirá programar paradas del aerogenerador para mantenimiento y predecir las piezas que requieran cambios, con mantenimiento predictivo. Para establecer esta comunicación con tierra, a través del tubo del suministro eléctrico también pasará un cable con fibra óptica.

## D.7 Equipos de acceso

Equipos que permiten el acceso a la plataforma y a los distintos compartimentos, al aerogenerador se podrá acceder por medios aéreos, helicóptero, o por su interior. Se proveerá de escaleras en las columnas (*Figura 2.7.1*), y en el interior como acceso a los cuartos de bombas, baterías y cuadro general.

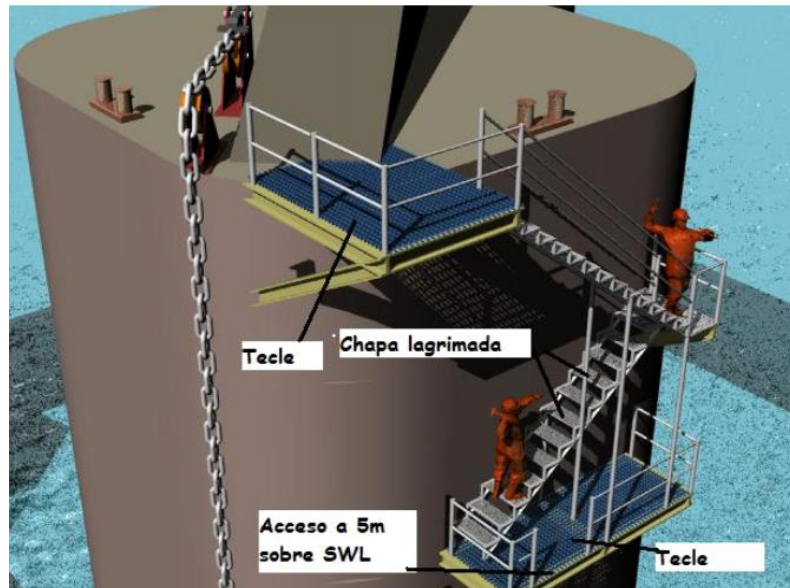


Figura 2.7.1: Escalera de acceso exterior a la columna, TFT.

Por estas escaleras podrán acceder los operarios llegados de una lancha rápida a partir de un buque nodriza, que es el encargado del mantenimiento, de estos buques auxiliares hablaremos en el siguiente apartado. Una vez llegados a la plataforma izarán la lancha rápida, en vistas al tiempo necesario para la inspección o la reparación que se vaya a llevar a cabo.

La lancha rápida se izará por medio de una grúa situada en la cubierta principal e las columnas una y dos, las dos menores de proa. En la siguiente figura se observa (*Figura 2.7.2*) el equipo de acceso por medio de grúas.

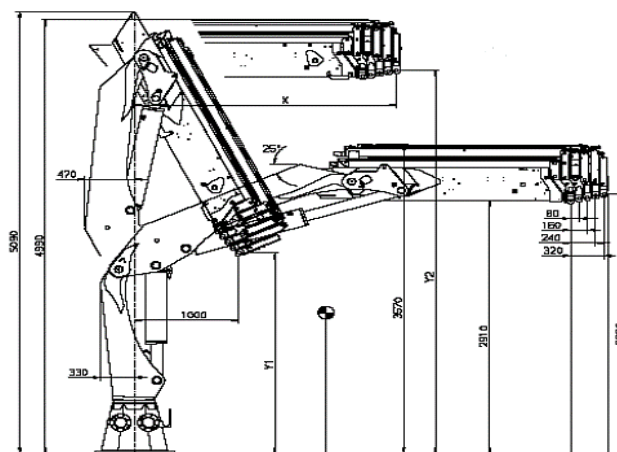


Figura 2.7.2: Grúa elevadora para la lancha rápida, ubicada en la cubierta principal.

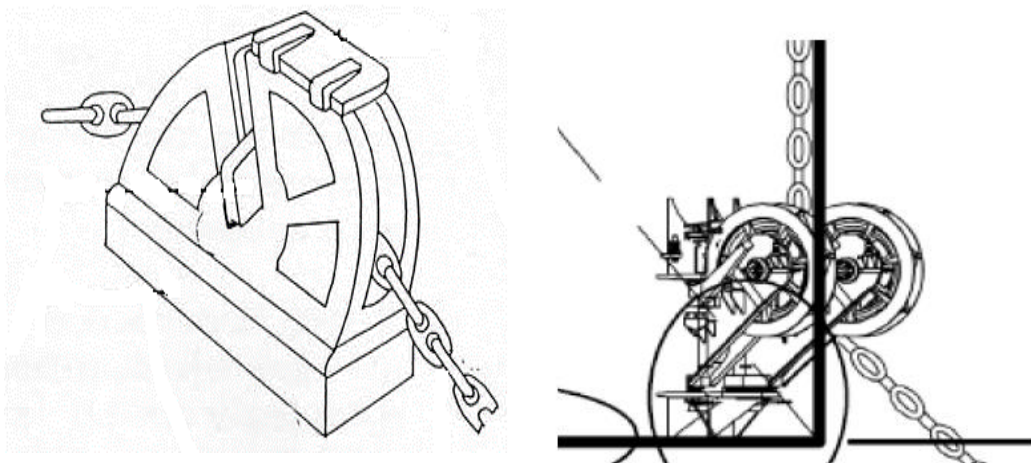
Con este equipo podemos tener acceso a la plataforma, en el interior de ella también se establecerán elementos de acceso, principalmente escaleras. Para llegar hasta los elementos de acceso debemos emplear buques y artefactos auxiliares para mantenimiento y acceso a la plataforma.

## **D.8 Sistema de fondeo**

El sistema de fondeo es el sistema que nos mantendrá la plataforma en situación, en la situación geográfica descrita en la primera sección de esta memoria, no solo la plataforma, sino el conjunto del parque eólico. El sistema de fondeos se realizará con catenarias y no con líneas tensas, de esta forma evitaremos picos de tensiones cuando se produzcan movimientos de alzada en nuestra plataforma.

Las líneas de fondeo estarán compuestas por cadenas, en la parte final e inicial de la línea y por cable en la parte intermedia, es una solución apropiada para sistemas con catenarias. Los elementos de las cadenas son eslabones con concreto, para mayor resistencia ante los esfuerzos.

Los elementos de unión a la plataforma estarán dados por el estopor situado en la cubierta principal, el molinete que es el que nos permitirá cobrar el anclaje, en caso de traslado de la plataforma para mantenimiento. Además tendremos el fairlead, cuyo objetivo es guiar las cadenas hacia la maquina. A continuación se muestran estos elementos de unión con la plataforma (*Figura 2.8.1*)

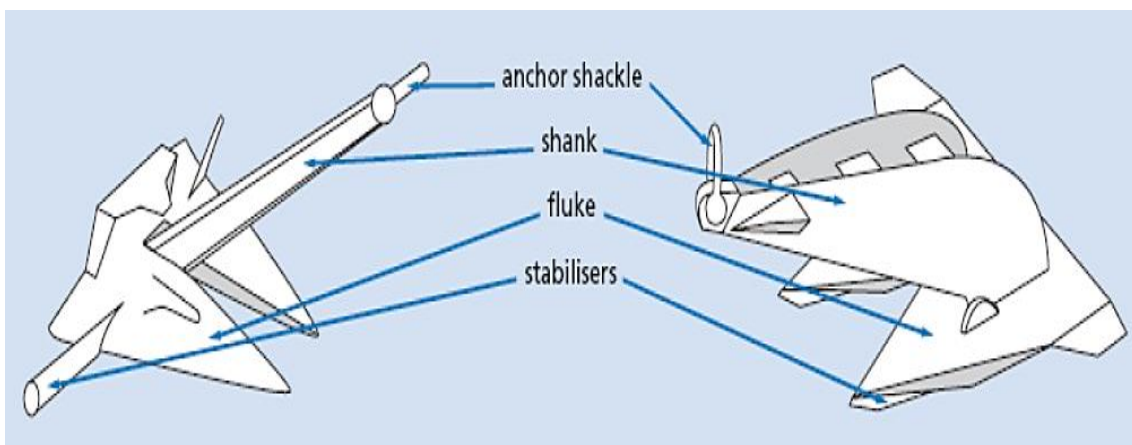


**Figura 2.8.1: Estopor, izquierda y fairlead, derecha.**

Otros elementos importantes en el sistema de fondeo, en aras de nombrarlos todos, son los conectores, tales como grilletes, sujetacables, uniones Kenter, etc. Estos elementos nos permiten conectar diferentes secciones de nuestro sistema de fondeo, con vistas a combinar elementos o realizar sujeciones.

El sistema de fondeo, está compuesto por muchos elementos, como los que hemos visto hasta ahora, sin embargo, el más importante de los elementos es el ancla. El ancla es el que nos va a proporcionar la fuerza de agarre, agarre al lecho oceánico, es el elemento que nos mantiene realmente la posición. Las anclas de nuestra plataforma deben ser las de mayor agarre, tipo plataformas petrolíferas, para asegurar el artefacto ante los momentos y fuerzas que nos generará el conjunto, especialmente cuando sopla el viento.

El ancla, estará inspeccionada por las sociedades de clasificación y certificada como garantía de calidad. Estas anclas de alto agarre deberán soportar grandes presiones, a parte, por la profundidad a la que se encontrarán. Ejemplos de estas anclas con alto poder de agarre se observa en la siguiente figura, la de la derecha será el modelo escogido para nuestra plataforma (*Figura 2.8.2*)



**Figura 2.8.2:** Anclas con alto poder de agarre, derecha será el modelo escogido.

Cada columna tendrá su propia ancla, que pasará por el fairlead y a través de las planchas antiheave, por popa, la popa de cada columna. Además se proveerá de otros puntos de fondeo sin anclas, sino unidas al lecho oceánico a través de pilotes de perforación. Estos pilotes estarán enterrados en el fondo oceánico y serán unidos a la plataforma, por cadenas y cables en catenarias, a través de las columnas por babor y estribor de manera que se restrinja cualquier movimiento. A continuación, se observa un pilote en el momento de su colocación (*Figura 2.8.3*)



**Figura 2.8.3:** Pilotes de perforación durante su instalación.

Los pilotes de perforación se colocarán por medio de martillos hidráulicos que lo fijen al lecho oceánico, luego se instalarán las uniones.

El sistema de fondeo ha sido seleccionado, según el reglamento seguido hasta el momento, las reglas del ABS para plataformas offshore, en este reglamento se nos da como calcular el numeral de equipo, de la siguiente manera.

$$\text{Numeral de equipo} = hk \left( \frac{\Delta}{h} \right)^{2/3} + m \sum q C_S C_h A_f + n \sum q C_S C_h A_p$$

Dónde:

$h$  = número de pontones o cascos = 3

$m$  = constante = 2

$n$  = constante = 0.1

$k$  = constante = 1.0

$\Delta$  = desplazamiento de diseño = 8804 ton

$q$  = constante para casco = 0.1

$C_S$  = coeficiente de forma = (Figura 4.11.4)

$C_h$  = coeficiente de altura = 1.30 por centro de gravedad

$A_f$  = área frontal proyectada, expuesta al viento

$A_p$  = área de perfil proyectada, expuesta al viento

Spherical	0.4
Cylindrical shapes (all sizes)	0.5
Flat surfaces	1.0
Hull	1.0
Upper structure (column-stabilized unit)	1.0
Superstructure or deck house	1.0
Isolated Structural shapes (large cranes)	1.5
Under deck areas (smooth surfaces)	1.0
Under deck areas (exposed beams and girders)	1.3
Open truss rig derrick (each face)	1.25
Wires (total surface exposed in transit)	1.2

Figura 2.8.4: Coeficiente de forma, para hallar numeral de equipo.

Operamos.

$$m \sum qC_s C_h A_f = 2((0.1 \cdot 0.5 \cdot 1.30 \cdot 312) + (0.1 \cdot 1.25 \cdot 1.30 \cdot 960))$$

$$m \sum qC_s C_h A_f = 352.56$$

Seguimos operando.

$$n \sum qC_s C_h A_p = 0.1 \cdot ((0.1 \cdot 0.5 \cdot 1.30 \cdot 340) + (0.1 \cdot 1.25 \cdot 1.30 \cdot 1060))$$

$$n \sum qC_s C_h A_p = 19.43$$

Para la última parte de nuestra fórmula.

$$hk \left(\frac{\Delta}{h}\right)^{2/3} = 3 \cdot 1 \cdot \left(\frac{8804}{3}\right)^{2/3} = 615$$

Para fórmula del numeral de equipo obtenemos.

$$\text{Numeral de equipo} = hk \left(\frac{\Delta}{h}\right)^{2/3} + m \sum qC_s C_h A_f + n \sum qC_s C_h A_p$$

$$\text{Numeral de equipo} = 615 + 19.43 + 352.56$$

$$\text{Numeral de equipo} = 987$$

Con este valor, el valor correspondiente al numeral de equipo, procederemos a según instrucciones de la sociedad de clasificación a elegir el sistema de fondeo adecuado, recordemos que ya nos aventuramos a comentar que requeriríamos de tres anclas, tres líneas de fondeo con anclas, para las tres columnas flotantes. A parte, complementaremos el sistema con cables de amarre a pilotes de perforación afianzados al lecho oceánico.

El reglamento que hemos seguido, el reglamento del ABS, American Bureau of Shipping, *Rules for building and classing mobile offshore drilling units 2015*, nos da el equipamiento a instalar en función de lo obtenido, del valor obtenido, como ya hemos comentado.

La tabla, dada por el reglamento del ABS, donde se ofrecen los datos correspondientes al sistema de fondeo según el numeral de equipo, es la siguiente (Figura 2.8.5)

SI, MKS Units

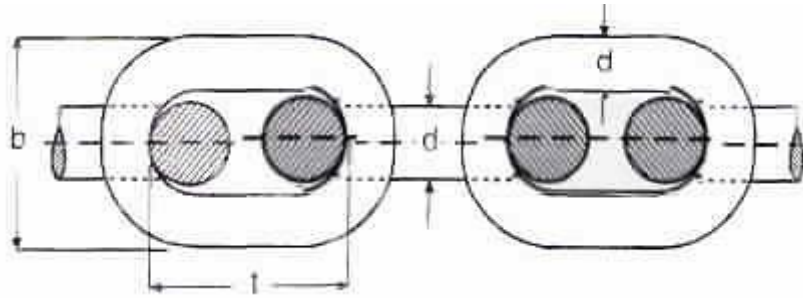
Equipment Numeral	Equipment Number*	Bower Anchors			Chain Cable Stud Link Bower Chain			
		Number	Mass per Anchor, kg		Length, m	Diameter		
			Stockless	High Holding Power (minimum)		Normal-Strength Steel (Grade 1), mm	High-Strength Steel (Grade 2), mm	Extra High-Strength Steel (Grade 3), mm
U11	320	3	1020	765	357.5	32	28	24
U12	360	3	1140	855	385	34	30	26
U13	400	3	1290	967.5	385	36	32	28
U14	450	3	1440	1080	412.5	38	34	30
U15	500	3	1590	1192.5	412.5	40	34	30
U16	550	3	1740	1305	440	42	36	32
U17	600	3	1920	1440	440	44	38	34
U18	660	3	2100	1575	440	46	40	36
U19	720	3	2280	1710	467.5	48	42	36
U20	780	3	2460	1845	467.5	50	44	38
U21	840	3	2640	1980	467.5	52	46	40
U22	910	3	2850	2137.5	495	54	48	42
U23	980	3	3060	2295	495	56	50	44
U24	1060	3	3300	2475	495	58	50	46
U25	1140	3	3540	2655	522.5	60	52	46
U26	1220	3	3780	2835	522.5	62	54	48
U27	1300	3	4050	3037.5	522.5	64	56	50
U28	1390	3	4320	3240	550	66	58	50
U29	1480	3	4590	3442.5	550	68	60	52
U30	1570	3	4890	3667.5	550	70	62	54
U31	1670	3	5250	3937.5	577.5	73	64	56
U32	1790	3	5610	4207.5	577.5	76	66	58
U33	1930	3	6000	4500	577.5	78	68	60
U34	2080	3	6450	4837.5	605	81	70	62
U35	2230	3	6900	5175	605	84	73	64

Figura 2.8.5: Tabla numeral de equipo, fuente ABS.

Se observa, como en función del numeral equipo, se nos da, el número de anclas, el poder de agarre, la longitud, e incluso las dimensiones de los eslabones de la cadena, en función de la resistencia del acero con las que se conforman.

Nuestro numeral de equipo es de 987, por lo que nos dirigimos al numeral U23, por ser el más próximo, es mínima la diferencia, aunque lo normal es irse al inmediato superior. Con esta denominación, debemos disponer de tres anclas tal y como comentamos, con una longitud de cadena de 495 metros cada una, nuestro sistema será mixto recordemos, eslabones al inicio y al final y en los tramos intermedios cables de acero de gran resistencia. Las anclas, tal y como se aventuró, estarán colocadas una en cada columna flotante junto con las amarras de acero, que darán mayor estabilidad y seguridad al sistema de fondeo.

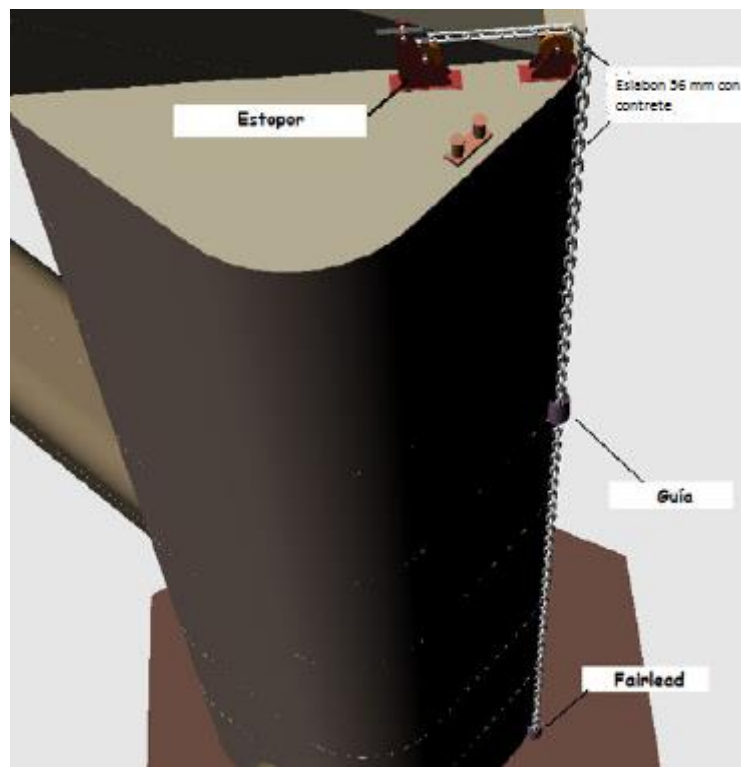
Las dimensiones de los eslabones estarán determinados, por el numeral de equipo según el ABS, las dimensiones se observan a continuación (Figura 2.8.6)



**Figura 2.8.6: Dimensiones de eslabones, fuente ABS.**

Los eslabones tendrán concreto para mayor resistencia ante los esfuerzos de tracción, y el diámetro de los eslabones tal y como se observa en la tabla *Figura 4.11.5* es de unos 56 milímetros.

Dicho esto, conocemos ya todos los elementos de nuestro sistema de fondeo, conocemos los buques a emplear para la instalación, del apartado anterior, el número de elementos y sus dimensiones y la colocación de las mismas. Recordar que las anclas pasan por la columna a través del fairlead, y que atraviesan un espacio de las planchas antiheave dejado para tal efecto, a continuación se observa lo descrito en la siguiente imagen (*Figura 2.8.7*)



**Figura 2.8.7: Paso de cadenas y sistema de fondeo en la plataforma offshore, TFT.**

Se observa la distribución de las cadenas en la columnas, saldrán por popa, la popa de cada columna y a través de la plancha antiheave de la base, tal y como se describió anteriormente.

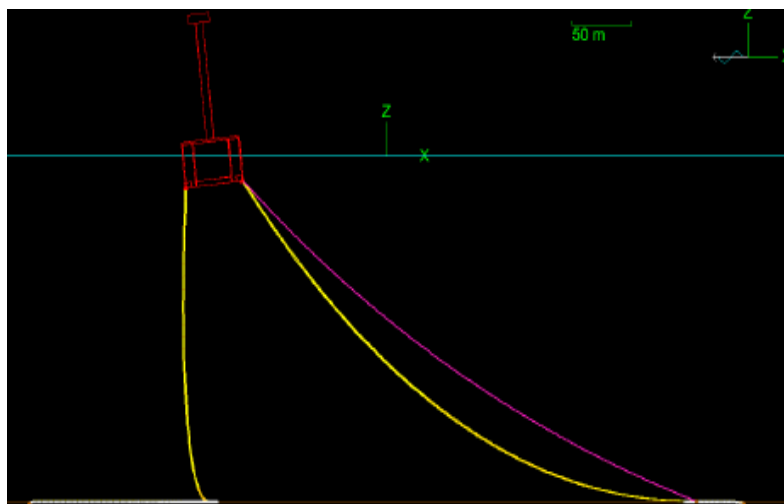


La localización de los puntos de anclaje en las columnas se observa en la siguiente imagen tal y como se ha descrito, cables de acero fijados a babor y a estribor de las columnas y anclas en popa de cada una de ellas (*Figura 2.8.7*)



**Figura 2.8.7: Localización de los cables de fondeo, las anclas en popa.**

Entre todos los elementos, aseguraremos la estructura a la posición que buscamos, con las condiciones óptimas de viento para nuestro aerogenerador. El ancla mantendrá la plataforma en posición, y los cables aparte de también mantener la posición, especialmente ante movimientos de deriva, por las corrientes y vientos, también nos dará estabilidad y controlará los movimientos de alzada, recordemos que en la segunda sección hallamos las fuerzas por cargas externas como estas, hay que tenerlas en cuenta, aunque al hallar el numeral de equipo la sociedad de clasificación nos asegura que el sistema de fondeo es suficiente como para mantener la posición a pesar de los factores externos. A continuación se muestra el comportamiento de nuestro sistema de fondeo ante una situación aleatoria de deriva (*Figura 2.8.8*)



**Figura 2.8.8: Situación de las líneas de fondeo durante deriva.**

# **C. Optimización equipos auxiliares**

(Pág. 43)

<b>C.1 <u>Prólogo</u></b> .....	<b>44</b>
<b>C.2 <u>Cable submarino</u></b> .....	<b>44</b>
<b>C.3 <u>Sistema eléctrico</u></b> .....	<b>48</b>
<b>C.4 <u>Consumos en la plataforma</u></b> .....	<b>51</b>
<b>C.5 <u>Medidas de optimización</u></b> .....	<b>53</b>
<b>C.6 <u>Conclusiones</u></b> .....	<b>60</b>

## **C.1 Prólogo**

En este bloque vamos a conocer el sistema eléctrico que alimenta los diferentes sistemas auxiliares de la plataforma off-shore, el prototipo que se pretende diseñar. Es imprescindible conocer el sistema eléctrico para poder conocer sus deficiencias desde el punto de vista de consumo energético, es decir, poder conocer dónde existe un consumo excesivo en el sistema, consumo que se puede minimizar aplicando medidas de eficiencia energética, que en ningún caso supondrán una utopía desde el punto de vista energético y económico.

La eficiencia energética implica el correcto funcionamiento del sistema, y de los sistemas individualmente, con un consumo menor, es decir, lo que pretendemos en este apartado es que los diferentes sistemas auxiliares, comentados en el bloque anterior, operen de manera fiable y correcta con el menor consumo posible, y con medidas de ahorro que no supongan una inversión económica excesiva, es decir, la eficiencia energética no se alcanzará a cualquier precio, pues se busca un proyecto viable desde todos los puntos de vista.

