

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE OTORGA A ESTEYCO, S.A.P. LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE CONSTRUCCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE LA TORRE EXPERIMENTAL EÓLICA OFFSHORE, PROTOTIPO MARIO LUIS ROMERO TORRENT DE 5 MW, Y LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA LÍNEA ELÉCTRICA SUBMARINA A 36 KV Y LA LÍNEA ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN A 36 KV, EN LA PLATAFORMA OCEÁNICA DE CANARIAS (PLOCAN)

Expediente nº: INF/DE/018/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 10 de mayo de 2018

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a ESTEYCO, S.A.P. la autorización administrativa previa y la autorización administrativa de construcción para la instalación de la torre experimental eólica offshore, prototipo Mario Luis Romero Torrent de 5 MW, y la autorización administrativa previa para la línea eléctrica submarina a 36 kV y la línea eléctrica subterránea de evacuación a 36 kV, en la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), ubicada frente al tramo de costa entre Las Palmas de Gran Canaria y Telde, en el término municipal de Las Palmas de Gran Canaria, en la isla de Gran Canaria, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

1. ANTECEDENTES

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 14 de marzo de 2014, se declara la reserva a favor del Ministerio de Economía y Competitividad de 22,7 km² de dominio público marítimo-terrestre en una franja marina de la isla de Gran Canaria situada entre la playa de La Laja, en el término municipal de Las Palmas

de Gran Canaria, y la playa de San Borondón, en el término municipal de Telde. Se delimita la zona de reserva marina y su correspondiente pasillo de acceso desde la costa. El objetivo de dicha reserva es el establecimiento del banco de ensayos de la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) y sus componentes iniciales (constituidos por la plataforma, la red eléctrica y la infraestructura de conexión), además de los elementos complementarios y accesorios necesarios para su puesta en operación, con el objeto de disponer de un área destinada exclusivamente a la investigación, experimentación y ensayo de nuevas tecnologías marinas. Esta zona de reserva será gestionada por el Consorcio PLOCAN, Consorcio público constituido al 50% por el Ministerio de Economía y Competitividad y el Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Mediante escrito de 27 de noviembre de 2015, PLOCAN da respuesta a la solicitud de ESTEYCO de autorización de ocupación de un espacio en el área de ensayos del Consorcio PLOCAN del prototipo Mario Luis Romero Torrent, comunicándole que está disponible para su ocupación temporal el espacio solicitado, ocupación que podrá comenzar en diciembre de 2016 y su duración podrá coincidir con el plazo de ejecución del Proyecto Europeo ELISA, si bien, previo a dicha ocupación, ESTEYCO deberá presentar un plan de trabajo con el detalle de las acciones a realizar y los estudios ambientales a llevar a cabo, así como presentar el procedimiento de instalación y desinstalación, y cumplir con la reglamentación que le sea de aplicación, en particular la normativa legal vigente para las operaciones en el mar y los condicionamientos específicos establecidos para el Consorcio PLOCAN.

El Informe de la Abogacía del Estado de fecha 20 de mayo de 2016, en respuesta a la solicitud del Consorcio PLOCAN en cuanto al alcance de la reserva demanial declarada por el Consejo de Ministros el 14 de marzo de 2014, en relación con la construcción y puesta en servicio de los componentes iniciales del Banco de Ensayos de la PLOCAN constituidos por la plataforma, la red eléctrica y la infraestructura de conexión, además de los elementos y accesorios necesarios para su puesta en operación, concluye que dicha reserva a favor del Ministerio de Economía y Competitividad de 22,7 km² de dominio público marítimo-terrestre y la autorización de su gestión al Consorcio PLOCAN, constituye un título habilitante para la realización por éste de las obras y las ocupaciones que permitan el establecimiento del banco de ensayos que tiene por objetivo de dicha reserva. Por tanto, quedan autorizadas las obras y ocupaciones que recibieron el informe favorable de la Dirección General de la Sostenibilidad de la Costa y del Mar de 30 de enero de 2014, esto es, la plataforma oceánica, la red eléctrica y las infraestructuras de conexión, así como los elementos complementarios y accesorios necesarios para su puesta en operación.

Con fecha 20 de junio de 2016 tuvo entrada en la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) escrito de ESTEYCO, S.A.P. en el cual se comunica el inicio de los trámites relativos a las Autorizaciones Administrativas Previa y de Construcción del denominado '*Proyecto Elisa. Prototipo Mario Luis Romero Torrent. Torre experimental Eólica offshore 5MW*' (en adelante Proyecto Prototipo Torre Eólica Offshore MLRT), adjuntando la documentación correspondiente.

Paralelamente, con fecha 21 de junio de 2016 se recibió en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del entonces Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA)¹, el documento ambiental del proyecto, al objeto de que se formulase el informe de impacto ambiental. El 30 de agosto de 2016 esa misma Dirección General inició la fase de consultas previas sobre el proyecto. Mediante Resolución de 26 de julio de 2017², la Secretaría de Estado de Medio Ambiente formuló informe de impacto ambiental del Proyecto Prototipo Torre Eólica Offshore MLRT, estableciendo que no es previsible que dicho proyecto produzca impactos adversos significativos, por lo que no se considera necesaria la tramitación prevista en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, en concreto en la Sección 1ª del Capítulo II del Título II 'Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental'.

Por otra parte, con fecha 18 de julio de 2016, tuvo entrada, en el Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Canarias, la solicitud de Autorización Administrativa Previa y Autorización de Construcción del Proyecto Prototipo Torre Eólica Offshore MLRT promovido por ESTEYCO, S.A.P. Con fecha 17 de agosto de 2017, la Directora de dicha Área emite informe favorable en cuanto al cumplimiento de los trámites contemplados en la legislación vigente y manifiesta que cuenta con la conformidad de los organismos consultados, si bien deberá ser tenida en cuenta la realización de lo indicado por el Instituto Hidrográfico de la Marina del Ministerio de Defensa respecto al comienzo, finalización y balizamiento asociado a los trabajos, así como el alcance final del proyecto, con el fin de ser incluido en los avisos a los navegantes, cartografía y publicaciones náuticas si fuera necesario. Asimismo, habrá de tenerse en cuenta la objeción presentada por el Ayuntamiento de las Palmas, para no interferir en la práctica de Vela Latina en la zona.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) emitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), de fechas 28 de abril de 2017 y 24 de mayo de 2017, respectivamente, relativos a la solicitud realizada por PLOCAN para la conexión de la infraestructura eléctrica y de comunicación del Área de Experimentación PLOCAN en una posición existente en la subestación de Jinámar 66 kV. Según escrito de REE de fecha 24 de mayo de 2017, el acceso y conexión a la red de transporte se considera aceptable con determinadas consideraciones en cuanto a la cesión de uso acordadas en el Convenio de colaboración para el desarrollo del proyecto de dicha infraestructura eléctrica y de comunicaciones del banco de ensayos de PLOCAN suscrito el 28 de agosto de 2015 entre el Ayuntamiento de las Palmas de Gran Canaria (propietario de las instalaciones), la Empresa Mixta de Aguas de las Palmas, S.A. (EMALSA)

¹ En la actualidad Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA).

² Publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) de fecha 10 de agosto de 2017.

(actual concesionaria para el uso de las instalaciones) y PLOCAN (futuro concesionario con carácter transitorio).

Estos informes se desarrollan más adelante, en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación del sistema”.

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 29 de enero de 2018 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorga a ESTEYCO, S.A.P. (en adelante ESTEYCO) autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para la instalación de la torre experimental eólica offshore, prototipo MLRT de 5 MW, y la autorización administrativa previa para la línea eléctrica submarina a 36 kV y línea eléctrica subterránea de evacuación a 36 kV, en la PLOCAN. Se ha adjuntado, asimismo, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) el Proyecto de la instalación eólica y su infraestructura de evacuación—se incluye una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; d) Informe del Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Canarias, y e) Resolución por la que se formula informe de impacto ambiental del Proyecto.

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que «*la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones*»; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para «*la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes*», y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones «*de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica*» debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de

autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial (en adelante RD 1028/2007).

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción (y sus modificaciones, como el Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante TRLSC).

3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta expone que ESTEYCO ha presentado solicitud de autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para las instalaciones (la torre experimental eólica offshore prototipo MLRT, la línea eléctrica submarina a 36 kV y la línea eléctrica subterránea de evacuación a 36 kV), y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Canarias. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000, en la Ley 21/2013 y en el RD 1028/2007, e indica que dicha Área de Industria y Energía emitió informe favorable respecto al Proyecto con fecha 17 de agosto de 2017.

Asimismo, la Propuesta informa que, mediante Resolución de 26 de julio de 2017 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAPAMA, se concluye que no es previsible que la instalación a autorizar vaya a producir impactos adversos significativos, por lo que no se considera la tramitación prevista en el procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental.

También se indica en la Propuesta que durante la tramitación de la evaluación ambiental simplificada se ha incluido una modificación que no estaba

contemplada en el proyecto de ejecución presentado: el cable para la evacuación de energía del Prototipo MLRT discurrirá, desde su inicio en la Subestación Eléctrica en Jinámar 66 kV, por el mismo corredor de trazado que el de PLOCAN, hasta alcanzar la cota -22 metros (referencia según Puerto de Las Palmas); a partir de este punto, se modifica el trazado del cable del prototipo, en relación con el trazado propuesto en la documentación ambiental, con objeto de minimizar la afección a las comunidades bentónicas, y de ajustar mejor los radios de curvatura y posicionar correctamente su conexión al aerogenerador.

Se hace mención a la Resolución de fecha 2 julio 2012 por la que se otorga a la instalación "Banco de Ensayos de la Plataforma Oceánica de Canarias", promovida por el consorcio administrativo PLOCAN, entre el Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias y el Ministerio de Economía y Competitividad, la consideración de singular para la tramitación de los procedimientos relacionados con el acceso y conexión a la red; al Acuerdo del Consejo de Ministros de 14 de marzo de 2014 por el que se declara la reserva a favor del Ministerio de Economía y Competitividad de 22,7 km² de dominio público marítimo-terrestre, y se autoriza su gestión al Consorcio PLOCAN; y a la Resolución de 15 de enero de 2016, de la Secretaría General de Ciencia, Tecnología e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad por la que se publica el Acuerdo de modificación del «*Convenio de colaboración entre el Ministerio de Educación y Ciencia y el Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias para la creación del Consorcio para el diseño, construcción, equipamiento y explotación de la Plataforma Oceánica de Canarias*».