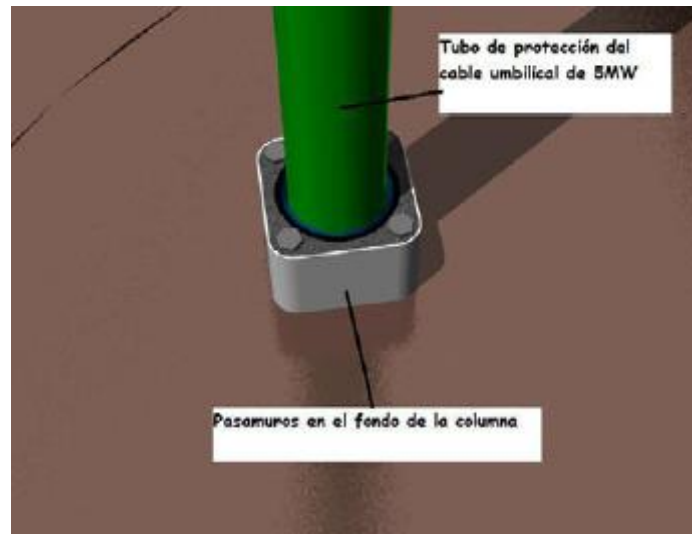
En esto nos centraremos en este bloque, en la búsqueda de la eficiencia, no obstante, previamente, en los primeros apartados, debemos conocer el sistema eléctrico que alimentan los distintos equipos auxiliares. También necesitamos conocer el sistema de alimentación y suministro de energía de nuestra plataforma, es decir, la manera en que distribuimos a tierra la energía generada y consumimos de tierra en los casos necesarios de falta de viento y por ende de energía eléctrica, a través de un cable submarino del que hablaremos en el siguiente apartado, y el cual debemos hacer pasar por la estructura de acero hasta los servicios de la plataforma.

## **C.2 Cable submarino**

En un apartado anterior se explica que el aerogenerador a portar por la plataforma es de 5 MW, por lo que se requerirá de un cable submarino que sea capaz de transportar dicha potencia hasta tierra a unos 33 kV de tensión, para minimizar pérdidas por efecto Joule, ni que decir tiene que será transmitida en alterna, que para elevadas potencias y ante la posibilidad de que ésta sea variable, pues un aerogenerador no siempre genera lo previsto por las condiciones climáticas, tiene menos pérdidas por el mismo efecto comentado.

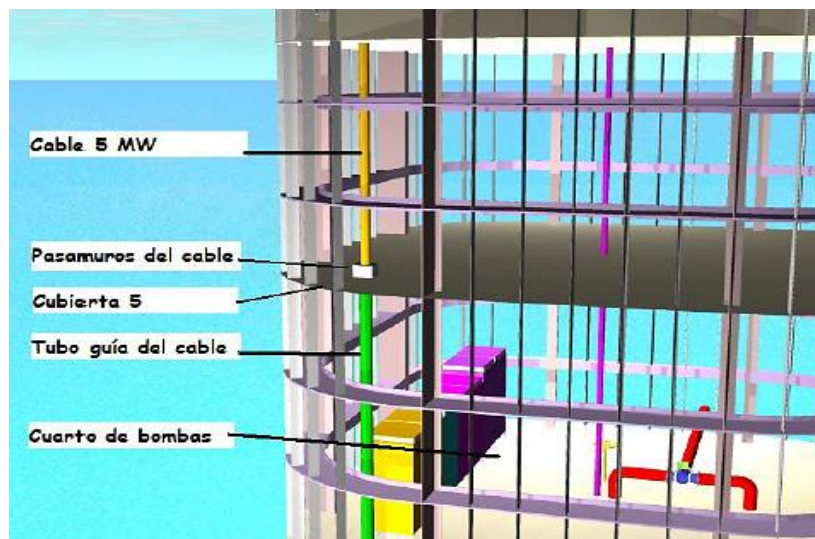
El cable submarino que transporta la energía generada hasta tierra, y que además servirá de alimentación en caso de que el aerogenerador no suministre energía por falta de viento o por avería, partirá de la columna central que alberga al aerogenerador. Esta columna central dispondrá del transformador necesario para bajar la tensión hasta la óptima para alimentar a nuestros sistemas auxiliares descritos en el bloque anterior. Este transformador, recibirá la energía que tiene que transformar del aerogenerador y desde tierra en el caso necesario.

El cable submarino, como comentamos, atravesará la columna central que porta el aerogenerador a través de un pasamuro estanco. En la *Figura 3.2.1* se observa el pasamuro y el cable.



**Figura 3.2.1:** Pasamuros y cable submarino de 5 MW a través de la columna de popa.

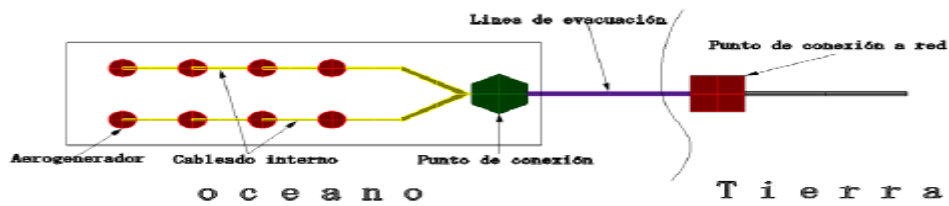
Una vez el cable se halle en el interior de la columna, se conducirá hasta las cubiertas superiores, la cinco y la seis, que albergará el transformador, y de éste partirán las líneas necesarias para alimentar a los diferentes equipos ubicados en las columnas restantes. El cable pasará por dos tanques de lastre, de laste móvil, es decir, con agua, por lo que se mantendrá la estanqueidad de toda la conducción hasta la cubierta superior. En la *Figura 3.2.2* se observa el paso de las cubiertas del cable submarino, cinco y seis, que albergan las bombas y en su caso el transformador.



**Figura 3.2.2:** Pasamuros cubiertas, cinco y seis, hasta servicios auxiliares.

En cuanto a la conexión de tierra con el parque se estudiará una conexión directa, pues lo que se trata estudiar es un único aerogenerador a modo de prototipo para el estudio, en el caso de que se busque un parque eólico, el transporte requerirá de conexiones internas entre plataformas y una subestación flotante.

En la *Figura 3.2.3* se observa la conexión interna en un parque eólico off-shore, para comentar la particularidad y las diferencias respecto a nuestro proyecto y nuestro tipo de conexión a tierra.



**Figura 3.2.3: Conexión a tierra de un parque eólico off-shore.**

Respecto a la *Figura 3.2.3*, en nuestro caso sólo se trata de un prototipo, con un único aerogenerador en una única plataforma off-shore, por lo que no existe punto de conexión, que lo formaría una subestación flotante, sino una línea de evacuación directa a 5 MW y 33kV hasta el punto de conexión a red ya en tierra firme. En el caso de un parque eólico, con pocos aerogeneradores, se estudiaría y se primaría la no instalación de una plataforma subestación pues exige la construcción de una nueva plataforma flotante y los costos que ello entraña, por lo que se evacuaría la energía eléctrica a la misma tensión y potencia que la generada por los propios aerogeneradores, no obstante, para potencias elevadas si se hace necesaria la instalación de una subestación, es decir, para un parque con varios aerogeneradores con potencias elevadas. Se transporta en corriente alterna, que afronta mejor los cambios de potencia, debido a la tensión, con menos pérdidas por efecto Joule. En corriente continua ni se plantea, porque para la distancia dada a la costa, no se tienen en cuenta las pérdidas capacitivas, que si tendríamos con grandes distancias en corriente alterna, por tanto, para la distancia tan corta, la mejor opción y la escogida es corriente alterna.

La distancia también influye en el cable submarino a emplear, la distancia de nuestro proyecto se ubicaría a unas 4-5 millas de distancia de la costa, con el sistema de posicionamiento dinámico, por lo que no existen pérdidas considerables en el transporte, son controlables, pérdidas que nos hicieran plantearnos la idoneidad de instalar una subestación, y de transportar en corriente continua, para elevar la tensión de media tensión, 33 kV, a alta tensión, 132 kV. No existe gran distancia por lo que las pérdidas son controlables y no se requiere de una elevada tensión de transporte, más allá de la propia generada por el prototipo, y por el parque, con un número bajo de aerogeneradores, en su caso.

El cable submarino, debe ser capaz de soportar esfuerzo mecánicos, además de cumplir con la función principal del transporte, por eso, estará compuesto de varios materiales, incluso el mismo conductor tendrá alojado fibra óptica, para el sistema de comunicación a tierra y el sistema de control de los diferentes equipos alojados en la plataforma y del propio aerogenerador. El conductor podrá ser de cobre y aluminio, y recubierto de acero para soportar los esfuerzos mecánicos, y proteger los conductores, y especialmente la fibra óptica que permite el control desde tierra de los equipos de la plataforma.

En la *Figura 3.2.4* se observa la composición del cable submarino que acapara este apartado, cubierta de polipropileno para la protección frente al medio acuático, acero para la protección frente a esfuerzos mecánicos, y los propios conductores y fibra óptica.



**Figura 3.2.4: Cable submarino con los diferentes materiales y elementos.**

Se observan los diferentes materiales a emplear en el cable submarino, que puede tener una sección mayor de manera que sea capaz de transportar eficazmente la energía producida a 5 MW y 33kV de tensión alterna. La importancia, del acero, en estos tipos de cables erradica en los esfuerzos mecánicos a los que se verá sometido el conductor debido al entorno hostil en el que se encuentra, además en nuestro caso, se verá sometido a profundidades medias, que implican una presión hidrostática considerable sobre el cable submarino. Para entender las profundidades que podemos encontrar en la zona de ubicación, adjuntamos la *Figura 3.2.5* en la que se observa la batimetría del lugar donde se ubicaría el prototipo.



**Figura 3.2.5: Batimetría sur de Tenerife, zona de ubicación (Fuente: REDMIC y Grafcan)**

Por la batimetría estudiada podemos encontrar profundidades de entre 350 y 500 metros, por lo que el cable submarino ha de soportar dichas profundidades.

Las profundidades son elevadas, no obstante, ya preveíamos tales, por ello a la hora de diseñar el sistema de fondeo, empleamos largos de cadena de 487 metros ampliables en el caso necesario, de que se prevea una profundidad mayor, aunque ya decimos que la profundidad a las millas determinadas se situará siempre por debajo de los 500 metros, en torno a los 450 metros.

## C.3 Sistema eléctrico

En este apartado, vamos a conocer el entramado eléctrico que requiere la plataforma para sustentar los equipos auxiliares que la componen, desde la propia generación hasta la distribución, de manera que sirva de base cuando luego comentemos las medidas de eficiencia energética a aplicar en dicho sistema eléctrico, y en determinados sistemas auxiliares.

La generación viene dada por la red de tierra, vista anteriormente, cuando no exista generación del aerogenerador prototipo, no obstante, se pretende diseñar un centro de generación de energía eléctrica por lo que en casos normales el cable submarino estará transportando energía hacia tierra y no viceversa. Por ello, la energía necesaria se tomará de la propia generada por el aerogenerador, a través de un transformador, que derive la energía a los diferentes equipos. La *Figura 3.3.1* muestra el esquema de generación eléctrica a partir de la energía propia del aerogenerador.

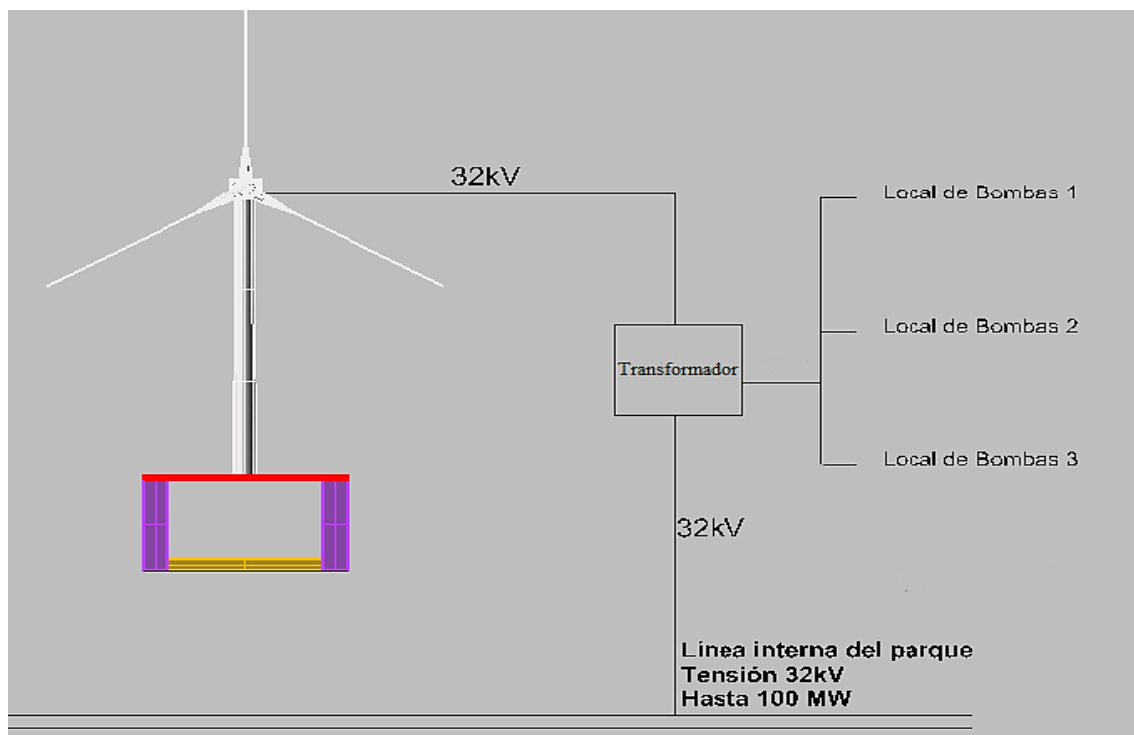


Figura 3.3.1: Esquema generación de energía a partir del propio aerogenerador.

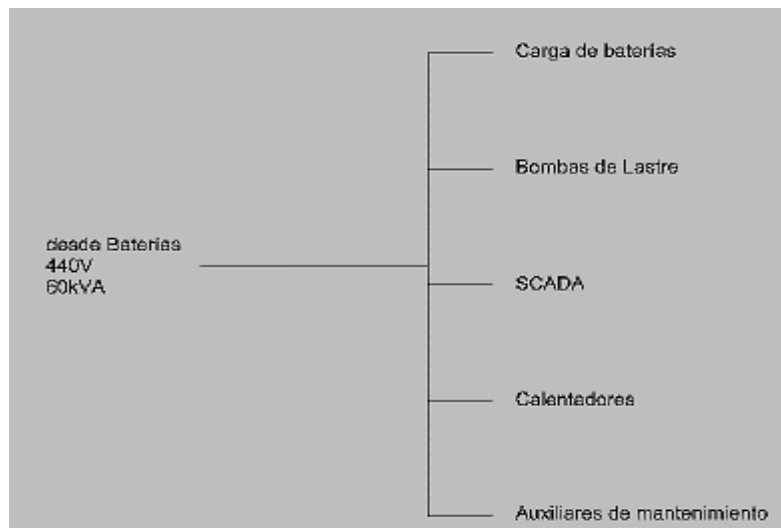
El transformador, que bajará la tensión a la nominal de los equipos auxiliares, estará ubicado en la cubierta 5 de la columna central, la de mayor diámetro.

El transformador hace el cambio de 32 kV a 400V, con que se alimentan las diferentes UPS, previa rectificación. Una vez las UPS tengan la energía importada del transformador principal la mandan en corriente continua a 400 V a un convertidor para el cambio a corriente alterna y de éste se transporta ya a los consumos, es decir, a las bombas y demás sistemas. En la *Figura 3.3.2* se observa un transformador marino, refrigerado con agua.



**Figura 3.3.2: Transformador marino refrigerado con agua.**

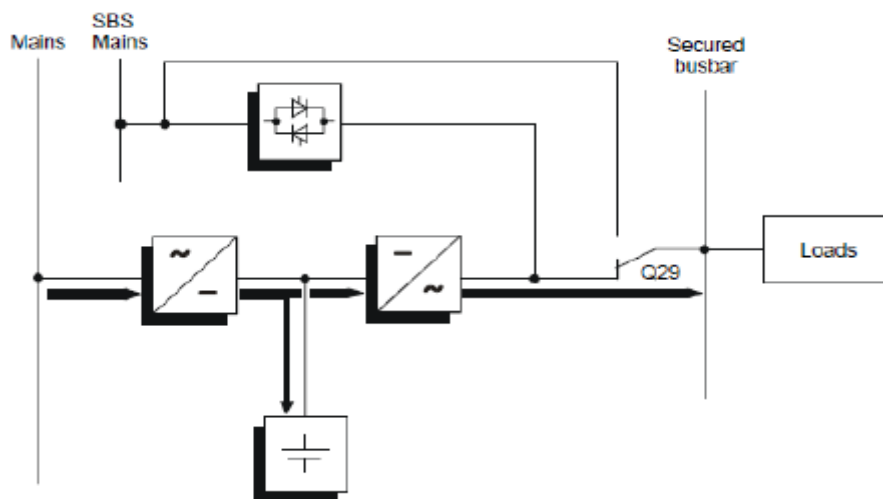
El bloque de sistemas auxiliares, y en el apartado del sistema de emergencias, se establece que las UPS tendrán una potencia de 60 KVA, y serán cuatro unidades por cada columna y cinco unidades para la columna principal. En resumen, el aerogenerador genera la energía, ésta se baja de tensión, una parte, mediante el transformador ubicado en la misma columna que el aerogenerador, de éste parten las líneas que alimentan las UPS, ubicadas en las tres columnas a 400 V, y éstas alimentan a los diferentes equipos. El esquema particular de las UPS, junto con los consumos que alimenta, es el siguiente, *Figura 3.3.3*.



**Figura 3.3.3: Esquema línea de consumos a partir de baterías.**



El empleo de las baterías como un elemento del sistema en un estado operativo, y no solo en caso de emergencias, se ha planteado porque presenta ventajas. La principal ventaja es que la unidad UPS funciona en situación de emergencia y además transforma a tensión de consumidores en un único sistema en situación operativa normal, por lo que simplifica en gran medida el esquema eléctrico. La simplificación tiene una desventaja y es que estas unidades tienen grandes dimensiones y son costosas, aun así compensa pues ahorramos en otros elementos del circuito que se evitan instalar, y contamos con el espacio necesario, pues disponemos de dos cubiertas para equipos de este tipo en cada una de las columnas. A continuación, y para ir finalizando este apartado y proceder con el siguiente dedicado a los consumos, es decir, al balance energético de la plataforma vamos a adjuntar la *Figura 3.3.4* donde se observa el esquema interno de las UPS, especialmente importante el rectificador, que pasa la corriente de alterna a continua, y el convertidor, que hace justo lo contrario y transporta ya la energía hacia las cargas, bombas y demás.



**Figura 3.3.4: Esquema eléctrico interno nivel UPS.**

Las UPS almacenan y distribuyen la energía, decir, que la energía no demandada se lleva a la línea de evacuación y luego a tierra, sin ningún tipo de transformador, la demanda es la que da lugar a la energía transformada, baja tensión, y llevada hasta los diferentes equipos auxiliares. En la *Figura 3.3.1* se muestra la dicho, la energía generada y demandada por los equipos auxiliares se baja la tensión y la restante se lleva a la línea interna del parque, en nuestro caso al tratarse de un prototipo de estudio, es decir, de una única plataforma off-shore, la restante se llevará por la línea de evacuación a tierra.

El objetivo de un parque eólico es la generación de energía, por lo que para nuestro caso interesa que los equipos auxiliares minimicen la demanda de energía para maximizar la producción de energía eléctrica a partir del recurso eólico. Este objetivo constituye uno de los fundamentos de este trabajo, por lo que en lo que resta de él, y en este bloque, nos centraremos en conocer la demanda de los equipos y aplicar medidas de eficiencia en aquellos equipos que demanden más, de manera que se reduzca las necesidades energéticas.

## **C.4 Consumos en la plataforma**

El balance energético lo podemos simplificar, pues muchos de los sistemas se utilizarán ocasionalmente y por un tiempo limitado, por ello tras la limitación tenemos los siguientes sistemas a alimentar.

- Iluminación
- Bombas sumergidas
- Baterías de emergencia
- Aerogenerador
- Sistemas SCADA
- Auxiliares

El elemento dedicado a auxiliares, comprenden todo tipo de sistemas que operan de manera muy puntual y ocasional, tales como la grúa de cubiertas, el sistema de fondeo, entre otros. Los sistemas del aerogenerador tiene su propia alimentación y viene dada por el fabricante mismo del aerogenerador en nuestro caso la empresa alemana Enercon. El balance eléctrico de nuestra plataforma off-shore, quedará definido de la siguiente manera, *Figura 3.4.1:*

<b>Elemento</b>	<b>Operación normal</b>	<b>Operación de emergencia</b>
<b>Unidad UPS</b>	15 kW	0
<b>Bombas de lastre</b>	43.2 kW	195 kW
<b>Iluminarias</b>	0,5 kW	0
<b>SCADA</b>	1 kW	1 kW
<b>Auxiliares</b>	0,8 kW	0,8 kW
<b>Total</b>	60,5 kW	196,8 kW

**Figura 3.4.1: Balance eléctrico de los sistemas de la plataforma prototipo.**

El balance eléctrico de nuestra plataforma tiene dos posibilidades, la operación normal y la de emergencia. En el caso de emergencia las unidades UPS no toman energía sino que la suministran, pues esa es su principal función, también la iluminación no tiene demanda energética pues se activaría la iluminación de emergencia que cuenta con energía propia, de pequeñas baterías.

La plataforma no es habitable, por lo que la operativa de emergencia y las restricciones de seguridad no son muy elevadas. El sistema dedicado a las bombas, es con diferencia el que mayor entaña un consumo eléctrico elevado, tiene una gran necesidad energética, por lo que cualquier medida aplicada en este sistema, de eficiencia y ahorro energético, tendrá un sensible alcance en el consumo global de la plataforma, y por ende en la maximización de la producción de energía eólica.

El sistema es vital pues de él depende la estabilidad de la plataforma, aún así se puede aplicar medidas de ahorro sin que se vea comprometida la seguridad la estabilidad del prototipo.

Recordemos, tal y como vimos en el bloque dedicado a los sistemas auxiliares de la plataforma, y concretamente en el apartado dedicado al sistema de lastre, nuestro sistema constará de:

- Bombas centrífugas de pozo sumergido, dos por columna, seis en total y líneas de tuberías de succión y descarga.
- Válvulas y sus elementos de control remoto
- Controladores, hardware y software para el control del sistema.

El sistema de lastre realiza la compensación de las escoras producidas por el viento, en casos determinados, en la que el rotor, gire para orientarse hacia el viento. El trasiego de una columna a otra se podrá realizar por el interior de los pontones pues éstos incorporarán tuberías para tal efecto, y se trasladará a las válvulas a partir de los segundos tanques de lastre, los primeros estará rellenos de hormigón, de manera que se baje el centro de gravedad hasta unas condiciones que aseguren la estabilidad de la plataforma offshore.

El trasiego de una columna a otra, o toma de mar directamente deberá efectuarse de tal manera que en no más de 30 minutos subsane cualquier anomalía producida, nos referimos a anomalía a las escoras que se puedan generar por la acción inusual del viento, inusual en intensidad o en dirección o ambas.

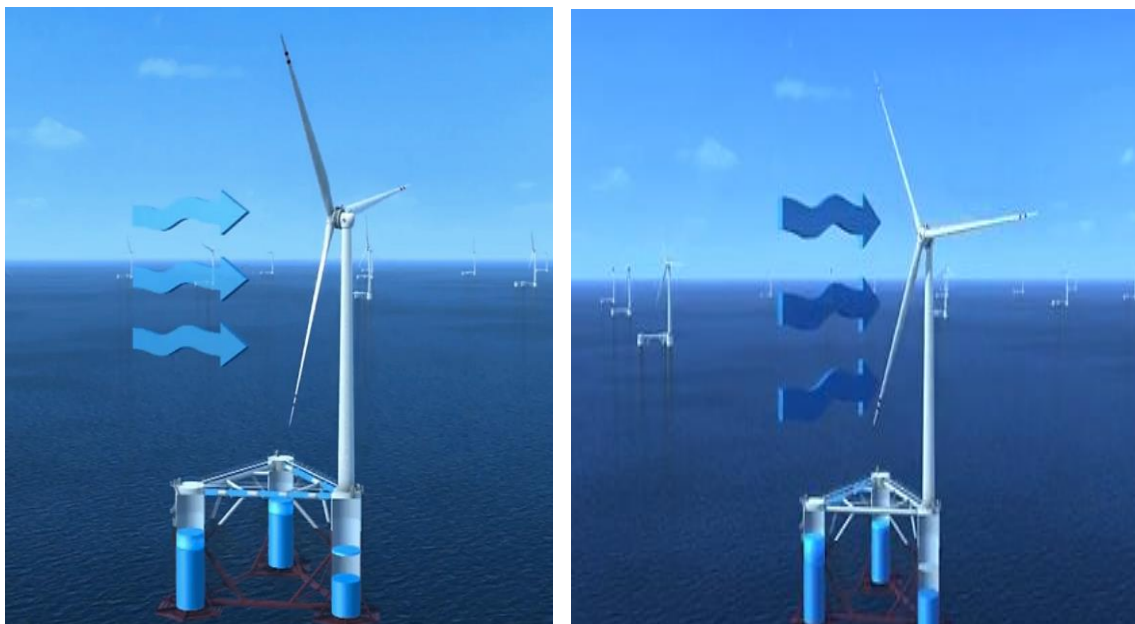
El sistema, dadas estas condiciones, de tiempo, en cuanto a trasiego se refiere, tiene una potencia demandada importante, que debemos suplir con la energía generada por el aerogenerador o desde tierra en el caso necesario, aunque esto no se desea, pues el objetivo de implementar el prototipo es la generación de energía renovable de manera que se supla la demanda de los centros de consumo.