Asimismo, se informa que REE emitió sendos informes ICCTC e IVCTC de fechas 28 de abril de 2017 y 24 de mayo de 2017, respectivamente, relativos a la solicitud de PLOCAN para la conexión de la instalación eólica en una posición existente en la subestación de Jinámar 66 kV.

Además, indica que ESTEYCO suscribió, con fecha 17 de junio de 2016, declaración responsable que acredita el cumplimiento de la normativa que le es de aplicación, según se establece en el artículo 53.1 de la LSE.

La Propuesta otorga la autorización administrativa previa para la instalación objeto del presente acuerdo, ubicada en la PLOCAN, y las líneas eléctricas submarina y subterránea de evacuación, con las características definidas en el proyecto de ejecución "Proyecto Elisa, prototipo Mario Luis Romero Torrent, torre experimental eólica offshore", fechado en junio de 2016.

Además, describe las principales características de la instalación: se trata de una instalación eólica con una potencia instalada de 5 MW, de un único aerogenerador, de una superficie de 1.300 m² en el mar territorial, en la PLOCAN, frente al tramo de costa entre Las Palmas de Gran Canaria y Telde, en la isla de Gran Canaria; la línea eléctrica de evacuación a 36 kV, de corriente alterna trifásica, tiene como origen en el aerogenerador, discurriendo su trazado de forma submarina y subterránea hasta la subestación Jinámar 66 kV (propiedad de REE), con una longitud aproximada de 2 km, afectando al término municipal de Las Palmas de Gran Canaria. Esta línea eléctrica de evacuación no

se podrá comenzar a construir, hasta contar con la autorización administrativa de construcción. En el proyecto de ejecución se incorporará la modificación del trazado de la línea de evacuación, de acuerdo al informe de impacto ambiental.

La Propuesta también otorga la autorización administrativa de construcción para la instalación objeto del presente acuerdo, siendo el objeto del proyecto la construcción de un prototipo experimental de energía eólica marina configurada como una plataforma flotante, cuya torre se despliega luego telescópicamente hasta apoyarse en el fondo, para la generación de energía eléctrica.

ESTEYCO deberá cumplir las condiciones impuestas en la Resolución de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA y las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

La Propuesta incluye un Anexo donde se especifican las condiciones especiales para conceder la autorización administrativa de construcción:

- Las obras deberán realizarse de acuerdo con el proyecto presentado y con las disposiciones reglamentarias que le sean de aplicación, con las variaciones que, en su caso, se soliciten y autoricen.
- El plazo para la emisión de la Autorización de Explotación será de dieciocho meses, contados a partir de la fecha de notificación al petitionerio de la Resolución.
- El titular de la instalación deberá dar cuenta de la terminación de las obras, tanto de la instalación como de la infraestructura de evacuación, al Órgano competente provincial, a efectos de reconocimiento definitivo y extensión de la Autorización de Explotación.
- La autorización administrativa de construcción no dispensa en modo alguno de la necesaria obtención por parte del titular de la instalación de cualesquiera autorizaciones adicionales que las instalaciones precisen, entre ellas, la obtención de las autorizaciones que, en relación con los sistemas auxiliares y como condición previa a su instalación o puesta en marcha, puedan venir exigidas por la legislación de seguridad industrial y ser atribuidas a la competencia de las distintas Comunidades Autónomas.
- La Administración dejará sin efecto la presente Resolución si durante el transcurso del tiempo se observase incumplimiento, por parte del titular de los derechos que establece la misma, de las condiciones impuestas en ella. En tales supuestos, la Administración, previo oportuno expediente, acordará la anulación de la correspondiente Autorización con todas las consecuencias de orden administrativo y civil que se deriven de dicha situación, según las disposiciones legales vigentes.
- El titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas por los Organismos que las han establecido, las cuales han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él.

4. CONSIDERACIONES

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

Según se argumenta en el documento del año 2006 de Greenpeace y el Consejo Mundial de Energía eólica, '*Perspectivas globales de la energía eólica*', «*en los últimos 15 años, la eficiencia de los aerogeneradores ha mejorado considerablemente, gracias a un diseño mejor del equipo, a mejores localizaciones y a turbinas más altas. En consecuencia, la eficiencia ha estado aumentando anualmente entre un 2 % y un 3 %. Además, puede suponerse que, como resultado de la optimización de los procesos de producción, los costes de inversión para los aerogeneradores disminuirán. [...] Como resultado se espera que para el 2020, el costo de producir electricidad con energía eólica, descienda a 3 – 3,8 centavos de €/kWh en las buenas localizaciones y a 4 – 6 centavos de €/kWh en los sitios con bajas velocidades del viento. Para el 2050 estos costes habrán bajado a 2,8 – 3,5 centavos de €/kWh y a 4.2 – 5.6 centavos de €/kWh respectivamente.*»

Los parques eólicos marinos (*offshore*) cuentan con algunas ventajas frente a los situados en tierra (*onshore*). El potencial de instalación es prácticamente ilimitado, ya que la superficie por explotar es incomparablemente superior a la disponible en tierra, y con carácter general está sujeta a menores restricciones de uso. El impacto tanto visual como acústico es mucho menor, y por lo general también lo es la alteración sobre la fauna y la flora de los ecosistemas afectados. Técnicamente, los aerogeneradores son mayores, pues pueden aprovechar flujos de viento de velocidades más elevadas y regulares, y los componentes de las máquinas no sufren tanta fatiga debido a la menor alteración del viento gracias a la práctica ausencia de perturbaciones o turbulencias.

Como contrapartida, los costes de construcción y mantenimiento son mucho más elevados, así como su instalación, con las diversas tecnologías de cimentación existentes para fijar los aerogeneradores al lecho marino, es compleja y costosa. La corrosión en el entorno marino es mucho más agresiva que en el terrestre, en particular cuando la salinidad se combina con densidades elevadas de partículas en suspensión como las originadas por las calimas saharianas. También lo es el despliegue de redes eléctricas en medio del océano. Además, el empleo de maquinaria y el desplazamiento del personal es complicado en un entorno complejo como es el mar. A esto hay que añadir las dificultades en las tareas de mantenimiento, ya que si una turbina deja de funcionar en el mar es preciso utilizar embarcaciones especializadas para realizar estas tareas de reparación y mantenimiento. En general hay que recurrir a grandes barcos grúa para proceder a reparar los aerogeneradores, por lo que las reparaciones suelen ser lentas y costosas. Estas dificultades técnicas y la posibilidad de tener que costear reparaciones e interrupciones prolongadas, aumenta el riesgo financiero y la incertidumbre respecto a la inversión en este tipo de instalaciones.

Por tanto, los factores diferenciales a la hora de entender las ventajas competitivas de la tecnología son los siguientes:

- La capacidad de potencia instalada que permiten los parques eólicos marinos: No existen las mismas limitaciones de tamaño que en los aerogeneradores terrestres, el diámetro de las palas puede ser mayor, con lo que la energía generada a partir del viento es también mayor. Los aerogeneradores pueden alcanzar hasta los 80 metros de pala en los desarrollos más avanzados, y contar con una potencia de entre 6 y 8 MW (la potencia es proporcional al área barrida, luego aumenta con el cuadrado del radio de la misma —es decir con el cuadrado de la longitud de pala—).
- El impacto visual, es menor que en la instalación terrestre, y prácticamente nulo cuando el aerogenerador se sitúa más allá del horizonte visible desde la costa, y el impacto acústico prácticamente desaparece.
- El efecto sobre la fauna y flora es menor ya que, generalmente, en las zonas templadas, la biodiversidad marina en las zonas costeras es menor que en tierra.
- El recurso eólico es en promedio entre un 30 % y un 50 % superior en el mar que en tierra. Las corrientes en algunas zonas prácticamente no sufren alteraciones debido a la casi nula resistencia que ofrece la superficie marina, y se consigue una media más elevada, con regímenes de viento más regulares y predecibles (caso de los alisios en el archipiélago canario). Cabe señalar que la potencia obtenida es proporcional a la densidad del aire (mayor a nivel del mar) y al *cubo* de la velocidad del viento.
- La fatiga que sufren los componentes de las máquinas: la menor turbulencia del viento marítimo podría alargar la vida útil de las turbinas hasta superar los 35 años, frente a los 20-25 años de vida útil de un parque terrestre en la actualidad. Esta mayor longevidad se debería al hecho de que el viento incidente fluye de manera laminar, es decir, constituye una masa de aire en desplazamiento uniforme, mientras que el viento terrestre sufre alteraciones a causa de la resistencia de todo lo que se encuentra en la superficie, generando un flujo turbulento que afecta negativamente en la fatiga de los componentes.

Por otra parte, otro de los importantes beneficios de la generación mediante energía eólica es la reducción en los niveles de dióxido de carbono globalmente emitidos en la atmósfera, gas con la mayor responsabilidad en el efecto invernadero y por lo tanto sobre las consecuencias del cambio climático global. La tecnología eólica posee un balance energético muy positivo. Sobre un ciclo de vida promedio de 20 años de un aerogenerador en un parque terrestre —que como se ha visto podría superar los 35 en uno marino—, las pocas emisiones de CO₂ relacionadas con su fabricación, instalación y mantenimiento, se “recuperan” después de los primeros tres o seis meses de operación. En el supuesto de que el carbón y el gas fueran los combustibles que generaran la mayor parte de la producción eléctrica en un período de 20 años (con una

tendencia continua a que el gas siga sustituyendo al carbón), los cálculos del Consejo Mundial de Energía indican que con la generación eólica se obtendría un valor promedio unas 600 toneladas de reducción de dióxido de carbono por GWh generado.

En cuanto al efecto empleo, la eólica marina requiere de mano de obra altamente especializada. En el caso del Prototipo MLRT, y siempre según estimaciones proporcionadas por la propia ESTEYCO, se considera que podría generar del orden de 70 puestos de trabajo directos en la fase de montaje e instalación en la plataforma PLOCAN. También necesitará del orden de 32 empleos directos para las operaciones en fase de servicio y unos 45 puestos de trabajo para las operaciones de desinstalación. Respecto al empleo indirecto, se estima que se podrían crear unos 35 empleos indirectos durante la instalación, 16 en la fase de operación y 22 en la de desmantelamiento.