En el siguiente apartado, adoptaremos y estudiaremos las medidas de eficiencia a aplicar de manera que se reduzca el balance total energético mostrado en la *Figura 3.4.1*, minimizando los consumos de auxiliares y maximizando la generación eólica.

## C.5 Medidas de optimización

El sistema de lastre, y las bombas que lo componen son el principal factor a optimizar en este ejercicio, pues, como ya hemos comentado cualquier medida aplicada en estos elementos tendrá un impacto sensible en la eficiencia global del sistema.

La eficiencia de un sistema erradica en ajustarse lo máximo a la demanda y a las necesidades requeridas en todo momento, en nuestro caso, esto es lo que haremos, nos ajustaremos y ajustaremos el sistema de bombas de lastre de manera que siempre trabaje al mínimo exigido para cumplir con la función de dotar de estabilidad a nuestra plataforma. En la *Figura 3.5.1* se observa la situación de los tanques de lastre en función del dirección del viento.



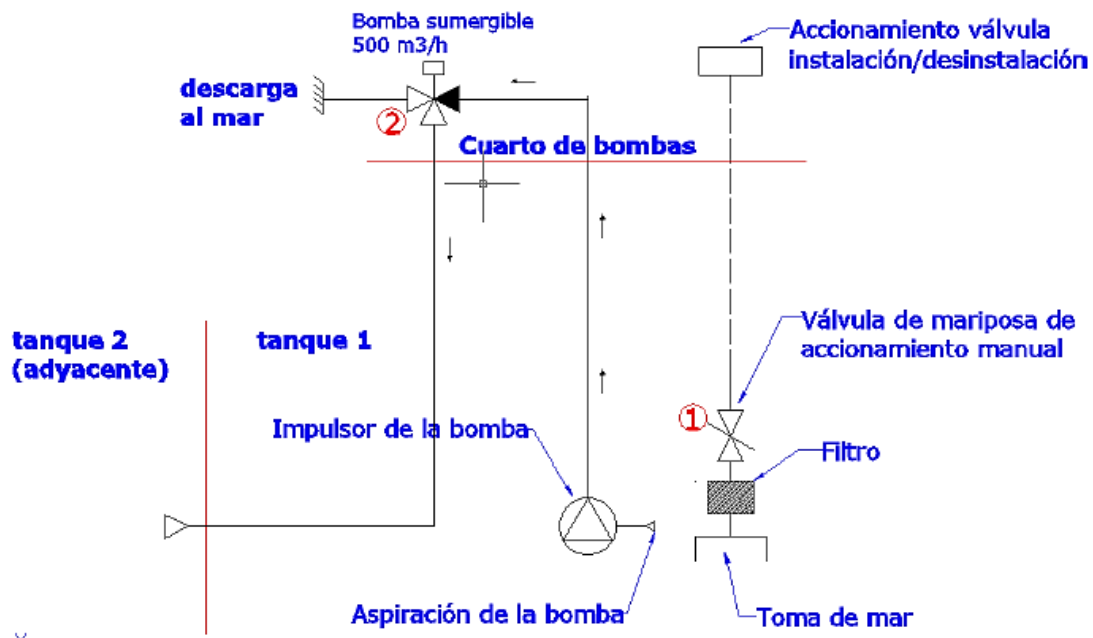
**Figura 3.5.1: Situación tanques de lastre en función de la dirección del viento.**

Con los sistemas de lastre móvil se compensa las escoras producidas por el viento, por lo que es un sistema fundamental, tal y como ya hemos comentado. No obstante, nuestra plataforma cuenta con lastre fijo, con hormigón para bajar el centro de gravedad, y con agua en cantidad fija y luego una cuantía variable para controlar las escoras principalmente por viento y oleaje.

La dirección del viento y el oleaje no cambia repentinamente sino que es progresivo, por lo que las bombas no tendrán que responder a éstas con rapidez, ya contamos con una respuesta de 30 minutos ante estas situaciones por parte del sistema de lastre. La mejor de eficiencia que se propone es la de predecir eficazmente cambios en el oleaje y dirección del viento de manera que se responda ante estas de forma progresiva y sin demandar repentinamente grandes cantidades de energía, pues este sistema consume mucha energía a pleno rendimiento, como se observa en la *Figura 3.4.1*, realizando un trasiego progresivo y correctivo a todos los efectos.

La predicción meteorológica se llevaría a cabo desde el control de tierra, y se podrían cruzar datos con el aeropuerto Reina Sofía Tenerife Sur relativamente cercano pues realiza un control del viento y su dirección siendo realmente útil para el objetivo que nos proponemos de incrementar la eficiencia energética en nuestro prototipo de plataforma offshore.

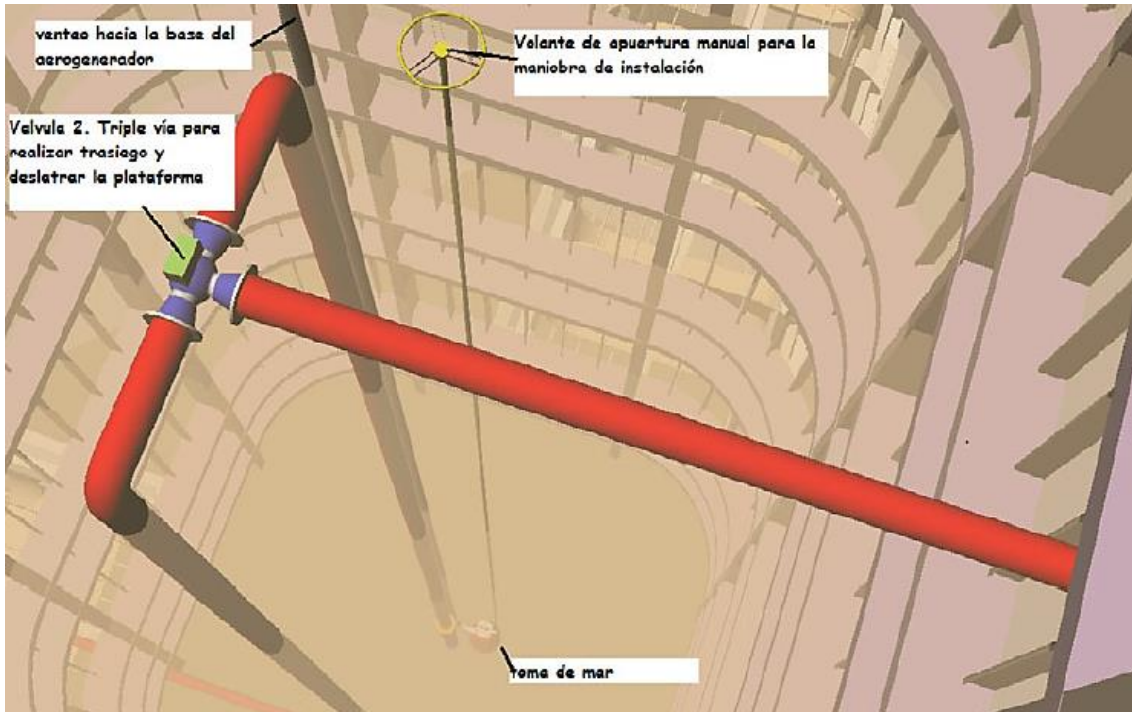
Las bombas de 500 metros cúbicos a la hora estarán ubicadas en el cuarto superior cubierta 5, la aspiración se encontrará en el tanque inferior, en el número 2, recordemos que se trata de una bomba de pozo sumergido, ver bloque 2 apartado sistema de lastre. El inmediato superior al de lastre fijo, contará con la aspiración y la toma de agua, toma de agua que se abrirá para cubrir los tanques 2 y 3, hasta el calado operativo, una vez se alcance el calado operativo se cerrará manualmente pues será durante la instalación, o desde tierra en casos extraordinarios. El lastre móvil no se variará salvo operaciones de trasiego entre columnas, o en casos extraordinarios. El circuito de lastre quedaría tal que así, *Figura 3.5.2*.



**Figura 3.5.2:** Circuito esquema del sistema de lastre de la plataforma.

La importancia del sistema erradica en la válvula 1 y 2, especialmente en la segunda que es de triple vía, y de materiales fiables para asegurar la fiabilidad pues se desea el menor mantenimiento posible. La válvula de tres vías es así pues tiene tres conductos el que viene del tanque inferior y recoge el agua del tanque de lastre, el que descarga al mar la cantidad de lastre sobrante o no necesaria dadas las condiciones, y el conducto que trasiega el agua del tanque inferior a otro tanque ubicado en las otras columnas de la plataforma dada una determinada escora, este trasiego se llevaría a cabo a través de la tubería que parte de esta válvula de triple vía pasando por los pontones y recalando en la válvula de tres vías de la otra columna a la que se trasegaría el agua de lastre.

En la siguiente *Figura, 3.5.3*, se observa la válvula, la segunda que es la más importante, pues la primera solo es importante en la primera fase de construcción durante la instalación de la plataforma, pues es la que permite la entrada del agua de mar a través de la toma.



**Figura 3.5.3: Detalle del sistema de lastre en la cubierta número 5.**

Para que el sistema funcione de esta manera, los compartimentos 2, 3 y 4, correspondientes a tanques de lastre, deben tener conexión abierta entre ellos, de manera que cuando uno se complete en su capacidad se continúe con el llenado del siguiente, hasta conseguir el calado operativo de nuestra plataforma, que como ya hemos mencionado se situará en torno a los 22 metros.

El calado operativo requiere de lastre para ser alcanzado pues la flotabilidad es mayor, dado que la flotabilidad es superior al peso conjunto de la plataforma y el aerogenerador, el lastre dará la estabilidad necesaria a nuestra plataforma prototipo. Se reservan tres tanques de lastre en cada una de las plataformas de manera que:

*Columna 1 = 3 tanques y 66 m<sup>3</sup> del cuarto*

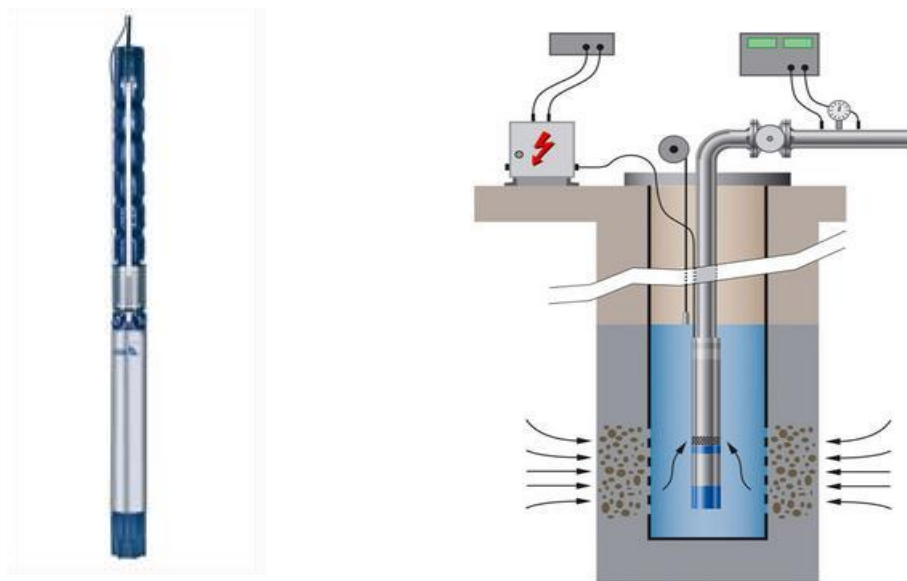
*Columna 2 = 3 tanques y 66 m<sup>3</sup> del cuarto*

*Columna 3 = 725.9 m<sup>3</sup> del primer tanque*

Se observa que en la columna número tres no es necesario tanto lastre pues tiene mayor peso debido al aerogenerador, peso propio que se desquita del lastre necesario.

Esto en cuanto al lastre necesario y al sistema que lo soporta, no obstante, nuestro objetivo es la búsqueda de eficiencia del sistema en cuestión, y para ello, hemos buscado como primera solución ajustarnos a la demanda en todo momento, de manera que las bombas centrífugas de pozo sumergido operen de manera efectiva para lo requerido en cada momento.

Las bombas son *Submersible borehole pump UPA 350-180/1a* de la marca KSB con un caudal de 500 metros cúbicos a la hora y una altura de columna de descarga de 30 metros, necesario pues recordemos que el cuarto de bombas y la válvula de descarga se situarán en la cubierta 5 a unos 24 metros desde la plancha antiheave. Además la potencia absorbida es de 60 kW cada una, por cada una de las columnas y una intensidad nominal de 110 A. En la *Figura 3.5.4* se muestran las bombas escogidas, y el sistema de funcionamiento de las mismas.



**Figura 3.5.4: Bombas de pozo sumergido, de la casa KSB tipo UPA 350.**

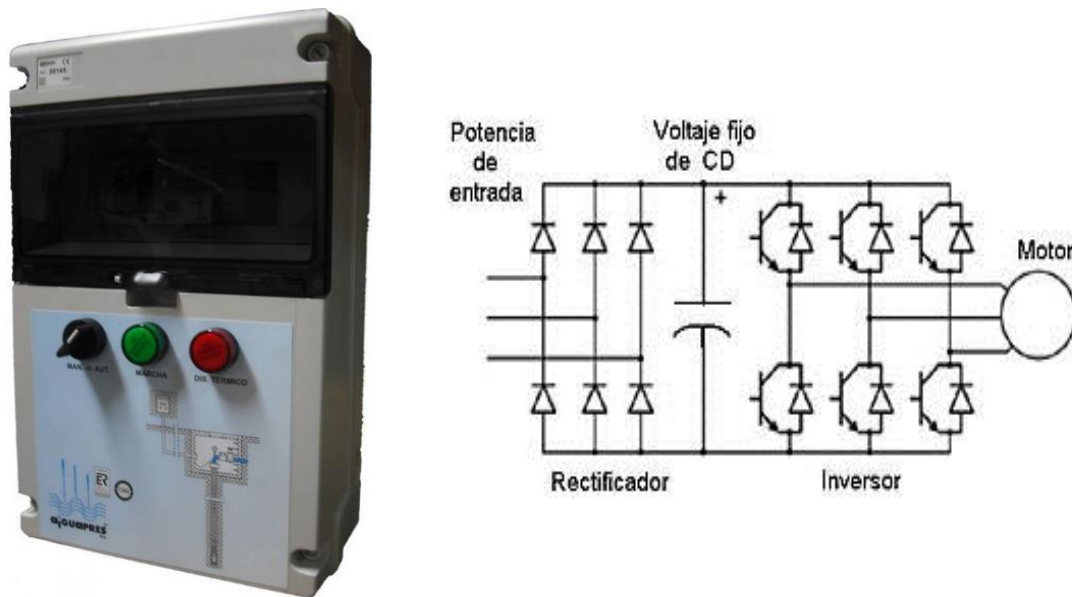
Estas bombas, y sus redundantes, consumirán su máxima potencia cuando se encuentren a máximo rendimiento con un caudal de 500 metros cúbicos, no obstante, esto sólo se producirá en una situación de emergencia, en una situación operativa normal esperamos no más de 51 kW de potencia demandada puntual, en estos casos se producirá un trasiego de manera que se subsane la anomalía en un tiempo no superior a 30 minutos.

Las bombas no trabajarán siempre a su máximo rendimiento, siempre nos ajustaremos a la demanda de la plataforma y según las condiciones meteorológicas de mar y aire, este ajuste retorna un beneficio energético y por tanto se incrementa la eficiencia del sistema. No obstante, nuestro objetivo es disminuir el consumo de los sistemas, por ello vamos a emplear sistemas electrónicos que nos permitan la consecución de dicho objetivo, concretamente, variadores de frecuencia, que ajustan la velocidad de las bombas al caudal requerido y además suavizan la potencia pico en el arranque, lo que repercute, a la larga, en un menor mantenimiento y maximización de la vida útil de las mismas.

El sistema que vamos a incorporar es instalar variadores de frecuencia en las bombas de las diferentes columnas, como ya hemos comentado, esto nos permitirá suavizar el arranque, alargar la vida útil de las bombas y ajustar la potencia y el caudal a la demanda cuando las bombas trabajen por debajo de sus máximas posibilidades, que va a ser constantemente, pues solo trabajarán al máximo en condiciones de emergencia.

Un variador de frecuencia es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna (AC) por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor.

En nuestro cuarto de bombas en la cubierta número 5, incorporaremos tres variadores de frecuencias, por cada una de las columnas, y sus respectivas bombas. Los variadores de frecuencia serán proporcionados por la empresa Aiguapres, que se dedica a este sector, y nos proporciona los variadores de 80 CV necesarios y a 400 V para nuestras bombas. Se ha escogido esta empresa y este modelo porque tienen un cuadro específico para bombas centrífugas de cuadro sumergido, lo que hará más fácil su utilización, interpretación e instalación a los operarios, además de cumplir con las características de nuestras bombas instaladas, tales como la potencia y la tensión nominal. En la *Figura 3.5.5* se muestra el cuadro eléctrico y el variador de frecuencia integrado escogido para nuestro sistema de bombeo.



**Figura 3.5.5: Variador de velocidad CS 80 CV 400 V Velocidad Variable de Aiguapres.**

El variador de frecuencia es apto para nuestra instalación, no obstante debemos conocer si se logra la eficiencia deseada y si se rebaja la potencia pico consumida para una operación normal de la plataforma. A priori, la rebaja de la potencia se va a producir pues vamos a ajustar la demanda a largos periodos de tiempo, es decir, vamos a predecir los cambios meteorológicos y afrontarlos de manera controlada a través de un trasiego constante y a velocidad moderada sin necesidad de exigir en exceso a las bombas del sistema de lastre.



El estudio de la eficiencia alcanzada exige que comprendamos el funcionamiento de las bombas, y para ello, vamos a adjuntar en la *Figura 3.5.6* las curvas de rendimiento dadas por el fabricante para el modelo de bomba escogido.

Pump + motor	Pump	Motor					Motor lead <sup>2)</sup> , flat	
		Discharge head Q = 0 m <sup>3</sup> /h	Rated power	Max. temperature of the fluid pumped v ≥ 0.2 m/s (= 0 m/s)	Rated current	Efficiency	Power factor	Number x cross-section of conductors (use under water, 400 V and ≤ +30°C)
	H <sub>0</sub> m	P <sub>N</sub> kW	t <sub>max</sub> <sup>1)</sup> °C	I <sub>N</sub> A	η <sub>M</sub> %	cos φ --	D.o.I. mm <sup>2</sup>	Y-Δ mm <sup>2</sup>
UPA 350 - 180/ ... + ...								
1m + UMA 200D 55/21	41	54.0	29 (23)	108	87.0	0.84	3/4 x 6.0 <sup>3)</sup>	3/4 x 6.0
1l + UMA 200D 65/21	45	62.0	30 (24)	123	87.7	0.83	3/4 x 10.0 <sup>3)</sup>	3/4 x 10.0
1h + UMA 200D 65/21	49	65.0	28 (21)	129	87.7	0.84	3/4 x 10.0 <sup>3)</sup>	3/4 x 10.0
1e + UMA 200D 75/21	55	75.0	24 (16)	151	87.3	0.83	3/4 x 10.0 <sup>3)</sup>	3/4 x 10.0
1o + UMA 200D 90/21	62	86.0	27 (20)	173	86.1	0.82	3/4 x 16.0 <sup>3)</sup>	3/4 x 16.0
1 + UMA 230D 110/21	66	100.0	25 (17)	199	86.6	0.82	3/4 x 25.0 <sup>3)</sup>	3/4 x 25.0

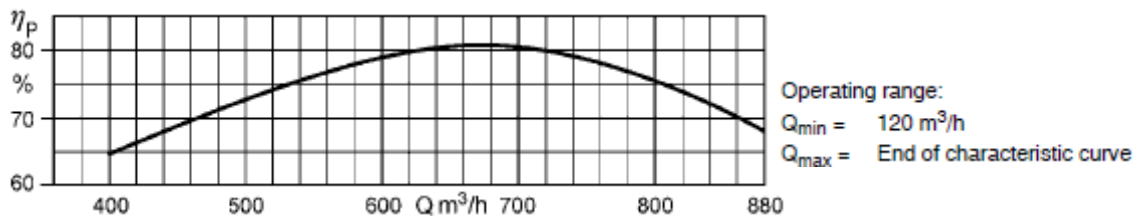


Figura 3.5.5: Características de la bomba escogida, según fabricante KBS.

Se observa que para el modelo escogido y el tipo 1h que es el motor, disponemos de una columna de agua de 49 metros, necesitando 30, ya comentados, y tenemos un consumo de 65 kW que comentamos anteriormente. Para los 500 metros cúbicos a la hora tenemos un rendimiento muy bajo, en torno al 74 %, no obstante, debemos sobredimensionar las bombas por una cuestión de seguridad, puesto que en estos casos deben trabajar con grandes caudales para subsanar cualquier anomalía de emergencia.

La idea para lograr la eficiencia es que trabaje en un margen operativo al caudal mínimo de 120 metros cúbicos a la hora, es decir, al 24% de su capacidad, no obstante, ese régimen nos daría un rendimiento inferior al 50 % sin ninguna duda, sin embargo el variador de frecuencia nos permitiría que si trabajaran las bombas en un rendimiento aceptable y por lo tanto rebajen su demanda de potencia eléctrica. Si esto fuese así obtendríamos que para una bomba:

$$P_{Bomba} = P_{m\acute{a}x} \cdot \eta = 60 \cdot 0.24 = 14.4 \text{ kW}$$

$$P_{Bomba_{totales}} = 14.4 \cdot 3 = 43.2 \text{ kW}$$

Los 43.2 kW es el consumo total para las tres bombas trabajando al 24% de su capacidad con un rendimiento muy bajo dadas las curvas características proporcionadas por el fabricante de las mismas. No obstante, confiamos reducir esa potencia consumida con los variadores de frecuencia, de ahí su instalación.

Para comprobar la eficacia del variador de frecuencia, que tiene un rendimiento del 87%, calculamos la potencia útil para luego la potencia consumida por las bombas con variador, de manera que establezcamos la comparativa, la altura es de 30 metros y el caudal los 120 previstos en régimen operativo, además el rendimiento del motor es del 87.7 % tal y como se observa en la *Figura 3.5.5*.

$$P_u = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q$$

$$P_u = \frac{1025 \cdot 9.8 \cdot 30 \cdot 120}{3600} = 10.04 \text{ kW}$$

$$P_{Bomba} = P_u \cdot \frac{1}{\eta_{motor}} \cdot \frac{1}{\eta_{variador}} = 10.04 \cdot \frac{1}{0.877} \cdot \frac{1}{0.87}$$

$$P_{Bomba} = 13.1 \text{ kW}$$

$$P_{Bomba_{totales}} = 13.1 \cdot 3 = \mathbf{39.3 \text{ kW}}$$

El rendimiento del motor y del variador permanecen en un cercano 87%, no confundir con el rendimiento de la bomba, que disminuye según se aminora el caudal, como es nuestro caso, que disponemos de bombas de capacidad 500 metros cúbicos a la hora y las empleamos para un caudal medio de 120 metros cúbicos a la hora, es decir, a un 24% de su capacidad.