Respecto a las características singulares del proyecto objeto del presente Acuerdo con respecto a las de la tecnología eólica marina en general, se trata de una nueva solución integrada para torre y cimentación telescópica desplegada por gravedad de turbinas eólicas en el mar, fabricada íntegramente en hormigón. Su innovación radica en la combinación de dos elementos diferenciales que le permiten prescindir de grandes medios auxiliares para su instalación, reduciendo por tanto su coste y riesgos de instalación:

1º) Una cimentación que está configurada para actuar como una plataforma flotante durante los procesos de transporte e instalación, permitiendo por tanto el transporte con embarcaciones de arrastre convencionales.

2º) Una torre telescópica que, empleando la tecnología de *heavylifting* (gatos hidráulicos de gran capacidad) es capaz de auto-instalarse sin necesidad de grúas auxiliares.

Por tanto, el conjunto de torre y cimentación, incluyendo la turbina eólica y el rotor, puede ser completamente montado en puerto, reduciendo las operaciones marinas tanto en número como en complejidad. Además, el empleo del hormigón permite ofrecer una mayor resistencia a la corrosión frente al acero en ambientes tan agresivos como el marino.

Respecto al aerogenerador a instalar, una turbina de 5 MW de GAMESA denominada AD 5-132³, se ha obtenido la Certificación para dicha turbina eólica marina que concede el organismo independiente de certificación DNV GL⁴.

³ La denominación AD 5-132 corresponde a la identificación en la época de la *joint venture* de Gamesa-Areva denominada AdWen.

⁴ DNV GL es una sociedad de clasificación y registradores acreditados internacionalmente, con sede en Oslo, Noruega, resultado de las sucesivas fusiones de la noruega DNV (Det Norske Veritas), la holandesa KEMA y la alemana GL (Germanischer Lloyd). Según este organismo, la turbina AD 5-132 ha sido diseñada y certificada como Clase Especial, cubriendo los lugares marinos más demandados del mundo, ha sido concebida para el clima subtropical del monzón típico de los mercados marinos asiáticos y diseñada para resistir tifones, así como condiciones meteorológicas adversas como altas temperaturas y humedad. Considera esta turbina eólica

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto presentado cumple la normativa de referencia de las instalaciones eléctricas, tanto la establecida en la legislación europea, como en la española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros:

a) Normativa relativa a la instalación eléctrica:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (BOE núm. 139 del 9 de junio de 2014).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT 01 a 51. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el REBT (BOE núm. 224 del 18 septiembre de 2002).
- Guía técnica, de carácter no vinculante, aprobada por la Dirección General de Política Tecnológica, cuyo objeto es facilitar la aplicación práctica de las exigencias que establece el Reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Normas UNE, de obligado cumplimiento según se desprende de los Reglamentos, en sus correspondientes actualizaciones, así como normas UNE que, no siendo de obligado cumplimiento, definan características de los elementos integrantes de las instalaciones.
- Normas europeas (EN).
- Estándares de Ingeniería del Grupo ENDESA.
- Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, aprobadas mediante Real Decreto 614/2001, del 8 de junio (BOE núm. 148 del 21 de junio de 2001).

b) Normativa relativa a la estructura:

b.1) El proceso general de diseño sigue el siguiente procedimiento:

- EC 61400-3 Design requirements for offshore wind turbines, 2009
- GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, 2012

marina como una de las más eficientes en coste de su clase, permitiendo un alto nivel de personalización para adaptarse a las necesidades del cliente. Además, afirma que su diseño modular se combina con su alta fiabilidad minimizando los costes de operación y mantenimiento.

- GL-Noble Denton 0030-ND Rev. 04 Mar-2010 Guidelines for Marine Transportations.
 - DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2013-01
 - DNV-OS-H101 Marine Operations, October 2011
 - Eurocode 1: Actions on structures
- b.2) Para la definición de las características principales de los elementos de hormigón y acero:
- GL-Noble Denton 0015-ND Rev. 04 Jun-2013 Guidelines for concrete gravity structure.
 - DNV-OS-C502 Offshore Concrete Structures, 2012-09
 - Eurocode 2 y 3: Design of concrete structures
 - ISO 9223, ISO 20340 and NORSOK M501.
 - Model Code 1990
- b.3) Para la evaluación geotécnica:
- Eurocode 7: Geotechnical Design
 - DNV CN-30.4 (February 1992)
- c) Normativa relativa a medio ambiente:
- c.1) Estatal:
- Real Decreto 817/2015, de 11 de septiembre, por el que se establecen los criterios de seguimiento y evaluación del estado de las aguas superficiales y las normas de calidad ambiental.
 - Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
 - Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
 - Real Decreto 670/2013, de 6 de septiembre, se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, en materia de registro de aguas y criterios de valoración de daños al dominio público hidráulico.
 - Artículo primero de la Ley 11/2012, de 19 de diciembre, de medidas urgentes en materia de medio ambiente, por el que se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.
 - Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
 - Real Decreto 1304/2009, de 31 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante el depósito en vertedero.

- Real Decreto 105/2008 de 1 de febrero, de producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas
- Real Decreto 524/2006, de 28 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre.
- Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre.
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas.

c.2) Autonómica:

- Títulos II y III de la Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales. (Título II. 'Evaluación ambiental estratégica de planes y programas con efectos territoriales o urbanísticos y evaluación ambiental de proyectos'; Título III. 'Sostenibilidad territorial y Red Natura'.)
- Decreto 86/2013, de 1 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento de actividades clasificadas y espectáculos públicos.
- Decreto 52/2012, de 7 de junio, por el que se establece la relación de actividades clasificadas y se determinan aquellas a las que resulta de aplicación el régimen de autorización administrativa previa.
- Ley Autonómica 7/2011, de 5 de abril, de actividades clasificadas y espectáculos públicos y otras medidas administrativas complementarias.
- Ley Autonómica 10/2010, de 27 de diciembre, de modificación de la Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas.
- Decreto 147/2007, de 24 de mayo, por el que se regula el régimen jurídico de los suelos contaminados en la Comunidad Autónoma de Canarias y se crea el Inventario de Suelos Contaminados de Canarias.
- Ley Autonómica 5/2007, de 16 de marzo, de modificación de la Ley 14/2003, de 8 de abril, de Puertos de Canarias.
- Decreto 171/2006, de 21 de noviembre, por el que se regula el procedimiento para la tramitación de Autorizaciones en la Zona de Servidumbre de Protección del Dominio Público Marítimo Terrestre.
- Decreto 52/2005, de 12 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo y ejecución de la Ley de Puertos de Canarias.

- Ley Autonómica 14/2003, de 8 de abril, de Puertos de Canarias.
- Decreto 86/2002, de 2 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Dominio Público Hidráulico.
- Ley Autonómica 1/1999, de 29 de enero, de Residuos de Canarias.
- Ley Autonómica 12/1990, de 26 de julio, de Aguas.

d) Normativa relativa a Seguridad y Salud:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y modificaciones posteriores a la misma.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción (BOE de 25 de octubre).
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción (BOE de 19 de octubre de 2006).
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción (BOE del 25 de agosto de 2007).

El aerogenerador AD 5-132, tal y como ya se ha indicado, ha sido certificado como de Clase Especial, y diseñado para los climas subtropicales monzónicos típicos de los mercados eólicos marinos asiáticos, por lo que ha sido concebido para soportar tifones y las condiciones ambientales más severas, como altas temperaturas o elevadas humedades.

El cable de potencia desde el generador hacia la góndola va a través de la torre hasta un transformador de elevación de 5500 kVAs. Las celdas de protección que se utilizarán serán del tipo DVCAS de 36 kV, que son equipos compactos que resultan de la combinación de diferentes módulos para los centros de transformación de los parques eólicos.

El sistema de canalización de la torre tiene como objetivo el direccionamiento del cableado proveniente de la turbina, que desciende desde la góndola hasta la parte inferior de la torre evitando así interferencias o sinuosidades en su recorrido. Desde la góndola los cables bajan, atravesando la brida superior y la plataforma tope del nivel T2 por el centro de la sección de la torre, para ser conducidos mediante una canalización tipo “tambor” hasta la pared. El ruteado de los cables a lo largo de la torre estará próximo a la escalera, para que sea cómoda su revisión y mantenimiento posterior, manteniendo, en todo caso, una distancia suficiente para evitar cualquier contacto accidental con los cables mientras se haga uso de la escalera y que en todo caso no será menor de 400 milímetros. La dirección paralela a la escalera continuará durante el paso a través del resto de las plataformas dispuestas en los niveles T2 y T1, teniendo previstos los pasos necesarios para ello. Como medida a tomar para el ambiente marino, todos los elementos del sistema de conducción (tambor, bridas, omegas y tornillería), estarán protegidos contra la corrosión mediante acabado galvanizado en caliente. Se garantizará que el sistema de conducción de

cableado no sea empleado como sistema de soporte o agarre para ningún tipo de elemento al que no esté referido, ni tampoco sea usado como medio de sujeción del personal. También se evitará incluir el soporte de escalera como parte del sistema de conducción en toda su longitud. La sujeción de los cables a pared se realizará mediante bridas, sujetas a una omega metálica anclada a la pared de la dovela. El conjunto de cables se mantendrá en madejas unificadas, separándolos únicamente para su disposición dentro de sus respectivos armarios y equipos ubicados en las plataformas T2-2 y T2-3, y volviendo a ser unidos a la salida de estos.

La evacuación de la energía se realizará a través de un cable submarino de aproximadamente 2 km que llegará hasta el punto de conexión en tierra situado en la Subestación Transformadora de Jinámar. El kilómetro más cercano a la turbina irá enterrado en zanja, mientras que el restante dispondrá de protección mecánica ya que no existe sedimento para continuar la zanja.

Para prevenir daños generados por descargas atmosféricas, la torre estará provista de un sistema de protección contra rayos que garantice la puesta a tierra de forma segura, en este caso disipándola directamente al mar. Los componentes metálicos internos en la torre, incluidos la escalera, plataformas y otras partes metálicas, estarán también conectados a este sistema. La salida del sistema de protección contra rayos hacia el mar se realizará mediante seis placas metálicas ubicadas en el exterior del zócalo, protegidas contra la corrosión mediante unos ánodos de sacrificio.

Por otra parte, dadas las dimensiones y localización final del Prototipo, éste se señalará como obstáculo según las directrices de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) y de la Asociación Internacional de Ayudas a la Navegación Marítima y Autoridades de Faros (IALA), con el fin de mitigar los riesgos para el tránsito aéreo y marítimo, facilitando a pilotos de aeronaves y capitanes de embarcaciones la localización de la torre.

El Proyecto incluye el Estudio de Seguridad y Salud para las actuaciones a realizar en el ámbito de PLOCAN para la ubicación, instalación y explotación del Prototipo offshore de torre eólica telescópica denominado proyecto ELISA, donde se describen las actuaciones a realizar bajo las premisas fundamentales del propio Estudio: Preservar la integridad de los trabajadores y de todas las personas del entorno, organizar el trabajo de forma tal que el riesgo sea mínimo, determinar las instalaciones y útiles necesarios para la protección colectiva e individual del personal, definir las instalaciones para la higiene y bienestar de los trabajadores, establecimiento de las normas de utilización de los elementos de seguridad, proporcionar a los trabajadores los conocimientos necesarios para el uso correcto y seguro de los útiles y maquinaria que se le encomiende, el transporte del personal, los trabajos con maquinaria ligera, los primeros auxilios y evacuación de heridos y los Comités de Seguridad y Salud. El Estudio describe los trabajos a realizar y evalúa los riesgos en cada uno de ellas, estableciendo las medidas preventivas o mitigadoras de las situaciones adversas asociadas a los riesgos potenciales de emergencia y accidentes, así como un Plan de emergencia y evacuación del personal en obra.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 24 de mayo de 2016, REE remitió escrito a PLOCAN adjuntando el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), relativos a la solicitud realizada por Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) para la conexión a la red de transporte, la cual se llevaría a cabo en la actual subestación de Jinámar 66 kV y se materializaría a través de la posición existente denominada 'celda 11', mediante el transformador de evacuación 66/13,2 kV de 15 MVA (instalación no transporte) a la que conectaría la instalación denominada Infraestructura Eléctrica y de Comunicación del Área de Experimentación PLOCAN ("ICECOM PLOCAN") de 15 MW de potencia instalada, con las consideraciones en cuanto a la cesión de uso acordadas en Convenio de colaboración para el desarrollo del proyecto de la infraestructura eléctrica y de comunicaciones del banco de ensayos de PLOCAN suscrito el 28 de agosto de 2015 entre el Ayuntamiento de las Palmas de Gran Canaria —propietario de las instalaciones—, la Empresa Mixta de Aguas de las Palmas, S.A. (EMALSA) —actual concesionaria para el uso de las instalaciones— y PLOCAN —futuro concesionario con carácter transitorio—.

Como se indica en el ICCTC, la vida útil regulatoria de esta posición de transporte (celda 11) finaliza en 2023.

El permiso de conexión, tal y como se indica en el IVCTC, se otorga en una posición de consumo que de forma transitoria cambiará su funcionalidad permitiendo la evacuación de la instalación de generación denominada "ICECOM PLOCAN", lo que se considera aceptable por su carácter transitorio y excepcional, por el Convenio de colaboración mencionado y tras haberse otorgado Autorización Administrativa por el Gobierno de las Islas Canarias el 30 de abril de 2013 por la que se autoriza transitoriamente a PLOCAN el uso de las instalaciones de consumo, para evacuación, con conexión a la red de transporte en la posición de 66 kV.

Adicionalmente, el IVCTC pone de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida, todos ellos aspectos previos a la aprobación de puesta en servicio de la instalación de generación:

- Firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) según lo establecido en el RD 1955/2000, firma que requerirá la acreditación de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte según lo establecido en el RD 413/2014. Dichas autorizaciones deberán incluir la información técnica de la instalación de generación, coincidente con la información remitida a Red Eléctrica.
- Cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos

de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos.

- Alta de las telemedidas en el sistema de tiempo real a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el P.O. 8.2⁵.
- En relación con la Información requerida a las instalaciones conectadas a la red de transporte, se requiere cumplimentación según la información de que disponen, de acuerdo al P.O. 9⁶.

Este escrito de fecha 24 de mayo de 2017 supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y constituye los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para el otorgamiento de la autorización administrativa para la instalación de generación, según lo establecido en el Artículo 53 de la LSE, sujeta a las consideraciones expuestas anteriormente.

Tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación, deberán proceder a la firma del CTA, según lo establecido en el RD 1955/2000 para la instalación de generación, lo cual supondrá la culminación del procedimiento de conexión, en tanto dicho CTA a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte habrá de reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

4.2 Condiciones de protección del medio ambiente y minimización de los impactos ambientales

El proyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el anexo II, grupo 4, apartado h, 'instalaciones para la producción de energía en medio marino', de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental, por lo que, habiéndose sometido a evaluación de impacto ambiental con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.2⁷, procede ser sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada por el órgano ambiental a los efectos de determinar que el proyecto no tiene efectos significativos sobre el medio ambiente, o bien ser sometido al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinario

⁵ Procedimiento de Operación 8.2: Criterios de operación.

⁶ Procedimiento de Operación 9: Información a intercambiar con el operador del sistema.

⁷ Artículo 7. 'Ámbito de aplicación de la evaluación de impacto ambiental'
«2. Serán objeto de una evaluación de impacto ambiental simplificada:
a) Los proyectos comprendidos en el anexo II.»

regulado en la Sección 1ª del Capítulo II, del Título II⁸, de dicha Ley, por tener efectos significativos sobre el medio ambiente.

La Secretaría de Estado de Medio Ambiente, a la vista del análisis técnico de la Subdirección General de Evaluación Ambiental y mediante Resolución de 26 de julio de 2017, determinó que no es previsible que el proyecto Prototipo de Torre Eólica Offshore MLRT produzca impactos adversos significativos, por lo que no se considera necesaria la tramitación prevista en la mencionada Sección 1.ª del Capítulo II del Título II de Ley 21/2013: 'Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental'.

En efecto, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAGRAMA recibió el 21 de junio de 2016 el documento ambiental del proyecto, al objeto de que se formulase el informe de impacto ambiental, iniciando, el 30 de agosto de 2016, la fase de consultas previas sobre el proyecto. Como respuesta se recibieron informes, entre otros, de la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar y de la Subdirección General de Residuos (MAPAMA), de la Dirección General de Protección de la Naturaleza (Consejería de Política Territorial, Sostenibilidad y Seguridad, Gobierno de Canarias), de la Dirección General de Patrimonio Cultural (Consejería de Turismo, Cultura y Deportes, Gobierno de Canarias), del Servicio de Cultura y Patrimonio Histórico (Cabildo de Gran Canaria) y del Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria, además de diversos escritos de PLOCAN, en los que reivindica su condición de exclusividad en la gestión de la reserva demanial para el establecimiento del Banco de Ensayos de la PLOCAN atribuida por el Consejo de Ministros, si bien, muestra su conformidad con el proyecto de ESTEYCO, manifestando colaboración con el desarrollo del mismo. El promotor remitió la documentación correspondiente con fecha de entrada 9 de junio de 2017; los datos contenidos en la misma pasan a integrar la versión final del documento ambiental, que es sobre la que versa la decisión de evaluación.

En cuanto al potencial impacto de la instalación:

- Se requerirá la extracción de materiales para la realización de las diversas infraestructuras del proyecto. Para minimizar el daño sobre el suelo, se extraerán los áridos (4.800 toneladas para el lastrado de la base) de canteras autorizadas. Para la protección anti-socavación, se requerirán 5.000 neumáticos fuera de uso (NFU), que corresponden con unas 44 toneladas. Se utilizarán NFU enteros, y no tiras, que habrían aumentado la superficie de lixiviación. El programa de vigilancia ambiental (PVA) propuesto para la fase de operación incluye el control periódico del comportamiento de la protección anti-socavación.
- Para garantizar el correcto tratamiento de los residuos, antes del inicio de cada una de las fases de desarrollo del proyecto, se elaborarán los correspondientes Planes de Gestión de Residuos. Se ha incluido un Estudio de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición (RCD), haciendo

⁸ Procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria para la formulación de la declaración de impacto ambiental.

referencia expresa a la legislación de aplicación. Se estudiará la posibilidad de utilizar una mezcla de árido natural y reciclado siempre y cuando sea viable su obtención y cumpla las características de granulometría y ausencia de sales y materia orgánica necesarias, lo que habrá de garantizar el suministrador. Todos los residuos generados en las distintas fases serán segregados y gestionados según sus características.

- En relación a la calidad de las aguas marinas, y el aumento del riesgo de vertidos de sustancias contaminantes procedentes de los remolcadores, buques y maquinaria, como medida preventiva, todas las embarcaciones realizarán los controles necesarios para evitar fugas y contarán con un plan de contingencias en caso de accidente; se cumplirá el Convenio Marpol y otros protocolos de prevención de la contaminación en lo que a gestión de residuos y vertido al mar de sustancias contaminantes se refiere; se prevé la disposición de barrera flotante de contención para controlar posibles vertidos en el medio marino.
- Según los datos obtenidos de la documentación elaborada por el promotor, el proceso previsto de instalación del cable con un *Jetting Sled* (un trineo con propulsión a chorro, que avanza proyectando agua a presión mientras despliega el cable) no generará impactos significativos sobre la calidad de las aguas (dada la ausencia de finos en el lecho marino), ni indirectamente sobre las comunidades bentónicas, y en ningún caso será necesario realizar dragados, por lo que no se estima necesario utilizar cortinas anti-turbidez. No cabe esperar por lo tanto la movilización de sólidos en suspensión que generen una pluma de turbidez apreciable que pudiera disminuir la transparencia en la columna de agua y limitar así los procesos de fotosíntesis.
- En el desmantelamiento, durante la operación de dragado del lastre de las celdas, se adoptarán las medidas necesarias para evitar vertidos; en caso necesario se utilizarán pantallas anti-turbidez en el entorno del buque canguil.
- Para evitar la movilización de sedimentos en la fase de funcionamiento del prototipo se instalará un sistema de protección anti-socavación, que se corresponde con las bolsas de NFU mencionadas con anterioridad.
- Si cayera al mar algún residuo sólido, se procederá a su retirada inmediata por medios manuales o mecánicos, según sea necesario.
- El trazado del cable a instalar inicialmente podría repercutir negativamente sobre *Avrainvillea canariensis* y *Cymodocea nodosa*, así como sobre las comunidades de maërl presentes en la zona. Para minimizar este efecto, el promotor ha planteado una alternativa de trazado a partir del punto donde se separa del corredor del cable de la PLOCAN, reduciendo a 6,24 m² la ocupación de la superficie cartografiada para el abanico de fondo, poco significativa en relación al total de superficie ocupada por la especie en el Banco de Ensayos (un 0,03%). En su parte inicial (1.000 metros), el tramo va en superficie y no se espera afección sobre el blanquizal en esa zona. (En este primer tramo, la ocupación prevista del cable es del 0,028% de la superficie total de blanquizal cartografiada en el banco de ensayos, y el 0,026% de la superficie total de blanquizal con gorgonias de la misma área.)