Se observa la disminución de la potencia consumida, puede no parecer una diferencia importante, pero la diferencia está en términos de potencia, es decir, para cada instante, si tenemos en cuenta el tiempo de servicio podemos lograr un ahorro y una eficiencia importante, además de lo ya comentado, se reduce el pico en el arranque, y se maximiza la vida útil de los equipos, que dada la situación en la que se encuentran, dentro de una plataforma marina, es un factor importante el alargue de esta vida útil y la minimización de mantenimiento.

**Ahorro = 43.2 kW > 39.3 kW → 3.9 kW ahorro para tres bombas**

Si con la incorporación de los variadores de frecuencia, que hemos comprobado que aumentan la eficiencia, estudiamos el balance energético de nuestra plataforma offshore, para los estados de operación y emergencia, comparándolo con el balance anteriormente realizado sin variadores de frecuencia instalados, obtenemos lo siguiente, *Figura 3.5.6*:

Elemento	Operación normal	Operación de emergencia
Unidad UPS	15 kW	0
Bombas de lastre	39.3 kW	195 kW
Iluminarias	0,5 kW	0
SCADA	1 kW	1 kW
Auxiliares	0,8 kW	0,8 kW

<b>Total</b>	56,6 kW	196,8 kW
--------------	---------	----------

**Figura 3.5.6: Balance eléctrico de los sistemas de la plataforma prototipo, con variadores de frecuencia.**

Para estudiar realmente la mejor en eficiencia, vamos a suponer un caso, en el que los sistemas funcionen durante un periodo de tiempo determinado.

### CASO

El caso, vamos a suponer el funcionamiento de la plataforma, y de sus sistemas auxiliares durante un día, 24 horas, para una situación en la que existen tres cambios de dirección del viento, noreste, luego oeste, y nuevamente noreste. Con estas condiciones el sistema de lastre tendrá que hacer frente a estos tres cambios de dirección previstos.

Como ya hemos comentado anteriormente, el sistema de lastre ha de subsanar los cambios de dirección en un tiempo no superior a 30 minutos, de manera que será el tiempo tomado por el que se consume la energía necesaria, durante los tres cambios de dirección del viento para el caso estudiado.

### Sin variadores de frecuencia

Horas	Energía	Incidencias
0-4 h	68,4 kWh	
4-8 h	89,2 kWh	Cambio dirección del viento
8-12h	68,4 kWh	
12-16 h	89,2 kWh	Cambio dirección del viento
16-20 h	89,2 kWh	Cambio dirección del viento
20-24 h	67,6 kWh	

<b>Total día</b>	472 kWh
------------------	---------

Los cálculos han sido hechos para periodos de funcionamiento que se van a tomar igualmente para el caso con variadores de frecuencia para tomar medidas comparativas fiables.

### Con variadores de frecuencia

Horas	Energía	Incidencias
0-4 h	68,4 kWh	
4-8 h	87,2 kWh	Cambio dirección del viento
8-12h	68,4 kWh	
12-16 h	87,2 kWh	Cambio dirección del viento
16-20 h	87,2 kWh	Cambio dirección del viento
20-24 h	67,6 kWh	

<b>Total día</b>	465 kWh
------------------	---------

Esto nos da una diferencia de 7 kWh, al día, para un caso desfavorable, puesto que existen pocos cambios de dirección del viento. Si esto lo traducimos a valores económicos hablamos de unos 400 euros, para este caso, al año, y unos 8.942 euros a lo largo de la vida útil, beneficio directo puesto que es energía eólica que no tiene costos de producción, y todo aquello que se produzca y no se consuma en la plataforma, se vende y es beneficio. La inversión de los variadores, es de 370 euros la unidad, por lo que recuperamos la inversión en tres años, a partir de los cuales, obtendríamos beneficios.

## C.6 Conclusiones

En este apartado vamos a extraer las conclusiones alcanzadas en el bloque que aquí finaliza. En primer lugar, hemos comprobado la complejidad de una instalación como ésta, pues se encuentra en el mar, no muy alejada de la costa, pero sí con profundidades considerables, que exigen al cable submarino necesario, necesario pues la plataforma es un centro de generación y se desea el transporte a los centros de consumo, es decir, a los núcleos poblacionales del sur de la isla de Tenerife.

En segundo lugar, hemos conocido las complejidades del sistema de lastre, y su gran demanda de energía dado que se trata del sistema principal encargado de la seguridad de la plataforma. La gran demanda de energía ha puesto el foco sobre este sistema a la hora de realizar un estudio y aplicar medidas de ahorro y eficiencia energética. Así ha sido, se ha propuesto la instalación de dispositivos electrónicos como son los variadores de frecuencia, debido a los cálculos que demuestran que permiten un ahorro de energía en la plataforma con aerogenerador, además de suavizar el arranque y por ende alargar la vida útil de los equipos de bombeo. Se ha logrado la eficiencia, el incremento de ésta a través del sencillo paso de la instalación de estos dispositivos, cuyo coste no es muy elevado y compensa los beneficios.

También se ha ideado la instalación e integración de paneles fotovoltaicos y mini-aerogeneradores, de manera que éstos proporcionen la energía necesaria para los sistemas auxiliares, no obstante, se ha desechado pues incrementaría el mantenimiento necesario.

# **D. Sistema Posicionamiento Dinámico**

(Pág. 62)

<b>D.1 <u>Prólogo</u></b> .....	<b>63</b>
<b>D.2 <u>Definición sistema</u></b> .....	<b>64</b>
<b>D.3 <u>Diseño del sistema</u></b> .....	<b>66</b>
<b>D.4 <u>Selección del equipo</u></b> .....	<b>80</b>
<b>D.5 <u>Balance energético</u></b> .....	<b>83</b>
<b>D.6 <u>Conclusiones</u></b> .....	<b>56</b>

## **D.1 Prólogo**

En este apartado, se va a iniciar el bloque dedicado al estudio de la posibilidad de instalación de un sistema de posicionamiento dinámico, y a referencia del bloque anterior, estos sistemas tienen un gran consumo de energía por lo que la optimización lleva a cabo anteriormente nos proporcionará mayor margen energético para poder instalar el sistema mencionado, cualquier menor consumo en los sistemas auxiliares se puede derivar en una mayor energía provista para el sistema de posicionamiento dinámico de manera que se haga viable la instalación de este sistema.

El sistema de posicionamiento dinámico, es un conjunto de sistemas que operan conjuntamente de manera que se mantenga constantemente la posición de la plataforma en el mar, esto nos permitirá limitar el sistema de fondeo, visto en el bloque dedicado a los sistemas auxiliares, teniendo como consecuencia un menor impacto ambiental en el suelo marino y la posibilidad de ubicar nuestra plataforma offshore con aerogenerador allá donde exista un mayor recurso eólico sin restricciones por una batimetría no favorable que no disponga de profundidades aceptables para la instalación, sino profundidades excesivas que hacen inviable la instalación del cualquier proyecto de este tipo.

Estas son principales ventajas, menor coste por eliminación del sistema de fondeo, menor impacto ambiental en el suelo marino, y mayores posibilidades de instalación de la plataforma, no obstante, contamos a priori con la gran desventaja del consumo de energía y los picos de potencia en el arranque de los motores, que posteriormente comprobaremos y que adelantamos, sin embargo las ventajas superan a las desventajas a priori, de ahí la necesidad de estudio. Pues los picos de potencia al arranque como hemos visto anteriormente podemos controlarlos con los variadores de frecuencia y en este caso, para este sistema también se puede estudiar su instalación de manera que se minimicen los problemas y las desventajas que el sistema arrastra por el arranque de estos grandes motores eléctricos

El estudio extraerá unas conclusiones, que nos permitirá conocer si es apropiado instalar este sistema, es decir, si la viabilidad económica y técnica nos permitirán disfrutar de las ventajas que a priori muestra este sistema, sistema que se usa en industrias tan importantes como la dedicada a la extracción de crudo en alta mar y que requieren de una atención especial pues cualquier anomalía en el sistema puede suponer un desastre ecológico de gran magnitud.

Esta industria ha testado este sistema por lo que en nuestro caso, si se demuestra la viabilidad, como así pretendemos hacer, se dispondrá de un sistema fiable y con ventajas desde el punto de la eficiencia, pues nuestro proyecto requerirá de un menor número de buques auxiliares, con lo que se minimizará el combustible que éstos utilizan y el dióxido de carbono que estos emiten durante su operatividad, y tendrá un menor impacto ambiental global. Para finalizar el bloque lo dedicaremos a comprobar la viabilidad del sistema, y comenzará ubicando al lector sobre el sistema, su definición y las características que lo definen.

## **D.2 Definición sistema**

El sistema de posicionamiento dinámico o Dinamyc Positioning, por su nombre en inglés, es un sistema altamente desarrollado y establecido en gran parte del mundo especialmente en el sector de proyectos offshore como el caso que nos ocupa en este proyecto. Es así porque se trata de un sistema que permite limitar el uso de los sistemas de fondeo, que son costosos a la hora de la producción, pues restan en muchos casos tiempos de dicha producción, es decir, para un caso de un buque perforador establecer una posición segura de fondeo puede llevar un tiempo, tiempo que con el sistema de posicionamiento dinámico ahorraríamos pues el establecimiento de la posición sería inmediato.

Los primeros sistemas y rudimentarios se pusieron en marcha en buques perforadores en los años 60, no obstante, no fue hasta que se desarrolló el sector de la electrónica cuando se extendieron estos sistemas y se empezó a implementar más ampliamente este tipo de sistemas en buques especialmente aquellos dedicados a la extracción de crudo.

La electrónica fue fundamental para el crecimiento de estos sistemas, ya que el sistema depende de una serie de inputs que deben ser procesados para mantener correctamente la posición de la plataforma o del buque en cuestión. Actualmente hacen más de 45 años que entró en servicio el primer barco totalmente automatizado con sistema de posicionamiento dinámico.

El sistema se divide en dos áreas principalmente, el área de propulsión y el área de posición. El primero, el de propulsión, es en donde encontramos al sistema encargado de mantener la posición definitivamente y que puede estar formado por hélices, ya sean azimutales o de maniobra, o por cualquier otro sistema de propulsión, pues esta tecnología está en continuo avance. El segundo, el área de posicionamiento, es el sistema que genera los inputs de manera que la plataforma o el buque mantenga la posición constantemente, dentro de este sistema podemos encontrar, el GPS, el más importante, un anemómetro, para la velocidad del viento, una corredera, para la datación de las corrientes marinas, entre otros, decir, que cuanto más inputs con más precisión y con más antelación se podrá corregir la posición, a costa de un mayor precio por el sistema.

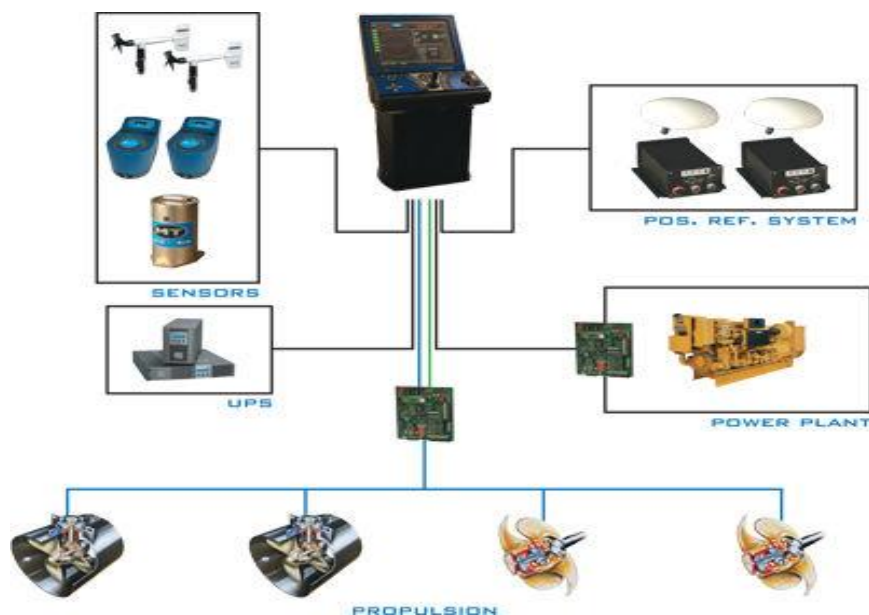
Un sistema de posicionamiento dinámico se puede definir con pocas palabras como un sistema controlado por medio de un ordenador, que automáticamente, o manual en caso necesario, mantiene la posición y rumbo mediante la utilización de los sistemas de propulsión que incorpora el buque o la plataforma offshore en nuestro caso de estudio. Sensores de referencia de posición combinados con sensores de viento, corriente y girocompases transmiten la información a un ordenador central sobre la posición del artefacto marino y la magnitud y direcciones de las fuerzas que inciden sobre el mismo y que puedan afectar a su posición. El ordenador en función de la información recibida da orden al sistema propulsor de ponerse en funcionamiento para corregir el efecto de las fuerzas que inciden y así mantener la posición constantemente.

El sistema como comentamos anteriormente puede ser automático o manual, automático cuando se trata de un periodo operativo normal, y manual cuando la situación lo requiera y un operario por motivos de seguridad asuma el control del sistema propulsor con el que cuenta el buque o el artefacto, en nuestro caso la plataforma flotante offshore para aerogenerador. En la *Figura 4.2.1* se observa el control manual de este sistema que cuenta con un joystick y una interfaz gráfica para la gestión de los elementos propulsores y la posición del artefacto.



**Figura 4.2.1: Joystick e interfaz para el control manual del sistema DP.**

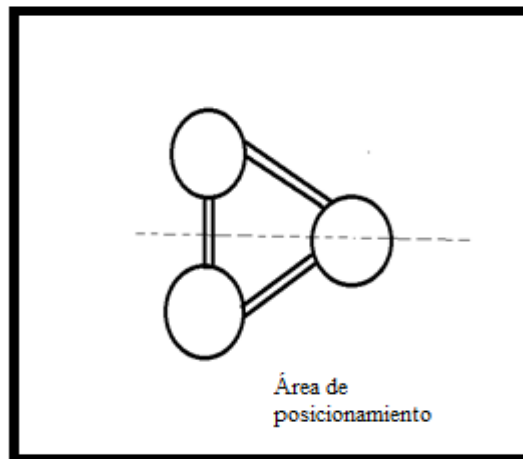
El sistema manual sólo se empleará en casos excepcionales, y tanto en un modo manual como en un modo automático, toda la información se procesa a través de un ordenador central, que se comunica con las distintas partes periféricas a través de la red de cableado interna de la plataforma. En la *Figura 4.2.2* se muestra la integración del sistema en su conjunto.



**Figura 4.2.2: Sistema DP con todos los elementos que lo componen integrados.**



En definitiva, y antes de pasar al siguiente apartado, a modo de resumen decir que el sistema de posicionamiento dinámico nos mantiene la posición de la plataforma dentro de unos márgenes, es decir en una determinada área, que en nuestro caso no ha de ser muy restrictiva pues la distancia entre aerogeneradores, por razones de turbulencia, ya es suficiente como para mantener un área de seguridad, *Figura 4.2.3* entre plataformas, todo ello gracias a diferentes subsistemas que lo componen.



**Figura 4.2.3: Área de mantenimiento de la posición por parte del sistema.**

En esta área que se observa el sistema ha de mantener a la plataforma y para ello se ha de diseñar los subsistemas correctamente de manera que operen eficientemente ante derivas por viento o corrientes marinas que distorsionen la posición fijada para la plataforma prototipo a estudiar.

## **D.3 Diseño del sistema**

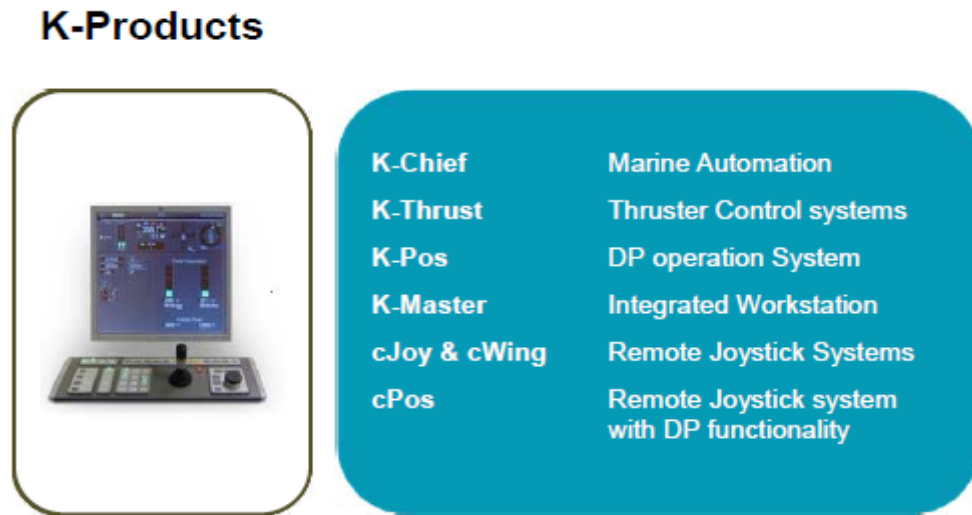
El diseño de sistema ha de ajustarse a las necesidades de nuestra plataforma, de manera que pueda contener las condiciones meteorológicas existentes. El diseño se hará conforme dos áreas distintivas, ya comentadas, como son la propulsión y el de posición, que integra la gestión y el control del sistema, y añadimos una tercera dedicada a la seguridad y situaciones de emergencia, por tanto se hará conforme:

- Diseño equipos de control y gestión ( *Pág. 66* )
- Diseño planta propulsora ( *Pag. 68* )
- Diseño equipos de seguridad ( *Pág. 78* )

Las tres áreas en su conjunto contituirán nuestro sistema de psocionamiento dinámico de tal forma que podamos mantener la plataforma offshore en una posicion fija en el mar sin necesidad alguna de líneas de fondeo fijas y ancladas al fondo marino, generando un impacto ambiental considerable, y que se estudiará en un anexo.

## Diseño equipos de control y gestión

El diseño del equipo de control y gestión pasa por seleccionar el producto que más se ajusta a nuestras necesidades dentro de los productos proporcionados por una empresa. En este sector pocas empresas tienen presencia y si una destaca por encima de las demás esa es Kongsberg, una empresa noruega que tiene la experiencia necesaria pues trabaja con grandes plataformas offshore. En la *Figura 4.3.1* se muestra los productos que oferta esta empresa y que nos pueden interesar.



**Figura 4.3.1:** Listado de productos ofrecidos por Kongsberg, conocidos como K-products.

Entre los productos dedicados al sector marino nos quedaremos con el *K-Pos*, pues es el referido al sistema que buscamos, un sistema de posicionamiento dinámico, además del *cPos* que hace referencia al joystick para el accionamiento manual del sistema.

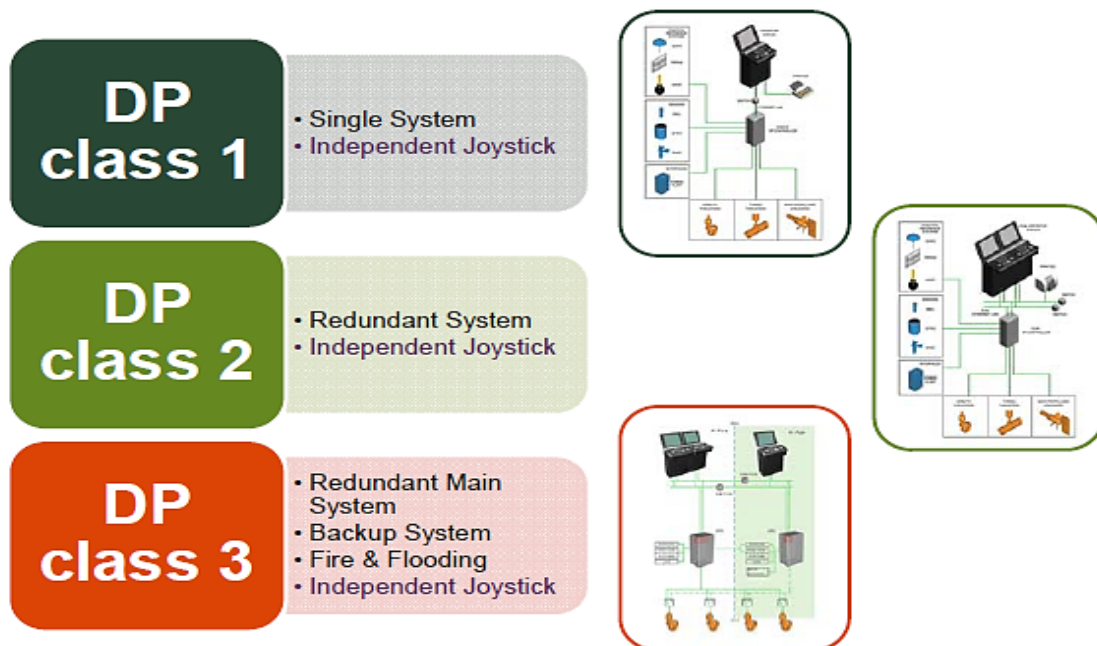
El producto seleccionado incluye un modelo matemático de la plataforma de manera que se estime con mayor precisión la posición de la plataforma, así como los principales productos que Kongsberg ofrece, es decir, los subsistemas que nos proporcionarán los inputs para el procesado y la reacción.

En nuestro caso, el sistema será lo menos complejo posible dado que las restricciones de seguridad, de las que hablaremos posteriormente, no son muy restrictivas y trataremos de aprovecharlo para realizar el diseño de una plataforma lo más eficiente posible, de eso se trata, siempre justificando las decisiones a tomar en base al margen de maniobra dado por la normativa.

La sociedad de clasificación es ABS, American Bureau of Shipping como ya se comentó, y en base a ella nos ceñiremos y especialmente a la OMI, Organización Marítima Internacional y su marco jurídico. En este punto decir, que el producto seleccionado de Kongsberg se ajusta a la sociedad de clasificación y a la OMI, pues se ha instalado anteriormente en otros buques y para qué ha si sea debe cumplir con la normativa existente, por lo que la experiencia de la empresa es el principal valedor del producto seleccionado que seguiremos describiendo.

El sistema seleccionado el K-Pos de Kongsberg tiene diferentes configuraciones en función de la OMI, pues hay un concepto importante que debemos conocer a priori dado por esta organización como es la redundancia. La redundancia hace referencia a la duplicidad de los equipos que integran un sistema de manera que la existencia de cualquier avería en el sistema no deje inoperativo el propio sistema, la OMI, establece tres clases de tipología de estos sistemas en función de la redundancia, de las cuales hablaremos más detenidamente en la sección de este apartado dedicado a los equipos de seguridad.

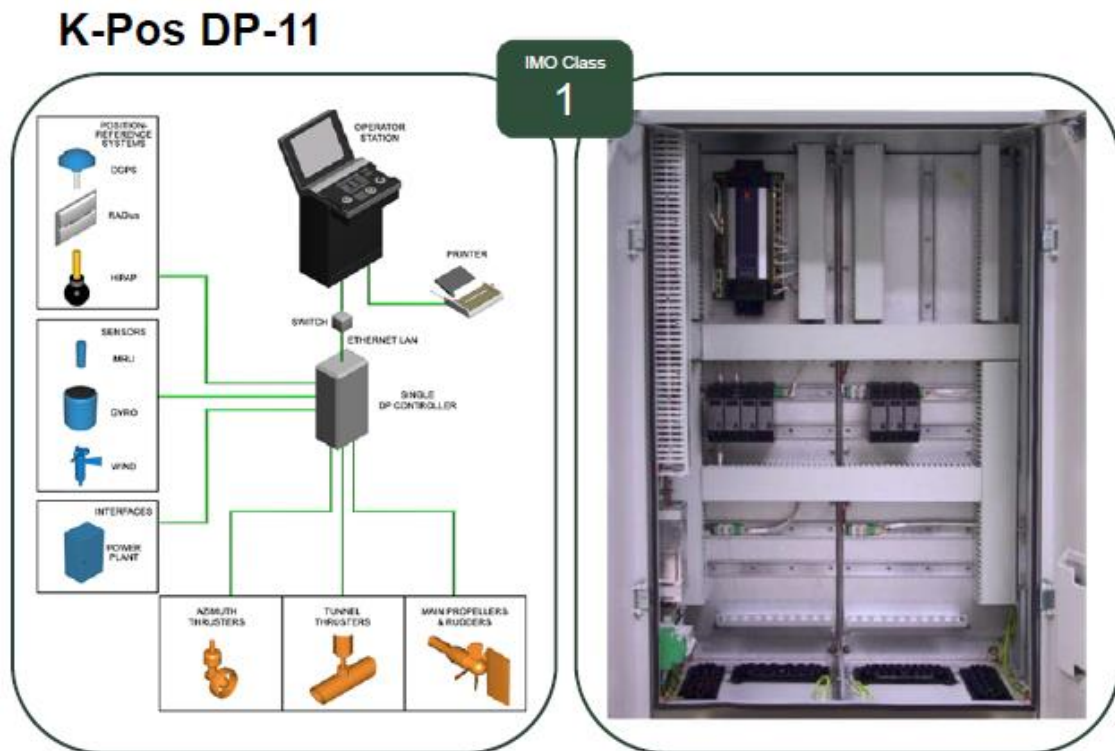
La empresa Kongsberg cumpliendo con las normativas OMI dedicadas a la redundancia de estos sistemas ofrece las configuraciones del sistema de posicionamiento dinámico que se pueden observar en la *Figura 4.3.2*.



**Figura 4.3.2:** Configuraciones sistema DP, en función de la clase debido a la redundancia.

Además cada clase y configuración asociada cuenta con su propia subconfiguraciones, pues existen diferentes modalidades de instalación del sistema. El modelo y la configuración escogida para nuestra plataforma es el K-Pos DP-11, el sistema más simple y con menor redundancia aunque con una alta fiabilidad del propio sistema, y que se ha seleccionado pues la plataforma busca un sistema eficiente con un menor consumo que garantice la fiabilidad y la seguridad de la plataforma. El menor consumo viene dado por la simplicidad del sistema, la fiabilidad por la calidad de la propia empresa y la seguridad por la empresa y por las normativas que cumplimos y que son menos restrictivas en nuestro caso debido a que nuestra plataforma en ningún caso estará habitada, y por tanto no se comprometerá la vida humana, y también porque la actividad que realiza tiene un impacto mínimo en caso de avería, no es así en la industria de la extracción de crudo, donde se emplea este sistema ampliamente y que si entraña la actividad un riesgo importante, especialmente para el medio marino.

El sistema seleccionado es el K-pos DP-11 dado por la empresa Kongsberg y que quedará configurado tal y como lo presenta la propia empresa de la siguiente manera, *Figura 4.3.3.*



**Figura 4.3.3: Producto seleccionado K-Pos DP-11, para la gestión DP.**

Seleccionado el equipo de gestión y control de nuestro sistema, debemos proporcionarle unos output de manera que el sistema mantenga la posición, esos output conforman el área de propulsión del sistema de posicionamiento dinámico.

## Diseño planta propulsora

La planta propulsora es la encargada principal de mantener la posición de la plataforma offshore, para ello cuenta, y debemos tener en cuenta en el diseño, de dos elementos principales:

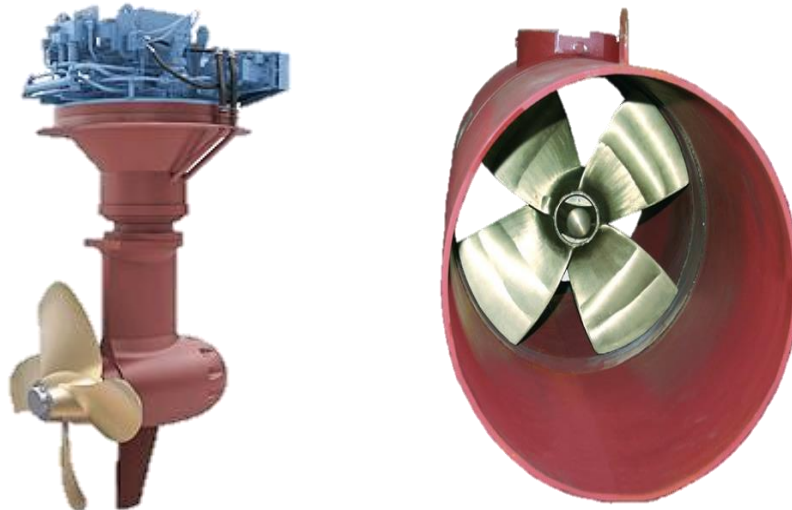
1. Generador
2. Propulsores

En cuanto a los elementos, el primero hace referencia al sistema de generación de energía, en muchos buques y plataformas oceánicas, el sistema de generación, es decir, la planta lo conforman motores diesel, ya sea para la generación directa de la potencia transmitida a los propulsores o bien para la generación de la energía eléctrica a través de generadores eléctricos que alimenten los propulsores. Este último caso es el más común en las plataformas oceánicas y en los buques, pues la generación eléctrica permite un mayor control sobre los propulsores y el empuje que éstos generan.

En nuestro caso la planta generadora lo conforma el propio aerogenerador, pues nuestros propulsores serán eléctricos, como la gran parte de los propulsores dedicados a sistemas offshore, por lo que los propulsores no han de consumir más de 5 MW para no tener que ser alimentados desde tierra, e incluso lo menor de esa potencia posible, pues la principal idea de este proyecto es constituir la plataforma como un centro de generación de energía eólica y no como un centro de consumo o un centro que genera unos pocos vatios de potencia.

La plataforma ha de ser rentable por lo que interesa el menor consumo de los propulsores, sino la plataforma no será viable con este sistema de posicionamiento por muchas ventajas que proporcione desde el punto de vista de impacto ambiental y de eficiencia energética. El objetivo principal es un centro de generación eólica, a partir de este debemos insertar nuestro sistema sin perderlo de vista por lo que debemos hacerlo con el menor consumo energético posible, pues potencia generada que se consume en la plataforma es potencia no transportada y no consumida en los centros poblacionales.

En cuanto al segundo elemento, hace referencia a los propulsores, es decir, al sistema que impulsará en última instancia la plataforma y la mantendrá en su posición durante el periodo operativo. En este caso existen multitud de configuraciones y sistemas, todos ellos proporcionados por Roll-Royce pues es la empresa que tienen mayor presencia en este sector y asegura cánones elevados de fiabilidad y seguridad. Las configuración a utilizar en nuestro prototipo será de hélices azimutales en su totalidad o hélices azimutales combinadas con una hélice de maniobra. Ambos mecanismos propulsores se muestran en la *Figura 4.3.4*.



**Figura 4.3.4: Hélice azimutal, izquierda, y hélice de maniobra, derecha.**

La hélice azimutal puede girar 360° por lo que ofrece una maniobrabilidad elevada, y en nuestra plataforma la vamos a combinar con otras hélices azimutales, para un mayor control, o con una o dos hélices de maniobra incorporada en el pontón que une las dos columnas de proa, en el opuesto de la columna que alberga el aerogenerador, que albergará el propulsor principal.

La configuración se estudiará en base al mejor mecanismo y el más eficiente, nuestro subsistema de propulsión del sistema de posicionamiento dinámico estará diseñado según las siguientes consideraciones:

- Maniobrabilidad del sistema, de manera que se recupere la posición de la plataforma con prontitud.
- Potencia necesaria para la recuperación de la posición.
- Menor consumo de energía posible.

La configuración ideal con la que supliríamos las consideraciones de diseño sería una hélice azimutal en popa, en la columna del aerogenerador, y hélices de maniobra en proa, no obstante, esta configuración da menos maniobrabilidad que contar con tres hélices azimutales en cada una de las columnas, pues las hélices azimutales tienen un radio de giro de 360° mientras que las hélices de maniobra solo cuentan con propulsión en las dos direcciones de un único eje, y contaríamos con dos hélices, por lo que sale a cuenta contar con las mismas dos hélices con un radio de giro aún mayor. Por lo tanto, en un primer momento nos vamos a decantar por la opción de tres hélices azimutales para cada una de las columnas.

No obstante, antes de elegir la configuración mejor, debemos conocer la potencia necesaria para mover y desplazar nuestra plataforma, y para ello, empleamos algunas fórmulas y procedimientos empleadas en el sector naval.

El primer método que se va a emplear para calcular la resistencia al avance de la plataforma offshore y con ello la potencia requerida por los propulsores para mantener la posición de la misma, es el método de Holtrop y Mennen. El método está diseñado para buques, no obstante, se adapta para calcular la potencia requerida aproximándolo a nuestro caso. Posteriormente se corroborará los datos obtenidos mediante otro método, para asegurar la fiabilidad de los mismos.

El método se explica en el artículo publicado *An Approximate Power Prediction Method*, escrito por los autores J. Holtrop y G.G.J. Mennen, de ahí el nombre común del método, de Holtrop y Mennen, y que está basado en análisis estadísticos de buques que permiten obtener una fórmula fiable y directa para el cálculo de la resistencia al avance de los mismos. La fórmula propuesta para el cálculo de la resistencia es la siguiente:

$$R_{total} = R_F(1 + k_1) + R_{APP} + R_w + R_B + R_{TR} + R_A$$

Dónde:

$R_F$  = Resistencia por fricción de acuerdo con el ITTC – 1957

$R_{APP}$  = Resistencia por los apéndices, en nuestro caso, no existen tales apéndices

$R_w$  = Resistencia por formación de olas.

$R_b$  = Resistencia por bulbo, en nuestro caso no existe bulbo.

$R_{TR}$  = Resistencia por popa espejo, en nuestro caso no es así.

$R_A$  = Resistencia añadida por correlación entre modelo a escala y real.

Los elementos pertenecientes a la ecuación, cuenta con su propia ecuación, y a la vez, éstos cuentan con sus propias ecuaciones, de manera que se tengan en cuenta todas las particularidades del artefacto flotante, si se quieren conocer todas las fórmulas para conocer y obtener la resistencia al avance de un buque, sugerimos la lectura del artículo anteriormente mencionado *An Approximate Power Prediction Method*, escrito por los autores J. Holtrop y G.G.J. Mennen.

En este proyecto se omiten el resto de fórmulas para simplificarlo, no obstante, se asegura que los resultados aquí obtenidos han sido empleando el método de Holtrop y Mennen, a través de su implementación en software, para facilitar la obtención de los resultados.

El resultado para la resistencia total (*Figura 4.3.5*), que presenta nuestra plataforma es, tras su implantación en software, y con una velocidad de servicio en operación de entre 1 y 2.5 metros por segundo:

Total Resistance		
$R_T$	858	Total Resistance (KN)

**Figura 4.3.5: Resistencia al avance, método Holtrop y Mennen.**

Para conocer la potencia necesaria, sólo nos restaría tomar la resistencia y obtener el producto entre ésta y la velocidad operativa, que supondremos a unos 2 o 3 m/s, tomaremos para este caso 2.5, y obtenemos que la potencia requerida es de: 2.145 kW, unos 2 MW de potencia propulsora necesaria.

Esta potencia necesaria y a proporcionar por los propulsores a seleccionar, se corroborará posteriormente, pues como ya hemos comentado, y repetimos dada su importancia, el método empleado está diseñado para buques, por lo que entendiendo que nuestra plataforma offshore tiene particularidades y diferencias respecto a un buque estándar, se hace necesaria una corroboración.

La corroboración de los resultados obtenidos con el método de Holtrop y Mennen, se llevará a cabo a través de calcular las cargas ambientales según las determinaciones dadas por la sociedad de clasificación y por lecturas recomendadas, estas cargas son las que tendrá que soportar nuestro sistema de fondeo, en nuestro caso, éste se sustituirá por el sistema de posicionamiento dinámico que será quien afrente estas cargas que ya calculamos.

## Cargas externas

En esta sección dentro del apartado vamos a calcular las cargas externas a las que estará sometida nuestra plataforma, de manera que podamos seleccionar el propulsor del posicionamiento dinámico, las cargas externas, vienen dadas por las condiciones climatológicas, es decir, las cargas externas vienen dadas por la acción del viento, de las corrientes oceánicas, olas o la combinación de todas ellas, así como mareas. También debemos tener en cuenta la presión, la presión dada por la profundidad a la que se encuentren las columnas. La mayor presión, debido a la propia profundidad, se dará en las uniones entre los estabilizadores y las columnas a 22.9 metros, que es el calado operativo de nuestra plataforma.

Estas cargas es fundamental obtenerlas, para poder calcular y obtener factores relativos a la propia estructura, especialmente importante para los sistemas de anclaje, pues son estas cargas externas las que nos trasladarán, o querrán hacerlo, nuestra estructura, como en nuestro caso el sistema de anclaje se querrá sustituir por un sistema de posicionamiento dinámico, éstas cargan son las que deberán afrontar el sistema.

### Cargas por viento

Son aquellas cargas debidas a la acción del viento, teniendo en cuenta, que nuestra plataforma albergará un aerogenerador, que lo que persigue es exactamente eso, condiciones eólicas constantes y óptimas, la plataforma se verá sometida constantemente a este tipo de cargas. Para obtenerlas, conforme a la sociedad de clasificación establecida calculamos, la presión ejercida por el viento:

$$P = fV_k^2 C_h C_s \quad N/m^2$$

Dónde:

$$f = 0.611$$

$V_k$  = velocidad del viento en m/s

$C_h$  = coeficiente de altura (*Figura 2.3.2*)

$C_s$  = coeficiente de forma (*Figura 2.3.1*)

Spherical	0.4
Cylindrical shapes (all sizes)	0.5
Hull (surface type)	1.0
Deck house	1.0
Isolated Structural shapes (cranes, angles, channels, beams, etc.	1.5
Wires	1.2
Under deck areas (smooth surfaces)	1.0
Under deck areas (exposed beams and girders)	1.3
Small parts	1.4
Rig derrick (each face)	1.25

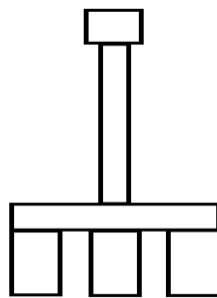
Figura 4.3.6: Tabla para la obtención de  $C_s$ , fuente ABS.



<i>Height (Meters)</i>	<i>Height (Feet)</i>	<i>C<sub>h</sub></i>
0.0–15.3	0–50	1.00
15.3–30.5	50–100	1.10
30.5–46.0	100–150	1.20
46.0–61.0	150–200	1.30
61.0–76.0	200–250	1.37
76.0–91.5	250–300	1.43
91.5–106.5	300–350	1.48
106.5–122.0	350–400	1.52
122.0–137.0	400–450	1.56
137.0–152.5	450–500	1.60
152.5–167.5	500–550	1.63
167.5–183.0	550–600	1.67
183.0–198.0	600–650	1.70
198.0–213.5	650–700	1.72
213.5–228.5	700–750	1.75
228.5–244.0	750–800	1.77
244.0–259.0	800–850	1.79
259.0 and above	850 and above	1.80

**Figura 4.3.7:** Tabla para la obtención de  $C_h$ , fuente ABS.

Conocemos los valores, nuestro coeficiente de forma tiene por valor 0.5, pues se tratan de formas cilíndricas, y el coeficiente de altura es de 1.30, debido a la localización del centro de áreas, 57 metros, cuyo cálculo se presenta a continuación:



El perfil anterior nos da idea de las áreas a tener en cuenta para hallar el centro de áreas, el área de las palas lo omitimos, aunque añadiremos unos metros de más, para tenerlos en cuenta de alguna forma aproximada, con ello obtenemos la distancia de éste respecto a la línea de flotación.

$$\text{Área columna central: } 14 \cdot 11 = 154 \text{ m}^2$$

$$\text{Área dos columnas anexas: } 10.7 \cdot 11 = 117.7 \text{ m}^2$$

$$\text{Área pontones: } 1.8 \cdot 56.4 = 101.52 \text{ m}^2$$

$$\text{Área media torre aerogenerador: } 10 \cdot 120 = 1200 \text{ m}^2$$

$$\text{Área góndola central: } \pi \cdot 6^2 = 113 \text{ m}^2$$

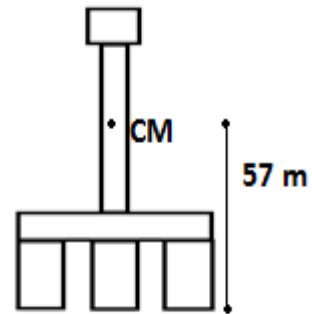
$$\text{Área palas: } 0.75 \cdot 52 \cdot 3 = 117 \text{ m}^2$$

$$\text{Área TOTAL (+adicional de seguridad): } 2000 \text{ m}^2$$

$$\text{Centro de \u00e1reas respecto flotaci\u00f3n} = r_{flot} = \frac{\sum A \cdot r}{A_T}$$

$$r_{flot} = \frac{154 \cdot 5.5 + 117.7 \cdot 5.5 + 101.52 \cdot 11 + 1200 \cdot 67 + 113 \cdot 129 + 117 \cdot 149}{2000}$$

$$r_{flot} = \frac{115021}{2000} = 57 \text{ metros}$$



Para la velocidad del viento, debemos rescatar, los datos de la velocidad media del viento en la zona donde estar\u00e1 ubicado, recordemos que ser\u00e1 en Las Galletas, al sur de Tenerife, y en esta zona seg\u00fan se dispuso en las *Figura 1.7.1*, mostrada anteriormente, la velocidad media es de entre 5 y 5.5 m/s, pero para suponer un valor desfavorable para un valor m\u00e1ximo tomaremos un valor de 29 m/s. Con este dato, y los anteriores, los coeficientes, podemos calcular la presi\u00f3n ejercida por el viento sobre nuestra plataforma.

$$P = f \rho V_k^2 C_h C_s$$

$$P = 1.22 \cdot 0.5 \cdot 29^2 \cdot 1.30 \cdot 0.5$$

$$P = 333.45 \text{ N/m}^2$$

Ahora, con esta presi\u00f3n, vamos a calcular la fuerza del viento, que es lo que realmente nos interesa, para ello, simplemente operamos:

$$F = P \cdot A \text{ (N)}$$

En esta f\u00f3rmula anterior, lo relevante es calcular el \u00e1rea, \u00e1rea de obra muerta de nuestra plataforma, incluyendo la superficie de nuestro aerogenerador. Esto ya lo realizamos para calcular el centro de \u00e1reas, por lo que obtenemos:

$$F = 333.45 \cdot 2000 = 0.666 \text{ (MN)}$$

## Cargas por olas

Otro valor importante que debemos conocer es el de las fuerzas ejercidas por las olas propias del medio donde se ubica nuestra plataforma. La ecuación indicada para calcular la carga por olas es la ecuación de Morison, no obstante, la estructura a diseñar no lo aconseja, por ello, con la literatura sobre el tema disponible, hemos obtenido una ecuación que nos permitirá calcular las cargas por olas, en concreto hemos obtenido las expresiones de tanto el *Offshore Hydromechanics* capítulo 6, como en el capítulo 5 de *Sea loads on ships and offshore structures*.

La expresión, para olas irregulares, la más desfavorables, en la que no toda la ola es reflejada porque parte de la misma se transfiere bajo la estructura, es:

$$F = \frac{1}{16} \cdot \rho g \cdot H^2$$
$$\bar{F} = \frac{-1}{16} \cdot \rho g \cdot H_{1/3}^2$$

La fuerza es por unidad de longitud de la superficie de nuestra estructura, y para la altura de ola, vamos a estudiar el oleaje en la zona de ubicación y seleccionar la altura de ola más desfavorable.

Para conocer los datos de oleaje vamos a Autoridad Portuaria y a sus datos de oleaje, y seleccionamos una boya que esté en el sur de Tenerife, que es dónde se ubicará nuestra plataforma, *Figura 4.3.8*.



Figura 4.3.8: Boyas en nuestra zona de ubicación, y características de la escogida.

Para la boya escogida tenemos datos desde 1958, y recogemos las alturas máximas de olas para el periodo de tiempo de 1958 a la actualidad y anualmente mes a mes, con lo que contamos con gran cantidad de datos sobre la altura de ola que podemos encontrar en nuestra zona de ubicación, así se muestra en la *Figura 4.3.9*.

Hs:	Altura Significante /Significant Height	metros/meters
Tp:	Periodo de Pico/Peak Period	segundos/seconds;
Dir:	Direccion media de procedencia/Mean Direction, "coming from"	0= Norte/North; 90= Este/East

Punto SIMAR 4022008 1958 - 2016 / SIMAR Point 4022008 1958 - 2016						
Mes/Month	Hs Max./Max. Hs	Tp	Dir	Año/Year	Dia/Day	Hora/Hour
Enero/January	4.32	8.77	230	1979	18	07
Febrero/February	5.01	10.20	246	2004	20	10
Marzo/March	4.57	9.19	242	2013	03	23
Abril/April	2.67	11.33	288	2013	03	22
Mayo/May	2.30	7.27	56	2014	10	09
Junio/June	2.55	7.45	57	2012	30	23
Julio/July	2.59	7.52	57	2012	01	03
Agosto/August	2.21	7.20	59	2012	05	13
Septiembre/September	1.75	7.10	55	2012	01	08
Octubre/October	3.04	8.17	242	2012	31	15
Noviembre/November	3.83	14.33	307	2014	29	08
Diciembre/December	3.81	8.06	229	1991	05	00

Figura 4.3.9: Datos punto SIMAR, boya, sobre periodo y altura de olas entre 1958-2016, mes a mes.

En la Figura se observa la altura máxima de ola registrada es de 5.01 metros, en nuestro caso, para suponer un caso más desfavorable, y para cubrirnos una situación de olas de mayor altura a la máxima registrada, vamos a considerar una altura de ola de 6 metros.

Con la altura de ola de 6 metros, vamos a calcular la fuerza ejercida por dichas olas de dichas alturas, para la situación más desfavorable.

$$F = \frac{1}{16} \cdot \rho g \cdot H^2$$

$$F = \frac{1}{16} \cdot 1.025 \cdot 9.81 \cdot 6^2 = 22.62 \text{ (kN/m)}$$

$$F = 22.62 \cdot 34 = 769 \text{ kN}$$

$$F = 0.769 \text{ MN}$$

### Cargas por corrientes

Las corrientes marinas también ejercen fuerzas sobre las columnas sumergidas de nuestra plataforma, las tres columnas que conforman nuestra estructura. Estas cargas vienen dadas por el arrastre, por lo que debemos calcular el drag force, fuerza de arrastre, por las corrientes. En nuestra zona la fuerza de corriente estudiada es de 1.48 m/s.

La diferencia con respecto a la fuerza de arrastre hallada anteriormente, es que el valor de la velocidad es respecto el eje axial, es decir, la velocidad dada por la corriente, que supondremos un valor desfavorable de 1.75 m/s, a partir de los 1.48 m/s estudiados.

$$f_D = (C/2)DC_D u_c |u_c| \text{ (kN/m)}$$

$$f_D = (1.025/2) \cdot 10 \cdot 0.71 \cdot 1.75^2 \cdot (3 \text{ columnas}) \text{ (kN/m)}$$

$$f_D = 33.43 \text{ (kN/m) las tres columnas}$$

$$f_D = 33.43 \cdot 22.9 = 735 \text{ kN}$$

$$f_D = 0.735 \text{ MN}$$

Para hacernos una idea de la velocidad llevada por las corrientes durante el paso por el perímetro de nuestra plataforma, observamos el perfil de velocidades dados por el ABS (Figura 4.3.10)

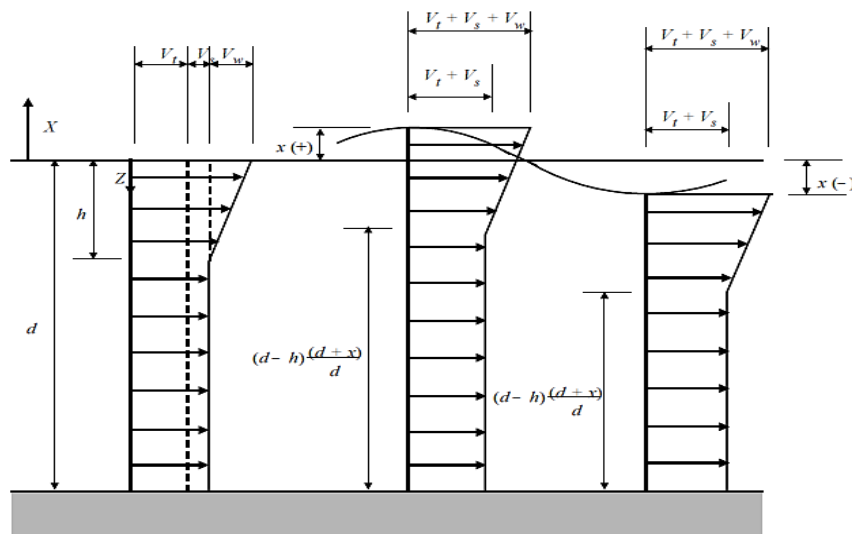


Figura 4.3.10: Perfil de velocidades por corrientes, fuente ABS.