- Se realizarán campañas de seguimiento del estado y evolución de los ecosistemas marinos en el entorno del prototipo durante la fase de explotación. En la fase de desinstalación, y de forma previa a la fase de desmontaje, antes de proceder al reflote de elementos hundidos (prototipo y barrera anti-socavación), se realizará un estudio bionómico, para determinar si han aparecido nuevas poblaciones que presenten interés, lo cual se valorará en coordinación con la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar del MAPAMA, y la Viceconsejería de Medio Ambiente del Gobierno de Canarias, entre otros organismos con competencia en la materia. No se llevará a cabo la retirada del cable submarino, para evitar la afección al bentos. También en la desinstalación, al reflotar el zócalo del prototipo, se prevé minimizar la turbidez retirando el agua de las celdas de forma gradual.
- Durante la fase de instalación y desmantelamiento, para minimizar el riesgo de colisión con especies de las comunidades faunísticas marinas, se reducirá la velocidad durante el traslado de los materiales, en especial, en el paso por la ZEC Jinámar. En la fase de explotación, el promotor prevé, en coordinación con las campañas de seguimiento que realiza el Gobierno de Canarias y el Observatorio Ambiental de Granadilla, la realización de un estudio específico sobre la presencia de las poblaciones de mamíferos marinos y de tortuga boba (*Caretta caretta*) en la zona, así como sus características y hábitos.
- Para evitar afecciones al tráfico marítimo tanto en la fase de instalación del prototipo como en la fase de funcionamiento y de desmantelamiento, como medida preventiva, se planificarán los trabajos de instalación con las autoridades portuarias, se balizará la zona de trabajo y se estudiará la posibilidad de instalar señales visibles de día y de noche por motivos de seguridad, en los tramos de trabajo próximos a la costa.
- El promotor ha incluido en su documento ambiental un PVA, para las distintas fases del proyecto con el objeto de comprobar la eficacia de las medidas antes propuestas, siendo responsabilidad del promotor el cumplimiento, control y seguimiento de las medidas.
- Se realizarán visitas diarias en la fase de instalación del Prototipo (9 días) y se generará un informe a final de obra, con la evolución y eficacia de las medidas adoptadas a lo largo de los días que han durado las tareas. Durante la fase de operación, se realizarán visitas cada tres meses el primer año y cada seis meses hasta final del proyecto, generando un «Acta de Visita» donde se incluirá un estadillo con las no conformidades observadas y recomendaciones para que éstas sean solventadas y, anualmente, se emitirá un informe final con la evolución y eficacia de las medidas adoptadas. Se generarán, asimismo, cuantos informes adicionales puntuales se requieran, para informar de hechos importantes que acontezcan durante dicha fase de operación.
- Durante la fase de desinstalación (también 9 días), las visitas serán diarias y se generará un informe de final de fase. Una vez trasladado el Prototipo al Puerto de Arinaga para su desmantelamiento, se llevará a cabo el seguimiento semanal de las operaciones realizadas y se elaborará el informe correspondiente de seguimiento de la gestión de residuos de construcción y demolición de fin de obra.

- Se realizará un seguimiento minucioso de la protección anti-socavación en la fase de explotación y en la fase de desmantelamiento, garantizando que dicho material no derive en basuras marinas. También se realizará el seguimiento del ruido y de los campos electromagnéticos en la fase de explotación.
- Dentro del PVA se contempla, en la banda de 1.000 m de longitud, 0,50 m de ancho y 0,50 m de profundidad en la que el cable irá enterrado, y como medida cautelar previa a la instalación del prototipo y del cable eléctrico, realizar una prospección arqueológica subacuática para determinar la posible presencia de algún elemento integrante del patrimonio Cultural de Canarias y de aparecer algún elemento nuevo no inventariado, se procederá a comunicar los resultados a la Dirección General de Cooperación y Patrimonio Cultural del Gobierno de Canarias, al objeto de coordinar las actuaciones a llevar a cabo.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

El proyecto plantea como objetivo experimental la instalación de un prototipo de torre eólica offshore de 5 MW, que desarrolla una nueva solución para la cimentación de turbinas eólicas en el mar basada en las cimentaciones de gravedad, configurada para actuar como una plataforma flotante durante los procesos de transporte e instalación. Integra una torre telescópica autoinstalable conjuntamente con la turbina eólica completa, que totalmente montada en configuración plegada en tierra, es remolcada hasta su posición definitiva. Se instalará en el banco de pruebas científico-industrial de PLOCAN, situado frente a la costa de Jinámar, en Término Municipal de Telde, al noreste de la isla de Gran Canaria. El banco de pruebas ocupa el espacio declarado zona de reserva por Acuerdo del Consejo de Ministros de 14 de marzo de 2014.

La instalación del prototipo se realizará en el interior de los terrenos de la reserva demanial gestionada por la PLOCAN. Ocupará una superficie de 1.300 m², tomando como punto de referencia las coordenadas de latitud 28° 02' 33.96 N y longitud 15° 23' 30.50 W, con el fondo marino situado a una cota de -28 metros (referencia según Puerto de Las Palmas).

Por tanto, las instalaciones proyectadas se localizan en medio marino. El área seleccionada corresponde a un fondo arenoso sin vegetación de espesor de sedimentos de 1-3 metros, con una pendiente natural del orden del 1-2% de acuerdo con la batimetría⁹.

El proyecto incluye, además de la instalación y funcionamiento del prototipo de aerogenerador marino experimental, su correspondiente cable eléctrico de evacuación y comunicaciones submarinos.

La fabricación de la torre telescópica en hormigón se llevará a cabo en el Puerto de Arinaga (en la isla de Gran Canaria); se instalará posteriormente en el banco

⁹ Profundidad medida. Conjunto de técnicas para la medición de las profundidades del mar, los ríos, etc.

de pruebas de la PLOCAN, en la denominada «Zona de Reserva» según el mencionado Acuerdo del Consejo de Ministros. La ubicación y actividad a desarrollar es compatible con la seguridad en la navegación marítima y tampoco habrá interferencias con la zona de exclusión militar.

El emplazamiento del prototipo no afecta directamente a ningún Área de Sensibilidad Ecológica, ni a Espacio Natural Protegido de los establecidos en aplicación del Decreto Ley 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y la Ley de Espacios Naturales de Canarias. Tampoco afecta a ningún área incluida en la Red Natura 2000, de las delimitadas en Canarias en cumplimiento de la Directiva Hábitats, y su trasposición al Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, Zonas de Especial Conservación (ZECs) recogidas en el Decreto 174/2009, de 29 de diciembre, y Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs) designadas en virtud de la Directiva 79/409/CEE del Consejo, ni a Hábitats de Interés Comunitario.

El espacio Red Natura 2000 más próximo al proyecto es la Zona de Especial Conservación (ZEC) Jinámar, que se sitúa en la zona terrestre costera, a unos 300 metros de distancia del banco de ensayos PLOCAN. El área protegida más cercana se localiza en la zona terrestre de la costa de Jinámar, a 1 km de distancia del aerogenerador, y se corresponde con el Sitio de Interés Científico (SIC) que fue declarado por albergar una de las poblaciones de *Lotus kunkelii*, un endemismo botánico terrestre catalogado como en peligro de extinción, según el Catálogo Español de Especies Amenazadas, según el Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas y el según el Catálogo Canario de Especies Protegidas (Ley 4/2010, de 4 de junio).

El fondo marino de la zona de actuación es uniforme, constituido por arenas gruesas/muy gruesas y gravas, con *ripples*¹⁰ de 1 metro entre cresta y cresta, y una altura de hasta 20 cm. Está formado por maërl¹¹ caracterizado por la presencia de *Lithothamnion coralloides* y *Phymatholithon calcareum*, blanquizal, blanquizal con gorgonias y comunidades de *Avrainvillea canariensis*. En la documentación ambiental complementaria se elaboró una campaña de levantamiento hidrográfico, geofísico y reconocimiento del fondo marino, en marzo de 2017, de la que se desprende que el blanquizal de esta zona está formado por la presencia dominante del erizo de lima sobre fondos duros, y que los fondos marinos están desprovistos de comunidades bentónicas, permitiendo el desarrollo de una costra de algas calcáreas blanquecinas. Se valoró la situación preoperacional en una parcela de 30.000 m², a -28 metros de profundidad, donde se fondeará el Prototipo. Este estudio confirmó la ausencia de praderas de fanerógamas marinas en el emplazamiento seleccionado. Además, se realizaron videos submarinos para caracterizar el fondo marino e identificar la posición de ejemplares de abanico de fondo. Además, el trazado del

¹⁰ Estructuras sedimentarias que se forman por la acción de una corriente de agua o viento sobre un sustrato de arena suelta.

¹¹ Nombre genérico para las algas coralinas y las algas rojas.

cable no intercepta zonas con sebadales, especie de interés para los ecosistemas canarios según el Catálogo Canario de Especies Protegidas (Ley 4/2010, de 4 de junio) y se incluye con la categoría de vulnerable en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas, publicado por la Orden AAA/1351/2016, de 29 de julio, por la que se modifica el anexo del Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas (CEEAA).

Igualmente, en la zona de actuación no se ubica el hábitat de interés comunitario, según la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, Arrecifes.

Según la documentación ambiental, se han inventariado un total de 30 especies de aves en la zona del litoral de Jinámar: 16 aparecen en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial, y una de ellas, la subespecie de alcaraván común que habita exclusivamente en las islas centrales y occidentales, está recogida como «vulnerable» en el CEEAA. Según la documentación aportada, la única especie marina del ámbito de actuación es la gaviota patiamarilla. Los puntos más cercanos donde se tiene constancia de su nidificación son la playa de La Laja (3 km al norte), el muelle de Taliarte (6 km al sur) y el Roque de Gando (distante 11 km al sur), siendo el último emplazamiento el que cuenta con más individuos.

En cuanto a la ictiofauna¹², la zona costera de Jinámar está incluida en el sector noreste de Gran Canaria, donde se han identificado 137 especies divididas en: peces óseos (100 especies), peces cartilaginosos (13 especies), crustáceos (9 especies), moluscos (11 especies) y equinodermos (4 especies). No se han identificados taxones¹³ que vivan exclusivamente en el sector costero de Jinámar, siendo los existentes los propios de los ambientes litorales de Canarias. Destaca la del angelote, en peligro crítico, y el quelvacho, vulnerable, dentro de la Lista Roja de Especies Amenazadas de la IUCN¹⁴, aunque estos estados de amenaza en la Lista Roja de la UICN se deben a la presión de la pesca y a la técnica de pesca de arrastre, aspecto no relacionado con el proyecto.

En relación con la presencia de cetáceos, aunque sea ocasional, en las aguas cercanas al proyecto, según la documentación ambiental se tiene constancia de datos de presencia en el área amplia de nueve especies de odontocetos (cetáceos dentados), así como de tortuga boba, con un 10 % de presencia a profundidades inferiores a 200 metros, muy poca en aguas someras.

La caracterización de la calidad de las aguas en el área del proyecto está siendo monitorizada en la zona de reserva del Banco de Ensayos de la PLOCAN, donde

¹² Conjunto de los peces de una zona acuática acotada.

¹³ Grupo de organismos emparentados, que en una clasificación dada han sido agrupados, asignándole al grupo un nombre en latín, una descripción si es una especie, y un tipo.

¹⁴ Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (International Union for Conservation of Nature).

se han instalado 12 estaciones de muestreo que han medido varios parámetros de forma periódica entre los años 2011 a 2013. Se ha determinado que la temperatura suele oscilar entre los 24 – 18º C en superficie; la salinidad en superficie, oscila entre 36,600 y 36,954 psu¹⁵; en general, la concentración media de nitratos, fosfatos y silicatos se mantiene en los niveles típicos de aguas oligotróficas propias de las Islas Canarias, si bien es cierto que se detectan valores sensiblemente más altos en las estaciones de muestreo más cercanas a la costa, que se deben a aportes externos en forma de vertidos desde fuentes terrestres; las concentraciones de metales pesados e hidrocarburos son poco significativas, estando siempre por debajo de los límites establecidos en la normativa vigente.

Por otro lado, la salida del cable correspondiente al proyecto se realiza por una zona de costa en la que los rasgos geológicos originales del terreno han sido sustituidos por elementos y depósitos antrópicos, como plataformas y bloques de hormigón asociados a la Central Térmica de Jinámar. Dentro de la Reserva de la PLOCAN, se han realizado numerosos estudios geofísicos con el fin de determinar su morfología y el espesor de la capa sedimentaria. Así, se ha probado la existencia de una plataforma continental que presenta morfologías suavizadas y uniformes con una pendiente máxima del 5 % en la zona más cercana a la costa y de un 2 % en las cercanías de la base del prototipo. En cuanto a la potencia sedimentaria, los perfiles geofísicos muestran un espesor de sedimentos de entre 2 y 3 metros bajo la ubicación prevista para la base del prototipo, dominados por materiales no consolidados (arenas) y sin la presencia de afloramientos rocosos que sobresalgan del basamento. Los sedimentos del fondo marino, según los análisis realizados, son de arenas gruesas con cascajo y con *ripples*.

No existen en el área Bienes de Interés Cultural (BIC) declarados o con expediente incoado al efecto, de acuerdo a lo señalado por los organismos competentes en la materia.

4.4 Capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto

De acuerdo con el artículo 121 del RD 1955/2000, «*Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título [Título VII 'Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución'] deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del Proyecto*».

A continuación se evalúa la acreditación de dicha capacidad legal, técnica y económico-financiera, tomando en consideración tanto la documentación aportada adjunta a la solicitud como la remitida directamente por ESTEYCO, empresa promotora del Proyecto.

¹⁵ Unidades prácticas de salinidad (ups) o gramos de sal por litro. En inglés, 'PSU' (Practical Salinity Units).

4.4.1 Capacidad legal

ESTEYCO es una sociedad anónima de nacionalidad española, constituida según escritura de 13 de febrero de 1974 por tres socios que suscriben quinientas acciones cada uno de ellos. Su objeto social inicial era, entre otros, el estudio de estructuras metálicas, de hormigón armado, excavaciones, cimentaciones y sondeos, asesoramiento y dirección de obras, estudios y dictámenes relacionados con la ingeniería, redacción de anteproyectos, contratación y explotación de obras y servicios, desarrollo y prestación de servicios de informática, compra-venta y explotación de patentes y marcas.

Mediante escritura de 11 de mayo de 1992 sus Estatutos Sociales fueron adaptados a la vigente Ley de Sociedades Anónimas.

Posteriormente dichos Estatutos Sociales fueron modificados y adaptados a lo dispuesto en la Ley 2/2007, de 15 de marzo, de Sociedades Profesionales. En virtud de la escritura de fecha 20 de octubre de 2008, se elevan a públicos los acuerdos adoptados en Junta General Universal celebrada el mismo día: Adaptación de los Estatutos Sociales a la mencionada Ley de Sociedades Profesionales, con una nueva redacción de dichos Estatutos; ampliación del capital social por aportación dineraria mediante emisión de nuevas acciones (se incrementa en 5.595 € mediante la emisión de 5.595 acciones de un euro de valor nominal cada una; se emiten con una prima de emisión total de 295.132.78 €); se determinan los socios profesionales y no profesionales; se modifica el órgano de administración de la sociedad que pasa a ser un Consejo de Administración; el único objeto de la Sociedad pasa a ser, según el artículo 2 de sus nuevos Estatutos Sociales, *«el ejercicio en común de las actividades propias de la arquitectura, ingeniería técnica industrial, ingeniería de caminos canales y puertos e ingeniería técnica de obras públicas, la geología y las ciencias físicas»*, actividades que serán ejercidas por profesionales colegiados y legalmente habilitados.

Mediante escritura de fecha 29 de junio de 2017 se elevan a públicos los acuerdos adoptados por la Junta General Extraordinaria y Universal celebrada el 19 de junio de 2017, entre los que se encuentran la modificación de los Estatutos Sociales, que ha supuesto, entre otras cuestiones, el hecho de que la Sociedad deje de ser una Sociedad Anónima Profesional y pase a ser una Sociedad Anónima, con una sola clase de accionista y, por lo tanto de acciones (anteriormente había diferentes clases de acciones), si bien no varía el capital social (que continúa siendo de un millón de euros) ni el número de acciones (que continúa siendo de un millón con un valor nominal de un euro cada una de ellas).

El nuevo objeto social de la Sociedad es la *«prestación de servicios de intermediación, coordinación y suministro de medios para la realización por parte de profesionales legalmente habilitados con la titulación adecuada de las actividades propias de la ingeniería, arquitectura y la construcción. Asimismo, la Sociedad desarrolla proyectos propios y para terceros de Investigación y Desarrollo (I+D) relacionados con las actividades anteriormente descritas. [...] Se excluyen del objeto social aquellas actividades que, mediante legislación*

específica, son atribuidas con carácter exclusivo a personas o entidades concretas o que necesiten cumplir requisitos que la sociedad no cumpla».

Por tanto, ESTEYCO es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la de instalaciones del tipo de la que es objeto el presente acuerdo, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

El artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 exige la concurrencia de alguna de las siguientes condiciones para considerar acreditada la capacidad técnica de los solicitantes de las autorizaciones:

1ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

2ª Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

3ª Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción o transporte, según corresponda.

Como se ha expuesto, ESTEYCO fue constituida el 13 de febrero de 1974, y ha sufrido posteriores modificaciones en sus Estatutos Sociales que han afectado, entre otras cuestiones a su objeto social, tal y como se ha relatado anteriormente en el punto 4.4.1, especificando en los resultados de los acuerdos de la Junta Universal celebrada el 19 de junio de 2017 que, además de ser objeto de la Sociedad la prestación de servicios de intermediación, coordinación y suministro de medios por parte de profesionales habilitados para actividades propias de ingeniería, arquitectura y construcción, también desarrollará proyectos propios y para terceros de I+D relacionados con dichas actividades.

Por tanto, ESTEYCO es una consultoría independiente de arquitectura civil e ingeniería con más de 40 años de servicio en todo el mundo. Su 'Sistema de Calidad y Gestión de Gestión Ambiente' incluye las actividades de redacción de estudios y proyectos de ingeniería civil y arquitectura, asistencia técnica, dirección y control de proyectos, obras civiles y edificación. Cuenta con diferentes proyectos en infraestructuras (viaria, ferroviaria, logística y puertos, estructuras, ingeniería del terreno, medio ambiente), arquitectura y urbanismo (edificación, urbanización, arquitectura sostenible), mecánica estructural (aeroespacial y transporte, infraestructuras civiles e industriales, industria de la ciencia, análisis y diseño de los principales componentes mecánicos de turbinas eólicas) y energía. En este último campo, ESTEYCO cuenta con desarrollos en eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, gas natural licuado y offshore.