Si sumamos todas las cargas externas, dadas por condiciones ambientales, tenemos una fuerza total de 2.17 MN. Este valor es sumamente importante para disponer de los propulsores necesarios para mantener la plataforma en la posición dispuesta. Si este valor lo transponemos a valores de potencia, multiplicamos por la velocidad, que en nuestro caso es nula, pero supondremos entre 1 y 2.5 m/s, obtenemos.

$$P = 2.17 \text{ MN} \cdot 1 \text{ m/s} = 2.17 \text{ MW}$$

Recordemos que con el otro método obtuvimos, 2.14 MW, por lo que estamos en el buen camino, para obtener la potencia requerida.

Como el primer método, su adaptación es cuanto menos arriesgada, vamos a estudiar otras plataformas oceánicas, y establecer relaciones entre las potencias instaladas y el desplazamiento de cada una de estas plataformas con respecto al desplazamiento de la nuestra, así obtenemos la *Figura 4.3.11*:

	<b>Displacement (T)</b>	<b>Power Thruster (MW)</b>	<b>Relación (MW)</b>
<b>West Pegasus</b>	58967	30,4	3,7
<b>West Orion</b>	43200	26,4	4,4
<b>West Leo</b>	55647	30,4	3,9
<b>West Hercules</b>	52000	28	3,9
<b>West Eminence</b>	54600	26,4	3,5
<b>West Eclipse</b>	47578	30	4,5
<b>West Capricorn</b>	45830	26,4	4,1
<b>West Aquarius</b>	55133	28	3,7

**Figura 4.3.11: Plataformas oceánicas Seadrill, y relación respecto a la nuestra.**

Así obtenemos una relación que nos indica que nuestra plataforma debería tener una potencia media de 4 MW al propulsor, no obstante, y teniendo en cuenta que las plataformas estudiadas se desplazan a una velocidad de entre 4 y 6 metros por segundo, muy superior a la velocidad de la nuestra, que no requerirá de tal, pero que establecíamos a efectos de cálculos entre 1 y 2.5 metros por segundo, se contempla que es el doble, por lo que la relación obtenida habría que añadirle un factor reductor en un porcentaje cercano al 50 %, lo que obtendríamos valores cercanos a los 2 MW obtenidos mediante el empleo de los métodos y cálculos comentados anteriormente. Estas relaciones, a efecto de no tener ningún carácter definitorio, nos permiten corroborar lo obtenido anteriormente y establecer una potencia requerida al propulsor de 2.1 MW.

$$P_{requerida} = 2.1 \text{ MW}$$

## **Diseño equipos de seguridad**

Los diseños de los equipos de seguridad vienen dados fundamentalmente por la redundancia. La necesidad de redundancia puede indicarse de una gran variedad de formas. Las “IMO Guidelines for Vessels with DP systems”, presentadas por la OMI, especifican 3 niveles diferentes de redundancia conocidos como equipamiento de clase, como ya hemos comentado anteriormente. Existen 3 niveles diferentes de equipamientos de clase, en los cuales a mayor número de clase, mayor nivel de redundancia y por tanto de seguridad.

Por lo tanto, desde un punto de vista del equipamiento de posicionamiento dinámico, los buques y artefactos flotantes pueden ser DP1, DP2 o DP3, en función de la clase. Estas recomendaciones OMI publicadas en 1994 (MSC Circ 645) son aceptadas en la industria como estándar a nivel mundial y por lo tanto los buques y artefactos se diseñan para cumplir con un particular equipamiento de clase y cada sociedad clasificadora expide su propia notación equivalentes a la clase IMO. Estas clases ya las hemos comentado, en el diseño del sistema de posicionamiento, no obstante, se recalca para justificar la elección y contextualizar la decisión tomada. En la *Figura 4.3.12* se muestran las clases en función de la normativa OMI y las sociedades de clasificación.

IMO CLASS	1	2	3
DNV	AUT	AUTR	AUTRO
LR	DP (AM)	DP (AA)	DP (AAA)
ABS	DPS-1	DPS-2	DPS-3

**Figura 4.3.12: Clase IMO, y clasificación equivalente, del sistema DP.**

En nuestro caso, nuestra sociedad de clasificación estará certificada por ABS por lo que la clase, y los niveles de seguridad, son del tipo DPS, en nuestro caso, DPS1, es decir, sin redundancia, pues nuestra plataforma no compromete la seguridad en el caso de fallo del sistema, fallo mínimo dados los elevados estándares de calidad de la compañía Kongsberg.

Las recomendaciones de la OMI definen el concepto de “fallo aislado” (single point failure). La redundancia como se ha explicado, permite continuar llevando a cabo las operaciones de manteniendo posición y rumbo después de cualquier fallo aislado. Sin embargo, el equipamiento de clase se establece no en términos de “fallo aislado”, si no en términos de “peor caso de fallo aislado” (worst-case single failure).

Las definiciones son, para equipamiento clase 1, el equipamiento seleccionado, en caso de fallo aislado puede perderse posición y rumbo. En dicho caso, la plataforma contará con anclas de seguridad, y buques auxiliares, remolcadores de altura, que en un breve espacio de tiempo tomarían el control de la plataforma, y la fondearían hasta subsanarse la anomalía acontecida. En cuanto equipos de seguridad propiamente diseño disponemos de anclaje, una por cada columna, de alto poder de agarra y buques auxiliares, ante la falta de redundancia, falta justificada.

## **D.4 Selección del equipo**

En este apartado vamos a seleccionar el equipo a instalar, conocida la potencia necesaria para el mantenimiento de la posición. Los propulsores azimutales ofrecidos por Roll Royce son los siguientes, *Figura 4.4.1*.

## Technical data

Thruster type	Max Input Power (kW)	Input speed (rpm)	Weight (t)	Bollard pull two units (t)	Prop. Dia (mm)
US 55-P4	330	1500 - 2100	1.9	10	1050
US 105-P6	480	1500 - 1800	3.6	16	1300
US 105-P9	720	1000 - 1800	6	24 - 25	1500 1600
US 155-P12	1000	750 - 2000	9.5 - 11	32 - 35	1600 1800
US 155-P14	1280	750 - 2000	11.5 - 12.5	38 - 43	1800 2000
US 205-P18	1500	750 - 1800	18	51	2200
US 205-P20	1920	750 - 1800	18 - 19	60 - 63	2300 2400
US 255-P30	2470	750 - 1800	27 - 28	78 - 83	2600 2800
US 35	2790	750 - 1800	36 - 37.5	90 + - 94 +	2800 3000
US 305-P40	3200	750 - 1600	41 - 43	102 + - 108 +	3000 3200
US 355-P50	3700	720 - 1200	54 - 56	115 + - 125 +	3200 3500
US 60	5000	750 - 1200	78 - 82	165 + - 173 +	3800 4000

Figura 4.4.1: Clase IMO, y clasificación equivalente, del sistema DP.

Seleccionamos tres, uno por cada columna, la columna central albergará el propulsor principal y las dos restantes propulsores de menor potencia, así mismo con esto aseguraremos un buen ángulo de giro, descartando por completo las hélices de maniobra, por costosas, y menor maniobrabilidad. Los propulsores seleccionados son:

$$\text{Columna 1} = \text{US 105} - \text{P6} \rightarrow 480 \text{ kW}$$

$$\text{Columna 2} = \text{US 105} - \text{P6} \rightarrow 480 \text{ kW}$$

$$\text{Columna 3} = \text{US 155} - \text{P14} \rightarrow 1280 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia total} \rightarrow 2.24 \text{ MW}$$

La potencia total instalada supera la potencia estudiada requerida de 2.1 MW, por lo que nos posicionamos en favor de la seguridad, instalado una potencia ligeramente superior. Para estos propulsores tomamos los diámetros para comprobar su viabilidad.

$$\text{Columna 1} = \text{US 105} - \text{P6} \rightarrow 1.3 \text{ m}$$

$$\text{Columna 2} = \text{US 105} - \text{P6} \rightarrow 1.3 \text{ m}$$

$$\text{Columna 3} = \text{US 155} - \text{P14} \rightarrow 2 \text{ m}$$



Con los diámetros dados, procedemos a calcular la tracción de tiro de nuestra plataforma y para ello nos trasladamos al ABS, reglamentación dedicada al sistema de posicionamiento dinámico, que nos da la siguiente explicación para su cálculo, *Figura 4.4.2*, para propulsores en toberas.

$$T_0 = K \cdot (P \cdot D)^{2/3}$$

where

$T_0$	=	bollard pull, in N (kgf, lbf)
$P$	=	propeller power, in kW (PS, hp)
$D$	=	propeller diameter, in m (m, ft)
$K$	=	1250 (103.8, 103.7)

**Figura 4.4.2: Reglamento ABS, para cálculo de bollard pull en hélice en tobera.**

Calculamos para cada uno de los propulsores y obtenemos el bollard pull global de nuestra instalación.

$$T_0 = K \cdot (P \cdot D)^{2/3}$$

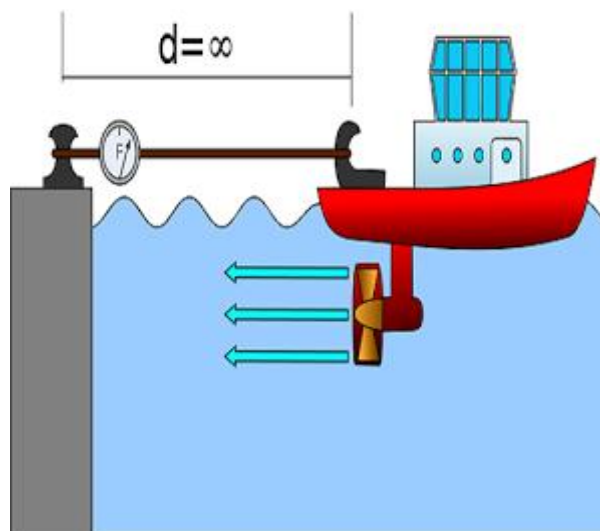
$$1 \rightarrow T_0 = K \cdot (P \cdot D)^{2/3} = 1250 \cdot (480 \cdot 1.3)^{2/3} = 91.28 \text{ kN}$$

$$2 \rightarrow T_0 = K \cdot (P \cdot D)^{2/3} = 1250 \cdot (480 \cdot 1.3)^{2/3} = 91.28 \text{ kN}$$

$$2 \rightarrow T_0 = K \cdot (P \cdot D)^{2/3} = 1250 \cdot (1280 \cdot 2)^{2/3} = 233.92 \text{ kN}$$

$$Total = 416 \text{ kN} \rightarrow \rightarrow 42 \text{ toneladas}$$


El bollard pull, *Figura 4.4.3*, nos da muestra de la fuerza de tracción que tiene nuestro sistema propulsor, y se indica su cálculo en la sociedad de clasificación, especialmente para remolcadores, en nuestro caso, nos permitirá asegurar un buen diseño.



**Figura 4.4.3: Bollard pull, descripción gráfica, tracción a punto fijo.**

El bollard pull, nos da idea, que nuestra plataforma, aparte de poder mantenerse en la posición, tendrá una tracción aproximada de 42 toneladas a punto fijo, lo que asegura que el sistema será capaz de mantener su propia posición.

Por último, para cerrar este apartado comentar que los motores empleados para accionar los propulsores son motores síncronos con Variador de Velocidad, 4 - 40 polos, proporcionados por ABB, de potencias comprendidas entre 1 y 60 MW, que seleccionaremos según el propulsor seleccionado, y apto para propósitos marinos, tal y como se observa en la *Figura 4.4.4*.

<b>Potencia:</b>	1 a 60 MW	 <b>ABB</b> Power and productivity for a better world™
<b>Tamaño:</b>	710 a 2500	
<b>Número de polos:</b>	4 a 40 polos	
<b>Tensiones:</b>	1 a 15 kV	
<b>Frecuencia:</b>	50 o 60 Hz	
<b>Protección:</b>	IP23, IPW24, IP44, IP54, IP55	
<b>Refrigeración:</b>	IC01, IC611, IC81W, IC8A6W7	
<b>Material de unión:</b>	Acero soldado	
<b>Tipo de motor:</b>	AMZ	
<b>Montaje:</b>	Horizontal y vertical	
<b>Estándares:</b>	IEC y NEMA	
<b>Clasificación marina:</b>	Todas las sociedades internacionales, ej. ABS, BV, DNV and GL	
<b>Aplicaciones:</b>	Propulsión Eléctrica, Propulsión Azipod, Metales y Minería (bobinadoras, bordeadoras, motores para molinos y elevadores, etc).	

**Figura 4.4.4: Especificaciones técnicas motores ABB para aplicaciones marinas.**

## D.5 Balance energético

El balance energético vamos a realizarlo, para comprobar como afecta la inserción de nuestro sistema de posicionamiento dinámico, en el balance energético en general, sumándole la energía consumida por los equipos auxiliares.

Hemos calculado que nuestro motor eléctrico tiene una potencia de 2.24 MW totales, si hacemos un balance para un día típico, en el que, el sistema funcione a su máxima de capacidad, es decir, con muy malas condiciones climáticas, durante 3 horas, a lo largo de un día, un tiempo excesivo para situarnos en una posición desfavorable, pues el sistema es intermitente, obtenemos que para un día:

$$E_{\text{día}} = 2240 \text{ kW} \cdot 3 \text{ h} = 6720 \text{ kWh/día}$$

Si añadimos, la energía consumida por los equipos auxiliares para un día con tres cambios de dirección, caso que estudiamos anteriormente, en el bloque 3 apartado 5, tenemos que la energía para un día desfavorable es:

$$E_{\text{día}} = 6720 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} + 465 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} = 7.185 \text{ kWh/día}$$

Si este valor obtenido, lo extrapolamos a un año, con estas condiciones defavorables tenemos que:

$$E_{anual_{consumida}} = 7.185 \text{ KWh/día} \cdot 365 = 2.622 \text{ MWh/año}$$

Esto en cuanto a la energía consumida, si tenemos en cuenta que la energía provendrá en su totalidad, así se espera, de la energía producida por el aerogenerador, vamos a calcular aproximadamente cuanto obtendríamos del aerogenerador E-112. Para ello, utilizamos una aplicación dada por el ITC, dónde seleccionando la ubicación, libre, pues nuestra plataforma no tendrá anclajes, podremos obtener la energía anual aproximadamente que podríamos generar. Calculamos la energía dada para un modelo dado de Enercon E-82 y estimamos con el valor del aerogenerador E-112 utilizado, para ello tomamos el valor dado por la aplicación ITC (*Figura 4.5.1*) y el valor dado por el fabricante de unos 16 millones de kWh al año, para condiciones constantes y cálculos conservadores, y realizamos una estimación.

Coord X (UTM):	337250 (más próxima)	
Coord Y (UTM):	3097450 (más próxima)	
Tomo detalle numérico:	<a href="#">GomeraTenerife11.pdf</a>	
Aerogenerador:	ENERCON E-82	?
Altura:	E2	?
Cte K de Weibull (100 m):	100 m	?
Velocidad viento (100 m):	1.484	?
Dirección predominante del viento:	5.4 m/s	?
	ENE	?
Energía anual estimada:	4260431.2 kWh	?
Potencia anual:	486.351 kW	?
Horas anuales equivalentes:	1812.9 h	?

Estimamos para obtener la energía anual media para nuestro aerogenerador de 5 MW en la zona de estudio, partiendo de que el fabricante nos da 16 millones de kWh al año, para condiciones constantes y cálculos conservadores, tenemos.

$$E_{anual_{generada}} = \text{con anclajes} = 10651 \text{ MWh/añual}$$

$$E_{anual_{generada}} = \text{sin anclajes} = 12651 \text{ MWh/añual}$$

La diferencia entre la consumida y la generada, para el sistema de posicionamiento:

$$12651 \text{ MWh/añual} > 2622 \text{ MWh/añual}$$

Tenemos una diferencia, y por tanto un valor positivo de energía transportada a tierra de:

$$E_{vendida} = 10.029 \text{ MWh/añual}$$

Esta energía que se puede vender son beneficios, parte dedicados a pagar la inversión realizada en los equipos y en las estructuras en general, este tema lo trataremos en el anexo dedicado al presupuesto, en dicho anexo, analizaremos el precio de la instalación del sistema de posicionamiento dinámico y si es viable económicamente así como las ventajas económicas que pudiera tener la instalación de dicho sistema, todo ello, en el anexo comentado, donde se desglosaran los costos y se analizarán.

## **E. Anexos** (Pág. 85)

<b>ANEXO I: Impacto Ambiental .....</b>	<b>86</b>
<b>ANEXO II: Mantenimiento .....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO III: Costes .....</b>	<b>92</b>
<b>ANEXO IV: Emisiones CO2 .....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO V: Planos .....</b>	<b>105</b>

# **ANEXO I: Impacto Ambiental**

El estudio de impacto ambiental nos permitirá observar el daño producido por nuestro proyecto y contemplar si a la larga resulta viable realizar la construcción y colocación de un parque eólico en la zona denotada. Para comprobar la viabilidad debemos estudiar el comportamiento del ecosistema ante dicha colocación y cuanto difiere de no producirse, es decir, se comparará el funcionamiento del ecosistema en la zona previa colocación del aerogenerador y su funcionamiento posterior, tras colocarse el conjunto con aerogenerador.

Primero para ello debemos caracterizar el impacto y se realizará de la siguiente manera. Las características que se deben atender son: su naturaleza, su carácter, su duración, si es temporal o permanente, recordemos que la vida útil de nuestra plataforma es de unos 20 años, según su recuperabilidad, su relación causa-efecto, su intensidad, muy importante esta característica, su extensión, su momento y su persistencia, es decir, el tiempo que se espera que se mantengan los efectos tras su primera aparición. Con estas caracterizaciones del impacto podemos entrar a valorar dichos impactos.

La valoración de los impactos se realizará en la siguiente escala: impacto ambiental compatible, para los menos negativos, impacto ambiental moderado, impacto ambiental severo e impacto ambiental severo, para aquellos que generan mayores cambios en el ecosistema general. Para los impactos ambientales positivos, aquellos que no generan daños sino todo lo contrario, también estarán constituidos en una categorización similar pero con signo positivo. Como nuestro proyecto se ha realizado para un conjunto plataforma-aerogenerador con idea a un parque eólico con un gran número de éstos, pues se realizará el estudio de impacto de un parque. Antes de realizar dicho estudio recordar la zona de ubicación del futuro parque (*Figura 5.1.1*)



**Figura 5.1.1: Ubicación del proyecto, sur de Tenerife.**

La ubicación es donde se concentrará la gran parte de los daños, según sean físicos, bióticos y socioeconómicos, que procedemos a comentar.

## **Medio Físico**

El medio físico, comenzando por el fondo marino, las líneas de fondeo unidas a los pilotes y los anclas tendrán un impacto cierto en el fondo marino, no obstante, el lecho oceánico a esa profundidad carece de valor ecológico, pues no es zona de sebadal, dada la profundidad, por lo que el impacto ambiental lo podemos clasificar de compatible.

El estudio realizado, de la instalación del sistema de posicionamiento dinámico, permite controlar y limitar la afección al medio físico de nuestro proyecto, que es el principal beneficio de la instalación de este sistema, pues nos permitiría eliminar las líneas de fondeo y el sistema de anclaje, lo que genera un menor impacto ambiental evidente en el medio físico marino.

Para cambios en el oleaje y las corrientes, el impacto será mínimo, por lo que no existe riesgo de producir daños en playas, debido a cambios en las corrientes y oleajes. En cuanto a riesgo de contaminación por combustibles, nuestra plataforma no requiere de combustible, pero sí es posible que se produzca por las embarcaciones auxiliares, por lo que se tendrá la máxima exigencia en cumplimiento de normativa MARPOL en estas embarcaciones y se realizará un plan de actuación en caso de que se produzca un derrame en las inmediaciones del parque eólico.

En cuanto a la contaminación lumínica y sonora, sólo se generarán efectos importantes durante la instalación, por lo que son temporales, de resto, durante el periodo operacional no existirán daños algunos, los únicos ruidos son los generados por las bombas y por las aspas del aerogenerador y no son de gran intensidad.

En cuanto al impacto dado en el agua, sólo efectos temporales durante la construcción, efectos de sedimentos en suspensión, ruidos marinos y vibraciones, efectos momentáneos en cualquier caso. El efecto electromagnético de los cables de alimentación y suministro no causan efectos mayores a los que se producirían en tierra, según estudios no importantes para generar impactos ambientales severos.

## **Medio Biótico**

En este apartado si se producen daños algo más severos, comentamos que la zona de sebadal no se vería afectada. No obstante, durante la construcción se verán afectados organismos tanto planctónicos como bentónicos, daños reversibles. En cuanto a la vegetación terrestre, algo que ya hemos comentado, sólo hay que tener especial cuidado con las líneas de alimentación y suministro eléctrico de camino a la conexión a tierra, el paso de ésta por zonas protegidas puede suponer daños graves e irreversibles, no obstante, tenemos flexibilidad para modificar el recorrido de estas conexiones, por lo que a un mayor coste no habría problema alguno en caso de encontrarnos con vegetación delicada y protegida de camino a tierra, especial cuidado con el sebadal, refugio de muchas especies marinas. Con el sistema de posicionamiento dinámico este daño se vería muy acotado y sería casi inexistente, dado que el mayor impacto se genera durante el fondeo.

En cuanto a peces, se realizará un estudio, incluido en el presupuesto, para obtener los efectos in situ, a priori no existen daños graves identificados, no es una zona de gran afluencia de peces ni queda en medio de ninguna ruta migratoria de los mismos, por lo que a expensas de la realización de un estudio exhaustivo determinaremos que no existe impacto ambiental considerable en cuanto a peces se refiere. Si el estudio indicara daño alguno, se buscará crear nuevos hábitat para paliar los daños causados.

En cuanto a mamíferos marinos, es uno de los aspectos más delicados en cuanto a nuestra evaluación de impacto ambiental. Canarias en general y Tenerife en particular tienen una gran afluencia de mamíferos marinos, muchos de ellos protegidos, por lo que debemos realizar el proyecto en consonancia con ellos. Nuestra plataforma y aerogenerador, como ya se ha comentado, apenas generan ruidos y vibraciones considerables, como para perturbar la vida de estos mamíferos. Eso sí, durante la construcción los ruidos y las vibraciones si hacen acto de presencia, aunque el conjunto de la plataforma se construirá en astillero y se trasladará, la colocación de los pilotes de perforación si producirán daños acústicos. Estos daños pueden desorientar a estos mamíferos con unos sentidos extendidos y sensibles, especialmente a los ruidos. Por esta razón, se mantendrá comunicación constante durante la colocación de los aerogeneradores con asociaciones al estudio de estos mamíferos, controlando sus zonas de paso y contemplándose en el proyecto la paralización de este durante la colocación, si existieran mamíferos en zonas próximas.

Aunque la zona de mayor afluencia de estos mamíferos es la costa oeste de Tenerife, se tendrá estas consideraciones para dado el caso, al igual que se establecerá un fondo de ayuda a asociaciones dedicadas a estos mamíferos con el fin de paliar cualquier daño generado y generar conciencia social, a través de actividades de educación ambiental, en las islas sobre la importancia de estos mamíferos. Entre los mamíferos marinos que podemos encontrar tenemos: calderón tropical, conocidos popularmente como ballenas piloto, el cachalote común, que habita en grandes profundidades salvo durante las aspiraciones, y los delfines, delfines comunes, mulares y delfines moteados.

En cuanto a aves, principales afectados por aerogeneradores, no existe en la zona de ubicación ningún tipo de protección a la avifauna tal y como se muestra en la *Figura 5.1.2*.



**Figura 5.1.2: Áreas protegidas avifauna, en el sur de Tenerife, próximas a la ubicación.**

En el periodo operacional de nuestro conjunto, no existirán daños severos sobre los mamíferos, aun así se vigilará su paso por el parque eólico y el caso de generarse mortalidad entre estos grupos pues se tomarán medidas inmediatamente, así se tendrá recogido en el presupuesto para paliar daños inmediatamente.