En el sector eólico participa en los siguientes proyectos:

- Parque eólico de San Juan de Chañaral (Chile): 186 MW. Cliente: LAP. El Parque Eólico de San Juan de Chañaral está situado en Cazarrillo, en la región de Atacama en Chile. En este parque Eólico se ha proyectado la construcción de 56 aerogeneradores de 3.3 MW. ESTEYCO ha llevado a cabo el proyecto constructivo de detalle y la Gestión Integral del proyecto que incluirá: Ingeniería de detalle de las cimentaciones y Obra Civil del parque, Dirección y gestión de la Inspección Técnica de las obras, Planificación de las obras y gestión de todos los contratos en los que se articulan, Apoyo en la Administración de la obra, Supervisión técnica de la obra, dividida en disciplinas de obra civil y eléctrica, Gestión del Laboratorio de Contraste, Gestión de Calidad y Medio Ambiente, así como Gestión de la Prevención de Riesgos laborales.
- Parques eólicos de Macambira y Cabeço Preto (Brasil): 106 MW. Cliente: GESTAMP. Los Parques Eólicos de Macambira (I-II) y Cabeço Preto (III, V y VI) están ubicados en el estado de Rio Grande del Norte en Brasil. Los Parques de Cabeço Preto están situados al norte del Estado, a unos 40 Km de la costa y próximos a la población de João Camara. Los Parques de Macambira están situados en la parte central del estado, próximos a la población de Lagoa Nova. En estos parques eólicos se instalarán un total de 53 aerogeneradores, tipo V110, de 2 MW, con alturas de eje de 80 y 90 metros y una capacidad total de 106 MW. ESTEYCO ha llevado a cabo el diseño y supervisión de la campaña geotécnica y el diseño de detalle de cimentaciones, que abarca los siguientes trabajos: Definición y supervisión de la Campaña Geotécnica, Edición de Estudios Geotécnicos, Diseño de detalle de las cimentaciones.
- Parque Eólico Tafila (Jordania): 114 MW. Cliente: VESTAS. El Parque Eólico de Tafila está situado a 18 km al sur de la localidad de Tafila, Jordania. ESTEYCO ha llevado a cabo el Estudio Geotécnico necesario para el diseño de las cimentaciones y viales del parque, donde se han instalado 38 turbinas eólicas V112 de 3 MW, desarrollando los siguientes trabajos: Diseño y ejecución de la campaña geotécnica, incluyendo perforaciones, pozos de prueba, pruebas presiométricas, perfiles sísmicos de refracción y pruebas de laboratorio supervisados por el geólogo o técnico geotécnico; Informe geotécnico con recomendaciones sobre el diseño de las bases de la turbina y el desarrollo de las vías, de acuerdo con las especificaciones técnicas de Vestas para la elaboración de estudios geotécnicos para parques eólicos; Adicionalmente y en posteriores fases, ESTEYCO ejecutó otros trabajos para la empresa constructora ATTCO (Diseño geotécnico y estructural de dos tipos de cimentaciones directas, Asistencia Técnica en obra a la empresa constructora).
- Parque Eólico de Nazca (Perú): 126 MW. Cliente: ENEL GREEN POWER PERÚ. El Parque Eólico de Nazca está situado a unos 30 km al sur de la localidad de Nazca, en el Distrito de Marcona, provincia de Nazca de la Región peruana de Ica. ESTEYCO ha desarrollado la campaña de investigaciones in

situ y estudio geotécnico para la ingeniería de detalle, que abarca los siguientes trabajos: Ejecución de la campaña geofísico-geotécnica (1.300 metros de perforación, 89 calicatas mecánicas, más de 20 perfiles de sísmica MASW y de sísmica de refracción, 10 tomografías eléctricas, y una amplia batería de ensayos de laboratorio), Redacción del Estudio Geotécnico correspondiente, enfocado a la Ingeniería de detalle del parque.

- Parque Eólico de los Cururos (Chile): 114 MW. Cliente: VESTAS. El Parque Eólico de Los Cururos (antiguo Pacífico y Cebada) consta de 57 aerogeneradores V100 de 2.0 MW y 80 metros de altura de eje, sumando un total de 114 MW de potencia instalada. El proyecto se construyó en una franja que se extiende del este al oeste, entre la Ruta 5 Norte y el mar, en la región de Coquimbo. El parque consta de una subestación elevadora de 33 kV a 220 kV que conecta el parque eólico a la línea de doble circuito Pan de Azúcar-Los Vilos de 220 kV, cuyo recorrido transcurre por el parque. ESTEYCO ha llevado a cabo la asistencia técnica, ingeniería geotécnica, diseño de detalle de cimentaciones, supervisión de obra civil y eléctrica, que abarca los siguientes trabajos: Diseño, ejecución y control de campaña geotécnica; Diseño geotécnico y estructural de detalle de cimentaciones; Ingeniería Geotécnica con presencia en obra para la validación de los fondos de excavación; Asistencia Técnica y seguimiento de la ejecución de la obra civil (cimentaciones, viales internos, viales de acceso, drenaje, subestación); un equipo en obra formado por tres técnicos con presencia continuada en la obra más un equipo completo de topografía.
- Parque Eólico de Banzi (30 MW), Kayathar (6 MW) y San Jacinto (20 MW) [Italia, India, México]. Clientes: GAMESA Y ALDESA. ESTEYCO ha desarrollado el diseño de cimentaciones mediante jabalcones prefabricados —sistema desarrollado y patentado en exclusiva por ESTEYCO— de 3 posiciones en el Parque Eólico de Kayathar (India) para Gamesa, 15 posiciones el Parque Eólico de Banzi (Italia) también para Gamesa y 10 posiciones en el parque Eólico de San Jacinto (México) para Aldesa. Todas ellas cuentan con aerogeneradores G97 de 2 MW y en torno a 100 m de altura de eje. ESTEYCO ha llevado a cabo también la Asistencia Técnica de la construcción de las cimentaciones, desempeñando las siguientes funciones: Validación Geotécnica de las posiciones de los aerogeneradores; Desarrollo y diseño de utillajes y equipos necesarios para la ejecución de las obras; Análisis del proceso constructivo desde las primeras fases basado en la optimización de la obra y plazos; Respuesta rápida a aquellos problemas, de cualquier índole, que pudieran surgir en campo; Emisión de especificaciones y requisitos para el correcto desarrollo del proyecto; Supervisión de la propia ejecución.

También participa en la ejecución de torres de parque eólicos:

- Parque Eólico de Coll de Panissot (España): 9 MW. Cliente: ALSTOM. El Parque Eólico de Coll de Panissot (Lleida). ESTEYCO llevó a cabo el Proyecto constructivo de detalle de torre de hormigón y su cimentación: diseñó los 3 prototipos de torres de hormigón de 100 m para máquinas ECO 110 de 3 MW

de ALSTOM, así como sus cimentaciones a base de zapatas apoyadas directamente en el terreno y que fueron también certificadas por DEWI-OCC¹⁶. También llevó a cabo la Asistencia Técnica durante la ejecución de los trabajos en el propio emplazamiento, supervisando que la ejecución de los trabajos se correspondía con lo dispuesto en el proyecto.

- Parque Eólico Les Forques (España): 4 MW. Cliente: GAMESA. El Parque Eólico de Les Forques (Tarragona). cuenta con 2 torres de hormigón prefabricado de 100 metros de altura que dan soporte a turbinas G90 de 2.0 MW, ambas diseñadas por ESTEYCO. También ha llevado a cabo el diseño constructivo de detalle de una cimentación del parque y ha desarrollado la revisión del informe geotécnico, y ha sido la responsable del diseño de la conexión torre-cimentación mediante pernos pretensados.
- Parque Eólico de Gostyn (Polonia): 33 MW. Cliente: ACCIONA. 33 MW. El Parque Eólico de Gostyn está ubicado cerca de la ciudad del mismo nombre, cuenta con 11 torres de hormigón prefabricado de 120 metros de altura, que dan soporte a turbinas AW3000 116, de 3 MW, diseñadas todas ellas por ESTEYCO, que también llevó a cabo la asistencia técnica para el fabricante durante la fabricación, transporte y montaje de torres a través de la presencia de personal propio en el parque y realizó el proyecto constructivo completo de las torres, coordinando la obtención de la certificación de diseño, obtenido con DNV-GL.
- Parque Eólico de Casa Nova (Brasil): 180 MW. Cliente: INNEO TORRES/IMPESA. El Parque Eólico de Casa Nova está situado en el Estado de Bahía, Brasil y cuenta con 120 torres de hormigón prefabricado de 100 metros de altura que dan soporte a turbinas IV82 1.5 MW, diseñadas todas ellas por ESTEYCO, que también llevó a cabo la asistencia técnica al fabricante, durante la fabricación, transporte y montaje de torres a través de la presencia continuada de personal propio en el parque. En este mismo parque ESTEYCO diseñó para IMPESA la cimentación de las torres, incluyendo entre sus funciones, además, la presencia de un ingeniero en el emplazamiento como asistencia técnica para la resolución de las incidencias ocurridas durante la ejecución de los trabajos.
- Parque Eólico de Trairí (Brasil): 115 MW. Cliente: INNEO TORRES/SIEMENS. El Parque Eólico de Trairí está ubicado en el Estado de Ceará, Brasil. Este parque cuenta con 50 torres de hormigón prefabricado de 80 metros de altura, que dan soporte a turbinas SWT 101 de 2.3MW, diseñadas todas ellas por ESTEYCO, que también llevó a cabo la asistencia técnica para el fabricante durante la fabricación, transporte y montaje de torres a través de la presencia de personal propio en el parque. Además de realizar el proyecto constructivo completo de las torres, ESTEYCO coordinó la obtención de la certificación de diseño, obtenido con DNV-GL.

¹⁶ Firma alemana de certificación <http://www.dewi-occ.de/>

- Torre auto elevable de hormigón prefabricado (Madrid). Prototipo de Demostración (Programa EUROSTARS R&D) en Daganzo de Arriba (Madrid). Se trata de una nueva tecnología de torre telescópica para el mercado de energía eólica, análoga a la que es objeto de este informe, pero en su versión terrestre¹⁷.

ESTEYCO también ha participado en otros proyectos de energías renovables, tales como La Central Solar Termoeléctrica “La Africana”, ubicada en el término municipal de la Colonia de Fuente Palmera (Córdoba, España), constituida por los siguientes sistemas: el campo solar de colectores cilindro-parabólicos, el sistema de almacenamiento térmico por sales, el sistema HTF (fluido transmisor de calor), la planta de generación eléctrica y la BOP (Balance of Plant), que funciona asociada a una serie de instalaciones auxiliares para el correcto funcionamiento del proceso. ESTEYCO ha participado en la supervisión de la ingeniería de obra civil. Asimismo, ha participado en la obra civil, diseño y ejecución de parques solares fotovoltaicos como el de Alhué, Tololo, Pirita y La Esperanza en Chile, los parques solares fotovoltaicos San Diego I-II, San Francisco II y Santa I en Argentina, o el Parque Solar Fotovoltaico Don José en México.