### **Medio Socioeconómico**

El impacto generado también puede darse con intensidad en la actividad socioeconómica de la zona. Alrededor del parque existirá una zona de exclusión, en la que sólo podrán acceder buques auxiliares al parque, se vigilará que así sea para evitar cualquier daño. No obstante, esto implica que se cerrará una zona a la pesca. La ubicación no es que sea una zona de pesca señalada por lo que no existirá gran impacto, no obstante, se contemplarán ayudas al sector en el caso de que así fuera.

En otros sectores, a parte del pesquero, como el turismo apenas tendría efecto, pues no se contempla daño visual ante playas y zonas turísticas, que afectara, por lo que no existiría gran impacto, y en todo caso positivo pues se puede vender la isla como destino para turismo ecológico.

El proyecto también tendrá impacto positivo en el empleo, puesto que se generará empleo, entre operarios de mantenimiento, administración y demás, y se pretenderá que sean oriundos de las zonas cercanas a la ubicación del proyecto, sur de Tenerife.

## **ANEXO II: Mantenimiento**

Los costes de mantenimiento son importantes a lo largo de la vida útil de nuestra plataforma, y a realización de los mismos, pues se trata de alargar la vida útil, la operatividad y con ello los beneficios, frente a la reducción de costes operativos.

El mayor obstáculo es la ubicación en aguas profundas, el traslado, por lo que se ha decidido disponer de un buque en propiedad para facilitar las operaciones de mantenimiento, en cuanto se generen. Se realizarán siempre que se pueda, mantenimiento predictivo y en todo caso preventivo, se intentará no llegar a realizar mantenimiento correctivo, es decir, nos intentaremos adelantar a las averías antes de que estén se produzcan, pues de esta forma, se ahorra tiempo y dinero.

Para los sistemas añadidos de posicionamiento dinámico, el mantenimiento será elevado y siempre proporcionado por las empresas suministradoras de las diferentes áreas del sistema, propulsión y posicionamiento.

La plataforma tendrá un nivel de mantenimiento intermedio, para los primeros años de vida útil, luego según pasen los años se ascenderá en la escala de niveles de mantenimiento. La escala de mantenimiento se observa a continuación (*Figura 5.2.1*)



<b>NIVEL DE MANTENIMIENTO</b>	<b>ACCIONES Y DESCRIPCIÓN</b>
<b>Mínimo</b>	1 visita anual 2 visitas extraordinarias
<b>Básico</b>	2 visitas anuales 3 visitas extraordinarias
<b>Intermedio</b>	3 visitas anuales 3 visitas extraordinarias
<b>Alto</b>	4 visitas anuales 4 visitas extraordinarias
<b>Exhaustivo</b>	Buque hotel permanentemente en la zona del parque Lanchas lanzadera de conexión

**Figura 5.2.1: Niveles de mantenimiento aplicables a nuestra plataforma.**

El nivel de mantenimiento se incrementará con el tiempo, pues se requerirá de más atención ante la finalización de la vida útil de muchos de los equipos. En caso de ser necesario se podrá trasladar la plataforma a tierra para operaciones en seco, tales como pintura y demás, sin embargo las condiciones estáticas de la plataforma nos permitirá realizar las operaciones en seco de forma muy extraordinaria y siempre y cuando se considere irremediable, pues la puesta en seco de estas plataformas sería muy costosa.

Las operaciones de mantenimiento en la obra viva se realizarán, salvo en caso extraordinario de varada, con equipos submarinos que nos permitan operaciones tales como cambios de ánodos de sacrificio, revisión de cadenas, y otras operaciones.

En los casos extraordinarios de puesta en seco, se trasladará a las plataformas al astillero más cercano, el astillero capaz de acometer las reparaciones en obra viva necesarias, tales como granallado y pintado de las columnas flotantes que componen nuestros artefactos.

El periodo previo a la instalación del parque eólico estará marcado por numerosos estudios para conocer mejor el impacto ambiental, para conocer la viabilidad y especialmente para conocer las condiciones climáticas a encontrar, por ello, se instalará en la ubicación del parque una torre de medición de vientos, corrientes y oleaje.

Este estudio nos permitirá conocer si las condiciones son realmente óptimas para la colocación del aerogenerador, tal y como se presupone, y además, conocer el grado de mantenimiento, pues son las condiciones externas las que nos marcarán las pautas de mantenimiento, condiciones muy agresivas frente los materiales a emplear. Estos estudios previos son muy importantes, así no estaremos a ciegas frente a la evolución del estado de las plataformas a lo largo de su vida útil.

El mantenimiento del sistema de posicionamiento dinámico, es altamente costoso y frecuente, pues se pretende asegurar y alargar la vida útil del sistema. Las empresas que proporcionan el equipamiento para el sistema, el área de posicionamiento, Kongsberg, y el área de propulsión Roll Royce, tienen altos estándares de calidad, y proporcionan el mantenimiento necesario.

Para los equipos electrónicos de posicionamiento, no se requiere puesta en seco, mientras que para los propulsores si se requerirá la puesta en seco, para comprobar el estado de las palas de hélice, al menos cada 5 años, y mientras transcurre este periodo, inspecciones periódicas llevadas a cabo por equipos submarinos, de manera que se compruebe frecuentemente el estado del propulsor para asegurar el correcto funcionamiento del mismo. El mantenimiento y la manutención de la calidad del sistema en su conjunto se llevará a cabo, y esto es importante, por ello se repite, por las empresas suministradoras del equipo.

El mantenimiento también influye en la viabilidad económica, pues una alta necesidad de mantenimiento repercute en mayores costes a lo largo de los años de vida útil, haciendo inviable el proyecto. Ello no nos debe hacer escatimar en costes de mantenimiento, alcanzado la viabilidad, pues extremos en favor de la seguridad y de extender la vida útil de nuestras plataformas.

Uno de los costes más elevados en este apartado es el de tener en propiedad un buque, pero esto nos evitará un acceso rápido a las plataformas sin necesidad de fletamento alguno, nos asegura una disponibilidad continua de acceso, en casos extraordinarios se alquilará a helicópteros, casos en reparaciones de palas, generador, o en definitiva elementos relacionados únicamente con el aerogenerador. Para embarques a través de buques, con lanchas rápidas dispondremos de accesos apropiados, tal y como se observa (*Figura 5.2.2*)



**Figura 5.2.2: Elementos de acceso a nuestras plataformas**

El acceso nos permitirá que operarios realicen las actividades de mantenimiento oportunas. Este mantenimiento como ya hemos hablado acarreará un coste, coste que debemos calcular junto con el coste total de la consecución del proyecto.

## **ANEXO III: Costes**

En este anexo vamos a estudiar el presupuesto necesario para constituir nuestro parque eólico marino, para ellos, asociaremos los costes en grupos contables, de manera que se facilite su comprensión.

### **Grupo 100. Estudios previos.**

Son los estudios previos para la realización del proyecto, necesarios para conocer la viabilidad del mismo.

#### **Grupo 101. Estudio Impacto Ambiental.**

Analizar todos los factores comentados en el Anexo I sobre el impacto ambiental producido por nuestro parque. Se presupuestará para este fin, **1.2 M €**.

#### **Grupo 102. Clase, certificación.**

Para obtener la certificación del ABS, aunque para parques no es necesaria la certificación como tal, pero se buscará estándares de seguridad y por ello se certifica y se destina para tal fin, **1 M €**.

#### **Grupo 103. Investigación meteorológica.**

Para conocer las condiciones reales de viento, corrientes y oleaje, importantes para muchos aspectos del proyecto. Para este fin se presupuestará unos **1.75 M €**, para la colocación de una torre de medición.

#### **Grupo 104. Balizamiento y permisos**

Se hace una estimación de **0.5 M €** para estos menesteres.

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Cuantía</b>
<b>101</b>	Estudio de impacto ambiental	1.200.000
<b>102</b>	Clase, reglamentos, certificados	1.000.000
<b>103</b>	Investigación meteorológica	1.750.000
<b>104</b>	Balizamiento, permisos	500.000
	<b>TOTAL</b>	<b>4.450.000</b>

Figura 5.3.1: Costes de estudios previos.

## **Grupo 200. Astillero.**

Gastos que incluye el diseño, la ingeniería de detalle, las pruebas de la plataforma en canal, y otros especiales, como alquileres de grúas adecuadas para la colocación del aerogenerador en la plataforma.

## **Grupo 201. Coste de Ingeniería.**

Costes que incluye el diseño de la plataforma, los sistemas y detalles para la construcción de la plataforma propiamente. Costes de ingeniería altos. Se presupuestan unos 3 M €.

## **Grupo 202. Ensayos en canal.**

Ensayos realizados en tanques de grandes dimensiones para comprobar el comportamiento de la plataforma y de las líneas de fondeo. Los costes ascienden a unos 150.000 €.

## **Grupo 203. Construcción plataforma.**

Es uno de los mayores costes, debemos tener en cuenta el peso de acero empleado, que ya se ha hallado y multiplicar por el precio del mismo. Así como el hormigón del lastre y de la zapata del aerogenerador. El precio del acero es de unos 450 euros cada tonelada (precio Marzo 2015) y a este le debemos añadir la mano de obra de 45 euros la hora, con un trabajo en acero de 40 horas cada tonelada. Con estos datos hallamos los costes de construcción, con un incremento del 15% para armamento, instalación y márgenes de seguridad. El peso total de acero es de unas 2519 toneladas.

## **Grupo 204. Grúas especiales.**

Para la instalación del aerogenerador se requerirán grúas especiales que se alquilarán según se precise.

## **Grupo 205. Remolcadores.**

Remolcadores para la salida del astillero y remolcadores de altura para el traslado de las plataformas hasta su ubicación final.

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Precio</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cuantía</b>
<b>201</b>	Coste de Ingeniería	3.000.000	1	3.000.000
<b>202</b>	Ensayos en canal	150.000	1	150.000
<b>203</b>	Construcción plataformas			
	Mano de obra	45	100.800	4.536.000
	Precio acero	4.501	2.519	1.133.550

				x20 (+20%)
<b>204</b>	Grúas especiales	8.000	1.5X20	240.000
<b>205</b>	Remolcadores y buques	240.000	2X20	9.600.000
<b>TOTAL</b>				<b>210.000.000 €</b>

Figura 5.3.2: Costes de astillero, costes de construcción.

## Grupo 300. Sistemas y equipos auxiliares.

Gastos de la adquisición de los equipos y sistemas auxiliares, que estarán instalados en nuestras plataformas.

### Grupo 301. Sistema de lastre.

Costes asociados a las bombas, 8 por plataforma, y las tuberías, con un incremento para las válvulas del 10%. El precio de cada bomba es de **25.000 €** y le añadimos **50.000 €** en concepto del hormigón de lastre fijo.

### Grupo 302. Sistema de comunicaciones.

El sistema SCADA y todos los sensores y alertas de cada columna. Se le supone un coste por plataforma de **250.000 €** lo que hace un total para el parque de **5 M €**.

### Grupo 303. Sistema de pintura y protección catódica.

Protección catódica para protección de la estructura, suministrados por la empresa Zinetti. Además, a esto hay que añadir el precio de la pintura protectora.

### Grupo 304. Sistema de emergencias.

Las baterías asociadas a cada cuarto de bombas para los casos de fallo de suministro eléctrico. Se presupuesta unos **400.000 €** por plataforma lo que supone unos **8 M €**.

Código	Concepto	Precio	Unidades	Cuantía
<b>301</b>	Sistema de lastre (bombas)	25.000	8 (x20)+lastre	4.050.000
	Tuberías	250	260(x20)	1.300.000
<b>302</b>	Sistema de comunicaciones	250.000	x20	3.000.000
<b>303</b>	Protección catódica		Zinetti	2.320.000
<b>303</b>	Pintura		Aproximado	21.000.000
<b>305</b>	Sistema de emergencias	400.000	x20	8.000.000
<b>TOTAL</b>				<b>39.670.000 €</b>

Figura 5.3.3: Costes de sistemas y equipos auxiliares.

## Grupo 400. Aerogenerador.

Coste del aerogenerador, aproximado, pues no se conocen datos reales, pero se asemejará para la energía proporcionada. El coste oscila entre **1 M** y **1.2 M** el MW.

Código	Concepto	Precio	Unidades	Cuantía
401	Aerogenerador	3.500.000 (MW)	5 MW	3.500.000
	Nº aerogeneradores		x20	70.000.000
			<b>TOTAL</b>	70.000.000 €

Figura 5.3.4: Costes de los aerogeneradores.

## Grupo 500. Mantenimiento de la posición.

Costes asociados a todos los equipos destinados al mantenimiento de la posición de la plataforma y del parque eólico en general.

### Grupo 501. Líneas de fondeo.

Para las líneas de fondeo conocemos la longitud de las cadenas y la profundidad para los cables, contactar con el fabricante y anotar los costes asociados. El coste se da en función del peso, de cadenas y anclas.

### Grupo 502. Pilotes.

Costes asociados a la construcción y colocación de los pilotes en el lecho oceánico, en este apartado van incluidos los costes de los buques auxiliares de los que hemos hablado.

### Grupo 503. Instalación anclas y cadenas.

Costes de las operaciones relacionadas con la instalación de las anclas y las cadenas, con la ayuda de buques auxiliares, son estos, los fletamentos, los que acapararán gran parte de los gastos.

Código	Concepto	Precio	Unidades	Cuantía
501	Líneas de fondeo	2,6 €/Kg	98.024 kg (x20)	5.097.248
502	Pilotes	130.000	3X20	7.000.000
503	Instalación anclas y cadenas	50.000 € /día	5 (x20)	5.000.000
			<b>TOTAL</b>	17.097.248 €

Figura 5.3.5: Costes de los equipos de mantenimiento de la posición.

## Grupo 600. Ingeniería eléctrica.

Gastos referentes a los equipos eléctricos que incorporará nuestra plataforma, así como las líneas de alimentación y suministro.

### Grupo 601. Estudios de Ingeniería.

Estudios realizados, sobre el cable, el recorrido a través del fondo marino, viabilidad del tendido del cable umbilical, etc.

### Grupo 602. Cable eléctrico.

Líneas de cable eléctrico para los cables de 5MW de cada plataforma, y los de alimentación a las plataformas.

### Grupo 603. Tendido de cable.

Gastos para la operación del tendido de cable en el que se tendrá que fletar buques cableros para tal efecto.

Código	Concepto	Precio	Unidades	Cuantía
601	Estudios de Ingeniería	430.000	1	430.000
602	Cable eléctrico	250/metro	7280 m (x20)	3.640.000
603	Tendido de cable	90.000 € /día	90	8.100.000
<b>TOTAL</b>				<b>12.170.000 €</b>

Figura 5.3.6: Costes de la ingeniería eléctrica.

## Grupo 700. Operación y mantenimiento.

Gastos presupuestados para la vida útil de nuestras plataformas, en este apartado hay que tener fondos para gastos extraordinarios de mantenimiento ante cualquier imprevisto. Así como fondos para daños socioeconómicos y ambientales.

### **Grupo 701. Inspección y mantenimiento.**

Costes de las inspecciones y las labores de mantenimiento, así como visitas extraordinarias por motivos de fallos no previstos y que requieren de reparación. Los costes incluyen el alquiler de equipos, flete de buques, a parte el de propiedad, equipos de buzos y técnicos especializados. Se presupone un gasto de **1.39 M €**.

### **Grupo 702. Reserva para materiales y herramientas.**

Gastos inmovilizados para disponer de material suficiente durante toda la vida útil de las plataformas, y del parque eólico en general.

### **Grupo 703. Fondos de reserva.**

Reserva de dinero para apoyar a la actividad pesquera, y asociaciones para la protección de mamíferos marinos y el medio acuático en general, en vistas, al posible impacto generado por nuestro proyecto.

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Precio</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cuantía</b>
<b>701</b>	Estudios de Ingeniería	2.275.000/año	20 años	45.500.000
<b>702</b>	Reserva para materiales y herramientas	2.400.000	1	2.400.000
<b>703</b>	Fondos de reserva	800.000	2	1.600.000
<b>TOTAL</b>				<b>45.900.000 €</b>

**Figura 5.3.7: Costes de operación y mantenimiento.**

### **Grupo 800. Buque de apoyo al parque.**

Gastos derivados de la compra de un buque para realizar tareas de mantenimiento, así como fletes para casos extraordinarios de apoyo al parque, así como buques auxiliares no contemplados en los gastos vistos hasta el momento.

### **Grupo 801. Compra del buque.**

Compraremos un buque para las operaciones de mantenimiento, el buque será de segunda mano para abaratar el coste y dado que no se necesita un buque con grandes prestaciones, ni con grandes prestaciones. Un buque con estas características puede salir **22 M €** y será lo máximo que estaremos dispuestos a gastarnos.



### **Grupo 802. Transformación del buque.**

Gastos para adecuar nuestro buque en propiedad a nuestras necesidades y proveerlos de los equipos necesarios. Los cambios serán mínimos y en muchos casos de habilitación con unos pocos meses de trabajo.

### **Grupo 803. Costes de mantenimiento del buque de apoyo.**

Presupuesto para la manutención del buque durante los años de servicio, 30 años, buque dedicado, al transporte de operarios y de equipo de mantenimiento.

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Precio</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cuantía</b>
<b>801</b>	Compra del buque	20.000.000	1	20.000.000
<b>802</b>	Transformación del buque	2.500.000	1	2.500.000
<b>803</b>	Costes de mantenimiento	1.400.000	1	1.400.000
			<b>TOTAL</b>	<b>23.900.000 €</b>

Figura 5.3.8: Costes de buque de apoyo al parque.

### **Grupo 900. Gestión del parque y gastos administrativos.**

Gastos derivados de la gestión y de todos los asuntos administrativos relacionados con las plataformas, tales como seguros, sueldos, y otros gastos.

#### **Grupo 901. Seguros.**

Gastos derivados de la contratación de los seguros para las distintas plataformas del parque.

#### **Grupo 902. Departamento jurídico.**

Gastos propios al equipo de abogados para cualquier gestión en materia judicial que pudieran derivarse de la construcción de nuestro parque eólico.

#### **Grupo 903. Sueldos.**

Gastos de las diferentes nóminas de los empleados en plantilla.

#### **Grupo 904. Gastos administrativos.**

Diferentes gastos derivados de la gestión administrativa del parque y que se tendrán en cuenta en este apartado.

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Precio</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cuantía</b>
<b>901</b>	Seguros	4.000.000	1	2.000.000
<b>902</b>	Departamento jurídico	50.000	1	50.000
<b>903</b>	Sueldos	200.000	1	200.000
<b>904</b>	Gastos administrativos	140.000	1	140.000
<b>TOTAL</b>				<b>2.390.000 €</b>

Figura 5.3.9: Costes de gestión del parque y gastos administrativos.

Con esto tenemos todos los gastos distribuidos si hallamos el coste total, es decir, el presupuesto necesario para llevar a cabo la obra, tenemos:

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Cuantía</b>
<b>100</b>	Estudios previos	4.450.000
<b>200</b>	Astillero	210.000.000
<b>300</b>	Sistemas y equipos auxiliares	39.670.000
<b>400</b>	Aerogenerador	70.000.000
<b>500</b>	Mantenimiento de la posición	17.097.248
<b>600</b>	Ingeniería eléctrica	12.170.000
<b>700</b>	Operación y mantenimiento	45.900.000
<b>800</b>	Buque de apoyo al parque	23.900.000
<b>900</b>	Gestión del parque y gastos administrativos	2.390.000
<b>TOTAL</b>		<b>425.487.000 €</b>

Figura 5.3.10: Presupuesto necesario para realización del proyecto.

Este sería el presupuesto sin sistema de posicionamiento dinámico, no obstante, pretendemos estudiar la viabilidad de la incorporación de este sistema, por lo que para estudiar y comparar, al presupuesto ahora realizado se le añadirá la partida del sistema.

## **Grupo 500-B. Mantenimiento de la posición.**

En este grupo vamos a añadir la partida dedicada al sistema de posicionamiento dinámico, y por tanto vamos a eliminar las partidas dedicadas a las líneas de fondeo, que en el caso de que se instale este sistema, no necesitaremos, salvo anclas por seguridad.

### **Grupo 501-B. Líneas de fondeo (emergencias).**

Para las líneas de fondeo conocemos la longitud de las cadenas y la profundidad para los cables, contactar con el fabricante y anotar los costes asociados. El coste se da en función del peso, de cadenas y anclas.

### **Grupo 502-B. Sistema de posicionamiento dinámico.**

Partida dedicada al sistema de posicionamiento dinámico, adquirido a las empresas Kongsberg, el área de gestión y posicionamiento, y Roll Royce, el área de propulsión.

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Precio</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cuantía</b>
<b>501-B</b>	Anclas y cadenas	2,6 €/Kg	7.024 kg (x20)	365.248
<b>502-B</b>	Posicionamiento (Kongsberg)	40.000	X20	800.000
	Propulsión (Roll Royce)	1.500.000	3 (x20)	90.000.000
<b>TOTAL</b>				<b>91.165.248 €</b>

El precio por propulsor se estima en 1.5 millones de euros, es decir, unos 4.5 millones por plataforma y el sistema de posicionamiento en unos 40.000 euros.

El presupuesto para el equipo propulsor puede parecer elevado, de hecho lo es, no obstante, debemos restar, la inversión que no realizaríamos en sistemas de fondeo convencionales, cuyo presupuesto vimos que es de unos **15 M €**, sin contemplar el flete de buques cableros durante la instalación del mismo, lo que supondría una inversión de unos **25 M €**.

Si realizamos y planteamos el nuevo presupuesto global, tenemos lo siguiente:

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Cuantía</b>
<b>100</b>	Estudios previos	4.450.000
<b>200</b>	Astillero	210.000.000
<b>300</b>	Sistemas y equipos auxiliares	39.670.000
<b>400</b>	Aerogenerador	70.000.000
<b>500</b>	Mantenimiento de la posición	91.165.248
<b>600</b>	Ingeniería eléctrica	12.170.000

<b>700</b>	Operación y mantenimiento	45.900.000
<b>800</b>	Buque de apoyo al parque	23.900.000
<b>900</b>	Gestión del parque y gastos administrativos	2.390.000
	<b>TOTAL</b>	<b>499.645.000 €</b>

El presupuesto para un parque eólico de 20 aerogeneradores, de este tipo con sistema de posicionamiento dinámico, es de unos 503 M €, por los 429 M €, si no contamos con dicho sistema, si nos basamos en únicamente un beneficio medioambiental de instalación del sistema, no sería viable pues ningún proyecto lo es, sino cuenta con un respaldo económico, por tanto, vamos a estudiar la viabilidad, a grosso modo, de nuestro proyecto.

## Viabilidad

Cada aerogenerador Enercon E-112 genera unos 16 millones de kWh anuales para condiciones constantes como las dadas en el mar, y esto para cálculos conservadores, nosotros estudiamos y sentenciamos una generación de 10.651 MWh/año, sin el sistema, y unos 10.029 MWh/año, con el sistema DP. Para un precio de 0,124107 €/kWh que se espera que aumenta según se vuelva más necesaria la energía eólica, tenemos que para los 20 aerogeneradores, y los 30 años de vida útil, sino más con un correcto mantenimiento, los beneficios serían los siguientes:

### Sin DP

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Cuantía</b>
-	Gastos totales, tras 30 años	425.487.000 €
+	Ganancias totales, tras 30 años	894.684.000 €
	<b>BENEFICIO</b>	<b>469.197.000 €</b>

Figura 5.3.11: Análisis económico del proyecto, ganancias y pérdidas, sin DP.

### Con DP

<b>Código</b>	<b>Concepto</b>	<b>Cuantía</b>
-	Gastos totales, tras 30 años	499.645.000 €
+	Ganancias totales, tras 30 años	722.000.000 €
	<b>BENEFICIO</b>	<b>222.443.000 €</b>

Figura 5.3.12: Análisis económico del proyecto, ganancias y pérdidas, con DP.

Con esta tabla anterior, queda demostrada la viabilidad de nuestros proyectos con amplios márgenes, por lo que ante cualquier imprevisto se puede aumentar el presupuesto, también con el argumento de que la vida útil prevista es muy conservadora por lo que se podría mantener las plataformas juntos con los aerogeneradores unos 35 años, produciendo mayores beneficios. También tener en cuenta el beneficio moral, frente al medioambiente, tras comprobar la viabilidad económica del proyecto.

El presupuesto realizado es un estudio preliminar, sería aconsejable realizar estudios más aproximados y precisos. En el caso, del sistema de posicionamiento dinámico el margen de beneficio es menor, no obstante, tenemos un sistema con un menor impacto ambiental, y mayor flexibilidad a la hora de buscar un mejor recurso eólico en las islas, recordemos que con este sistema podemos desplazar nuestro parque eólico en favor de mejores condiciones.

El presupuesto y el análisis de costos y las ganancias previstas están sujetas a parámetros económicos tales como el valor de la moneda, la inflación, parámetros que pueden influir en los beneficios esperados, no obstante, este estudio, como hemos comentado, es un estudio preliminar, estudio que a grandes rasgos contempla la viabilidad del proyecto, para trabajos futuros, se recomienda un examen más exhaustivo.

## **ANEXO IV: Emisiones CO2**

En este anexo, vamos a calcular las emisiones de CO2 de los dos casos que contemplamos en el proyecto, uno con el sistema de anclaje convencional y otro con el de posicionamiento dinámico. En primer lugar, vamos a conocer cuanto CO2 se deja de emitir en Canarias con la energía eólica, según ratios del propio Gobierno de Canarias, *Figura 5.4.1*, los ratios dan las toneladas evitadas respecto combustibles derivados del petróleo.

### **TONELADAS DE CO<sub>2</sub> EVITADAS**

<b>Fuente Energética</b>	<b>F.C. (*)</b>	<b>Unidades</b>
<b>Petróleo y derivados</b>		
Eólica	0,786	t CO <sub>2</sub> /MWh
Solar fotovoltaica	0,786	t CO <sub>2</sub> /MWh
Solar térmica	0,457	t CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup> panel
Minihidráulica	0,786	t CO <sub>2</sub> /MWh

\*\* Estos factores se ha calculado considerando que la fuente renovable sustituye a un parque generador convencional, con un rendimiento del 32%-36%. En el caso de la energía solar térmica se ha supuesto una distribución de termos eléctricos y de gas que sustituyen a los paneles solares planos.

**Figura 5.4.1: Toneladas de CO2 evitadas, fuente Gobierno de Canarias, anuario energético 2013.**

Así tenemos que para la energía eólica se evitan unas 0.786 toneladas de CO2 por cada MWh producido, si tenemos en cuenta los MWh producidos, con ambos sistemas:

*Sin DP → 10651 MWh/añual → 8371.69 Toneladas/añual*

*Con DP → 10029 MWh/añual → 7882 Toneladas/añual*

Sin el posicionamiento dinámico, tenemos mayores cantidades de CO2 evitados, no obstante, no estamos teniendo en cuenta el CO2 que evitamos emitir al evitar el uso de buques auxiliares durante la instalación del sistema de fondeo que tendríamos si no añadimos el sistema de posicionamiento dinámico. Para comprobar y aproximarnos al CO2 evitado, tenemos que para un remolcador tipo, las características son *Figura 5.4.2*.

- *Fabricante: Caterpillar*
- *Modelo: 3516B*
- *Peso en vacío: 8028 kg*
- *Número de cilindros: 16*
- *Disposición de cilindros: en V a 60º*
- *Potencia: 2 x 1865 Kilovatios*
- *Velocidad en vacío: 450 a 900 rpm*
- *Velocidad nominal: 1200 a 1925 rpm*
- *Consumo combustible (100%): 328.2 litros / hora*

**Figura 5.4.2:** Características remolcador tipo a emplear.

Tenemos un consumo promedio de 382.2 litros por cada hora, es un cálculo conservador, pues emplearemos un remolcador de altura, cuya potencia se podría aproximar a unos 600 litros hora, y tres remolcadores de puerto, tal y como se ve en la *Figura 5.4.3*.



**Figura 5.4.3:** Buques auxiliares durante la instalación del Windfloat.

Además, se empleará otro buque de las características del remolcador de altura como cadenero, para los pilotes y la instalación de las líneas de fondeo. Decir que la instalación de todo el sistema puede llevar un periodo de tiempo aproximado de 30 horas, para posicionamiento, y unas 40 horas para instalación de pilotes y cadenas, por lo que tenemos:

$$\text{Remolcador de puerto} \rightarrow 382.2 \text{ l/h} \cdot 30 \text{ h} = 11.466 \text{ litros}$$

$$\text{Remolcador de puerto} \rightarrow 382.2 \text{ l/h} \cdot 30 \text{ h} = 11.466 \text{ litros}$$

$$\text{Remolcador de altura} \rightarrow 600 \text{ l/h} \cdot 40 \text{ h} = 24.000 \text{ litros}$$

$$\text{Remolcador cadenero} \rightarrow 450 \text{ l/h} \cdot 40 \text{ h} = 24.000 \text{ litros}$$

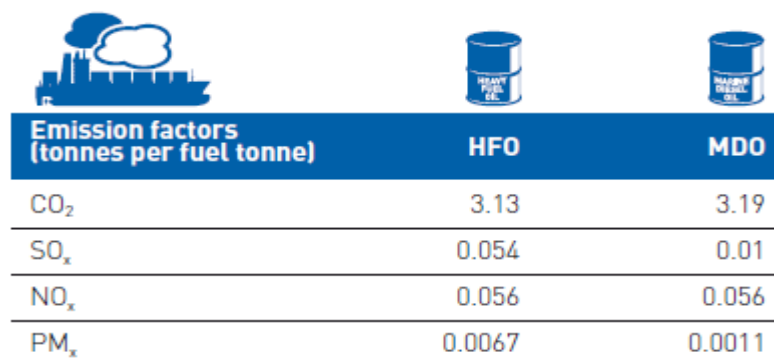
$$\text{TOTAL} \approx 71.000 \text{ litros} \approx 71 \text{ m}^3$$

Si ponemos estos litros de combustible, en medidas de peso, empleamos la densidad del combustible, que en este caso, remolcadores, suele ser MFO, Heavy Fuel Oil, y tiene unos 991 kg por cada metro cúbico, aproximadamente y en función del combustible específico a emplear en cada momento, a efectos de cálculos y de este estudio nos resulta aceptable este valor.

$$\text{Toneladas combustibles} \rightarrow 71 \text{ m}^3 \cdot 991 \text{ kg/m}^3 = 70.36 \text{ T}$$

Si estas toneladas de combustibles, las pasamos a toneladas de CO2 evitadas, con los datos proporcionados por la Fundación Puerto de Valencia, *Figura 5.4.4*, tenemos que para el combustible empleado:

$$\text{Toneladas CO}_2 \rightarrow 70.36 \text{ T} \cdot 3.19 \text{ TCO}_2/\text{T}_{MDO} = 224.45 \text{ TCO}_2$$



Emission factors (tonnes per fuel tonne)	HFO	MDO
CO <sub>2</sub>	3.13	3.19
SO <sub>x</sub>	0.054	0.01
NO <sub>x</sub>	0.056	0.056
PM <sub>x</sub>	0.0067	0.0011

**Table 2: Emission factors included in the model**  
Source: Fundación Valenciaport, 2014 based on the IMO (2009) GHG Study

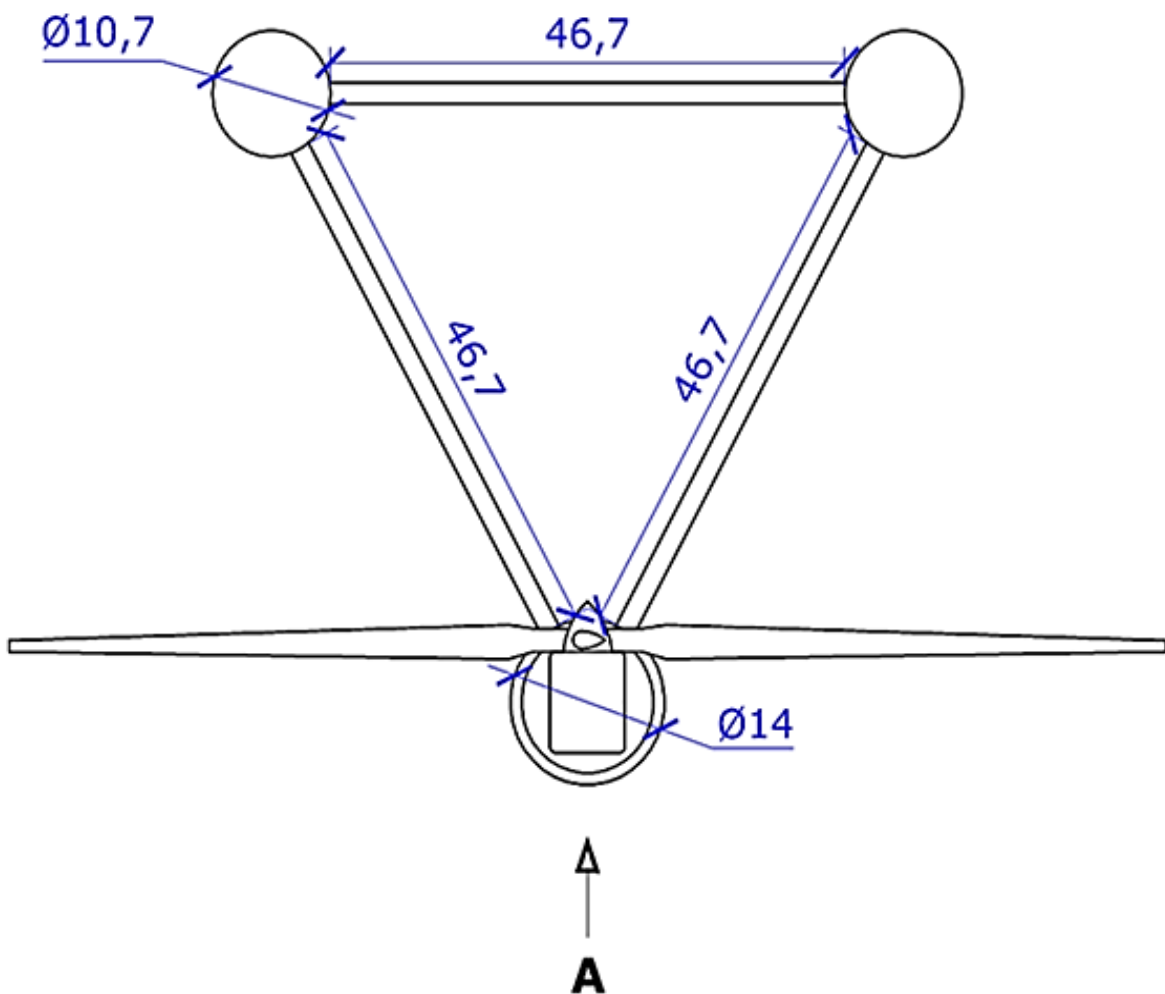
**Figura 5.4.4: Toneladas de CO2 por tipo de combustibles y toneladas del mismo.**

# ANEXO V: Planos

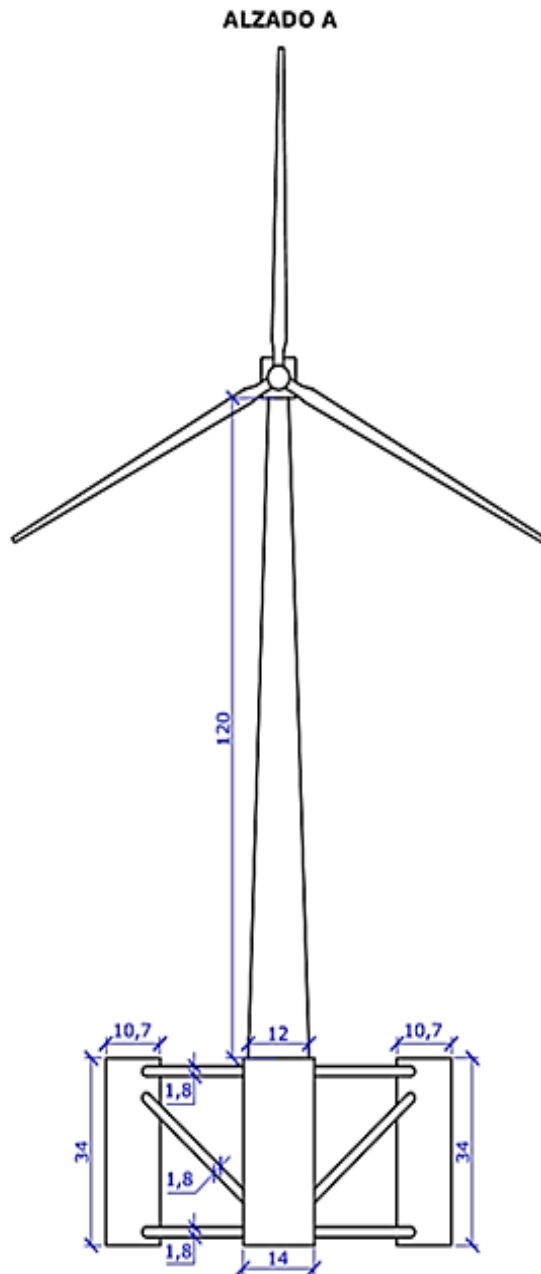


Proyecto:	<b>Aerogenerador Off Shore</b>	Nº Plano:	<b>1</b>
Contenido:	<b>Situación</b>		
Situación: 4,5 Millas Sur de Las Galletas, T.M Arona, Provincia S/C Tenerife		Escala:	<b>1:64.000</b>
Dibujado: Carlos Hernández Hernández	Fecha: 6 Julio 2016		
Peticionario:	Estudiante de Ingeniería Naval: Carlos Hernández Hernández 45850077-Z		





Proyecto: <b>Aerogenerador Off Shore</b>		Nº Plano:
Contenido: <b>Planta de cotas</b>		<b>2</b>
Situación: 4,5 Millas Sur de Las Galletas, T.M Arona, Provincia S/C Tenerife		Escala:
Dibujado: Carlos Hernández Hernández	Fecha: 6 Julio 2015	1:600
Peticionario:	Estudiante de Ingeniería Naval: Carlos Hernández Hernández 45850077-Z	



Proyecto:	<b>Aerogenerador Off Shore</b>	Nº Plano:	<b>3</b>
Contenido:	Alzado de cotas		
Situación:	4,5 Millas Sur de Las Galletas, T.M Arona, Provincia S/C Tenerife		Escala:
Dibujado:	Carlos Hernández Hernández	Fecha:	6 Julio 2016
Peticionario:		Estudiante de Ingeniería Naval:	Carlos Hernández Hernández 45850077-Z

# **F. Conclusiones y bibliografía**

(Pág. 108)

<b>F.1 <u>Conclusiones</u></b> .....	<b>109</b>
<b>F.2 <u>Trabajos futuros</u></b> .....	<b>111</b>
<b>Bibliografía 1: Introducción</b> .....	<b>111</b>
<b>Bibliografía 2: Cálculo y diseño estructural</b> .....	<b>112</b>
<b>Bibliografía 3: Flotabilidad y estabilidad</b> .....	<b>112</b>
<b>Bibliografía 4: Sistemas y equipos auxiliares</b> .....	<b>113</b>

## F.1 Conclusiones

La mejor manera para iniciar el apartado de conclusiones es mostrar la siguientes figuras, *Figura 6.1.1* y *Figura 6.1.2*.

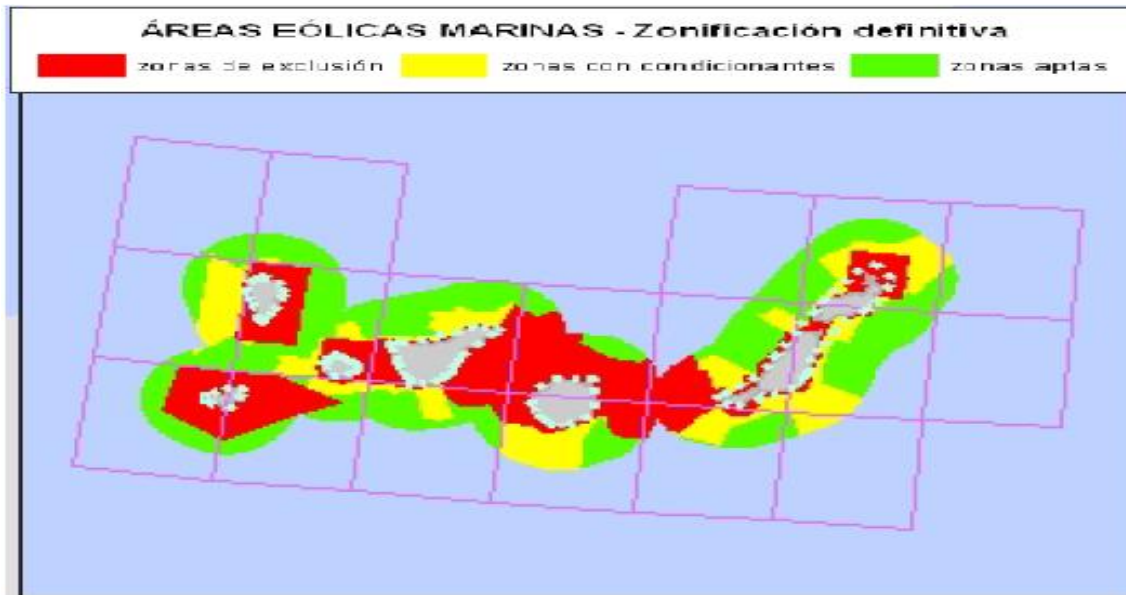


Figura 6.1.1: Áreas eólicas marinas, fuente Ministerio de Medio Ambiente.



Figura 6.1.2: Batimetría zona cercana a la ubicación, posible ubicación, fuente Arcgis.

Empezamos con estas dos figuras para justificar la instalación del sistema de posicionamiento dinámico, viendo éstas figuras se contempla la restricción existente por parte del Ministerio de Medio Ambiente, para ubicar parques eólicos marinos cercanos a las costas de las Islas Canarias, no se presta a dejar ubicarlos en las zonas cercanas.

Si se observa en la segunda figura, 6.1.2, en zonas próximas a las costas en las islas se alcanzan profundidades de más de 1000 metros, lo que hace incompatible un parque eólico marino estándar ya sea con plataforma semisumergible con sistemas de anclaje o con cimentación directamente al lecho marino. De esta manera, si tenemos en cuenta las limitaciones de los parques eólicos marinos existentes y las limitaciones dadas por el Ministerio de Medio Ambiente, no se podría instalar en las Islas Canarias, y en otras zonas con igual problemática un parque eólico en el medio marino.

Sin embargo, en este trabajo, hemos estudiado la incorporación de un sistema de posicionamiento dinámico, para solventar la problemática existente y visualmente mostrada en las figuras 6.1.1 y 6.1.2. Los resultados en cuanto a beneficios y en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub>, se muestran a continuación, y aunque se demuestran que resultan desfavorables respecto al sistema de anclaje, son positivos si lo comparamos con la idea de no instalar ningún parque eólico, pues un sistema de anclaje en Canarias no es viable por las restricciones batimétricas y del ministerio.

*Sin DP → Beneficio total → 469 Millones €*

*Sin DP → CO<sub>2</sub> evitado → 8371.69 Toneladas/añual*

*Con DP → Beneficio total → 222 Millones €*

*Con DP → CO<sub>2</sub> evitado → 8107 Toneladas/añual (+224 T)*

Los resultados son relativamente desfavorables, no obstante, la comparación debería ser del sistema de posicionamiento dinámico con respecto a nada, pues sin este sistema no es viable un parque eólico marino en Canarias o en zonas de igual características.

El sistema es complejo, y su instalación y mantenimiento también, no obstante, nos permitiría, la propia instalación de un parque eólico y la búsqueda de un mejor recurso eólico, que normalmente se encontrará en zonas alejadas de la costa, dónde existen grandes profundidades.

También se añade en el trabajo, un estudio de eficiencia para los sistemas propios de la plataforma, de manera, que la energía que se ahorra se reconduzca al sistema de posicionamiento dinámico. Se estudió que el sistema que tiene un mayor consumo de energía en nuestra plataforma es el sistema de lastre, por su sobredimensionamiento, debido a que la respuesta ante situaciones de emergencias ha de ser contundente y efectiva. Para mejorar la eficiencia energética en los sistemas auxiliares, nos centramos en el sistema más costoso energéticamente y aplicamos medidas como la instalación de variadores de frecuencia, que permitirán un ahorro cercano a los 8.000 euros anuales, lo que retorna en una amortización a los tres años de operación frente a los 30 años de vida útil de la plataforma y de los sistemas.

## **F.2 Trabajos futuros**

En este trabajo se aborda un proyecto de grandes dimensiones, por lo que muchos aspectos se escapan a nuestras capacidades y medios disponibles. Para futuras líneas de investigación que consoliden el proyecto y lo fortalezcan con más argumentos de viabilidad, se hace necesario un ensayo en canal, pues para este tipo de artefactos flotantes, se exige en aras de una mayor comprensión sobre el comportamiento en el mar, también se hace necesario un mayor y más preciso análisis de costos, trabajando en todo momento con presupuestos dados por las compañías suministradoras de los equipos empleados. Por ello se propone dos líneas de investigación:

- Ensayos en canal y estudios de comportamiento en el mar, con la estructura tipo windfloat.
- Estudio y análisis de costos para este tipo de inversiones, tasa de retorno de la inversión y viabilidad económica del proyecto.

## **Bibliografía 1: Introducción**

- [www.idae.es/](http://www.idae.es/), Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía.
- [www.enbuenasmanos.com/ecologia-y-medio-ambiente/energia-eolica/](http://www.enbuenasmanos.com/ecologia-y-medio-ambiente/energia-eolica/)
- [www.eolicaoffshore.com/](http://www.eolicaoffshore.com/)
- *Wave and offshore wind potential for the island of Tenerife*, M. Veigas y G. Iglesias
- [www.agenciaandaluzadelaenergia.es/](http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/)
- [www.evwind.com/2014/01/30/tiene-futuro-la-eolica-marina-espanola/](http://www.evwind.com/2014/01/30/tiene-futuro-la-eolica-marina-espanola/)
- [es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_eólica\\_en\\_España](http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_eólica_en_España)

- *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines*, Dominique Roddier, Christian Cermelli, Alexia Aubault, y Alla Weinstein, Principle Power.

## **Bibliografía 2: Sistemas y equipos auxiliares**

- Reglamento del ABS, American Bureau of Shipping, *Rules for building and classing mobile offshore drilling units 2015*.
- [www.weg.net/files/.../WEG-maritima-y-offshore](http://www.weg.net/files/.../WEG-maritima-y-offshore)
- [www.edpr.com/es/negocio-2/innovacion/wind-float/](http://www.edpr.com/es/negocio-2/innovacion/wind-float/)
- *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines*, Dominique Roddier, Christian Cermelli, Alexia Aubault, y Alla Weinstein, Principle Power.

## **Bibliografía 3: Optimización equipos auxiliares**

- *Teoría del buque, Curso Capitán de yates, Escuela náutica ALAVELA*
- [www.bureauveritas.es/wps/wcm/connect/2952bd44-6b37-4296-8f30087cc92fe679/AT\\_actividad\\_offshore\\_2014.pdf?MOD=AJPERES](http://www.bureauveritas.es/wps/wcm/connect/2952bd44-6b37-4296-8f30087cc92fe679/AT_actividad_offshore_2014.pdf?MOD=AJPERES) *estabilidad plataforma offshore*.
- [www.planetseed.com](http://www.planetseed.com)
- Reglamento del ABS, American Bureau of Shipping, *Rules for building and classing mobile offshore drilling units 2015*.

## **Bibliografía 4: Sistema posicionamiento dinámico**

- [www.weg.net/files/.../WEG-maritima-y-offshore](http://www.weg.net/files/.../WEG-maritima-y-offshore)
- [www.edpr.com/es/negocio-2/innovacion/wind-float/](http://www.edpr.com/es/negocio-2/innovacion/wind-float/)
- *Offshore Hydromechanics*, First Edition. J.M.J. Journée and W.W. Massie. Delft University of Technology. January 2001, capítulo 6.
- *Sea loads on ships and offshore structures*, O. Faltinsen, Cambridge Ocean Technology Series, Norwegian Institute of Technology, September 1993, capítulo 5.
- [www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0240.nsf/AllWeb/F82743DED767CC65C1256B82002DEDBD?OpenDocument](http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0240.nsf/AllWeb/F82743DED767CC65C1256B82002DEDBD?OpenDocument)
- *An Approximate Power Prediction Method*, J. Holtrop y G.G.J. Mennen.
- *IMO Guidelines for Vessels with DP systems*