Por otra parte, la instalación del prototipo objeto de este informe recibe financiación europea a través del programa H2020, mediante sendos proyectos, denominados ELISA (construcción de la cimentación, el primer nivel de la torre, el sistema auxiliar de flotación, y algunas pruebas dentro del Puerto de Arinaga para testar los sistemas de estabilidad) y ELICAN (construcción del resto de tramos de la torre, el montaje de una turbina completa, la instalación en la zona de ensayos PLOCAN y la monitorización de la estructura durante su periodo de servicio). ESTEYCO lidera el Consorcio que va a ejecutar el proyecto, y que forman también Gamesa, ALE Heavylift (empresa especialista en *heavylifting*) y DEWI (especialistas en monitorización en el sector eólico). Por tanto, estos socios en la ejecución del proyecto también aportan su experiencia al respecto.

Siemens Gamesa es un proveedor líder de soluciones de energía eólica con clientes en todo el mundo, han instalado tanto productos como tecnologías en más de 90 países con una capacidad total de más de 84 GW y 25.000

¹⁷ En el marco del Programa I+D de EUROSTARS, este proyecto se clasificó en primer lugar entre más de 100 proyectos de energía eólica en Europa. Permitió construir un prototipo a escala 1:1, específicamente construido para probar y perfeccionar las tecnologías utilizadas en todas las actividades necesarias para la fabricación y montaje de la torre. Además de ser telescópica, la subestructura es híbrida (hormigón y acero), proporcionando una gran durabilidad y escalabilidad. Para el sector *onshore*, esta solución proporciona la posibilidad de realizar cualquier maniobra de izado a una altura máxima de 40 m, reduciendo el coste de la grúa, ya que se podrá usar una grúa de pluma telescópica, más barata y mucho más fácil de instalar que las de celosía. Las alturas de buje posibles superan los 160 m y la potencia de la turbina puede superar los 5 MW. El prototipo fue realizado con dos niveles de hormigón (cada uno de ellos formado por 3 dovelas) y un nivel superior de acero con el fin de probar la viabilidad de una solución híbrida. Cada nivel fue diseñado alrededor de 15 metros de longitud y la geometría de la sección en base de torre sería la estimada para una torre de 100 metros. La construcción in situ, así como las pruebas de laboratorio llevadas a cabo, fueron exitosas, culminándose los trabajos en octubre de 2014.

empleados. Ya en 1991, Siemens Gamesa se puso a la cabeza del sector *offshore* con la construcción del primer centro de energía eólica del mundo en Dinamarca. Desde entonces, Siemens Gamesa ha ido creciendo hasta hoy en día con 11 GW instalados en todo el mundo, 1,7 GW en pedido nuevos y 6.000 empleados en 'Siemens Gamesa Offshore'. Siemens Gamesa se sitúa a la cabeza del mercado con una cuota de mercado superior al 70 %. Actualmente se encuentra inmersa en el suministro y la asistencia técnica de aerogeneradores en el proyecto de energía eólica *offshore Hornsea Project Two* llevado a cabo en aguas británicas, en el que instalará turbinas de 8 MW SG 8.0-167 DD con una capacidad total de 1.386 MW, y una vez en funcionamiento en 2022 se espera se convierta en el centro de energía eólica *offshore* más grande del mundo: se situará a 89 km de la costa este de Inglaterra y ocupará 462 km². En cuanto a energía eólica *onshore*, Siemens Gamesa cuenta con una experiencia de 40 años en el sector y la presencia en 90 países ofreciendo una amplia gama de tecnologías de aerogeneradores que cubre todos los tipos de vientos y condiciones de los emplazamientos; en la actualidad cuenta con 73 GW instalados en todo el mundo y 12.000 empleados en este tipo de explotación eólica, además de 6,3 GW en pedidos nuevos.

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, en cuanto a la experiencia de ESTEYCO en la construcción de este tipo de infraestructuras y el hecho de contar dentro del Consorcio que va a ejecutar el proyecto con asistencia técnica de empresas que acreditan experiencia en la actividad de producción mediante tecnología eólica *offshore*, en los términos previstos en el artículo 121.3. b) del RD 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

El desarrollo del prototipo de aerogenerador de cimentación directa por gravedad supone una inversión inicial aproximada de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

ESTEYCO, como sociedad anónima española, cuenta con un capital social de 1.000.000 de euros, totalmente suscrito y desembolsado, representado por 1.000.000 de acciones ordinarias, nominativas de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, de las cuales, a 31 de diciembre de 2016, el 94,11% están en manos de sus socios denominados "profesionales", y el 5,89% restante es del único socio "no profesional" que es la Fundación Esteyco.

Las Cuentas Anuales de ESTEYCO depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2016, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Por otra parte, ESTEYCO ha facilitado una previsión a punto de cierre de las Cuentas Anuales correspondientes a 2017, que arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales, se comprueba que ESTEYCO cuenta con un patrimonio neto equilibrado.

Por tanto, a juicio de esta Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de ESTEYCO.

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a ESTEYCO autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción para la instalación de la torre experimental eólica offshore, prototipo Mario Luis Romero Torrent de 5 MW, y la autorización administrativa previa para la línea eléctrica submarina a 36 kV y la línea eléctrica subterránea de evacuación a 36 kV, en la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), ubicada frente al tramo de costa entre Las Palmas de Gran Canaria y Telde, en el término municipal de Las Palmas de Gran Canaria, en la isla de Gran Canaria, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe indicar que la Propuesta de Resolución autoriza a ESTEYCO, S.A.P. la construcción de la instalación. Según se ha indicado en el apartado '4.4.1 Capacidad legal', mediante escritura de fecha 29 de junio de 2017 se elevan a públicos los acuerdos adoptados por la Junta General Extraordinaria y Universal celebrada el 19 de junio de 2017, entre los que se encuentran el hecho de que la Sociedad deje de ser una Sociedad Anónima Profesional y pase a ser una Sociedad Anónima, por lo que la presente autorización debería ser otorgada a ESTEYCO, S.A.

ANEXO I: Contenido del Proyecto Técnico

PROYECTO ELISA. PROTOTIPO MARIO LUIS ROMERO TORRENT. TORRE EXPERIMENTAL EÓLICA OFFSHORE 5MW

El Proyecto incluye dos tipos de instalación que deberán llevarse a cabo en PLOCAN. Por una parte, será necesario ejecutar las distintas operaciones de posicionamiento, fondeo, telescopaje y lastrado para llevar el conjunto a su posición definitiva y, por otra, será necesario llevar a cabo la conexión eléctrica del aerogenerador para permitir la evacuación de la energía generada durante la operación a la red eléctrica.

1. Características generales

El Proyecto desarrollado por ESTEYCO es una solución integrada para torre y cimentación de turbinas eólicas en el mar; fabricada íntegramente en hormigón, se clasificaría como cimentación de gravedad. Su innovación radica en la combinación de dos elementos diferenciales que le permiten prescindir de grandes medios auxiliares para su instalación: El primero consiste en una cimentación que está configurada para actuar como una plataforma flotante durante los procesos de transporte e instalación, permitiendo por tanto el transporte con embarcaciones de arrastre convencionales. El segundo consiste en una torre telescópica que, empleando la tecnología de *heavylifting* (gatos hidráulicos de gran capacidad) es capaz de autoinstalarse sin necesidad de grúas auxiliares. De este modo, el conjunto de torre y cimentación, incluyendo la turbina eólica y el rotor, puede ser completamente montado en puerto, reduciendo las operaciones marinas tanto en número como en complejidad. Adicionalmente, el empleo del hormigón permite ofrecer una mayor resistencia a la corrosión frente al acero en ambientes tan agresivos como el marino.

El desarrollo de la tecnología ELISA se inició en 2008 y desde entonces ha superado las distintas etapas de desarrollo y validación experimental. La última etapa de demostración de la solución consiste en la construcción de un prototipo operativo a escala real. Este prototipo contará con un aerogenerador de 5 MW y será construido en la isla de Gran Canaria. La fabricación de la cimentación y la torre, así como la instalación de la turbina se llevarán a cabo en el Puerto de Arinaga (Término Municipal de Agüimes), y el conjunto se transportará para su instalación en la PLOCAN, donde el prototipo se mantendrá operativo y en observación durante la producción de energía, que precisará para ello de conexión a la red eléctrica para su evacuación.

La instalación del prototipo recibe financiación europea a través del programa H2020, mediante sendos proyectos denominados ELISA y ELICAN. El primero abarca la construcción de la cimentación, el primer nivel de la torre, el sistema auxiliar de flotación, y algunas pruebas dentro del Puerto de Arinaga para testar los sistemas de estabilidad. El segundo desarrollará la construcción del resto de tramos de la torre, el montaje de una turbina completa, la instalación en la zona de ensayos PLOCAN y la monitorización de la estructura durante su periodo de

servicio. El proyecto será ejecutado por un Consorcio liderado por ESTEYCO, y del que forman parte también Gamesa¹⁸, ALE Heavylift (empresa especialista en *heavylifting*) y DEWI (especialistas en monitorización en el sector eólico).

El alcance del proyecto es la construcción del prototipo (fundación, torre y aerogenerador) y, en lo que respecta a la evacuación de energía, incluye el tendido de un cable desde el propio aerogenerador hasta la Subestación Transformadora de Jinámar. Los trabajos de conexión de dicho cable a la Subestación entrarán dentro del alcance de PLOCAN.

2. Características de la instalación eléctrica

2.1. Aerogenerador

El aerogenerador contará con una turbina de 5 MW de Gamesa, que como se ha mencionado anteriormente es una de las empresas que forman el Consorcio. Las características de la turbina, con denominación AD 5-132 son las siguientes:

Rotor

Parámetro	Valor
Diámetro	132 metros
Área de barrido	13.685 m ²
Velocidad de giro	490 r.p.m.

Palas

Parámetro	Valor
Número de palas	3
Longitud	64,5 metros
Tipo	enteriza
Material	Matriz orgánica reforzada con fibra de vidrio/fibra de carbono

Multiplicadora

Parámetro	Valor
Tipo	2 etapas planetarias
Ratio	1:41,405

Generador

Parámetro	Valor
-----------	-------

¹⁸ En su momento, Gamesa se unió al consorcio mediante Adwen (la *joint venture* formada entre Areva y Gamesa); con la ruptura de dicha *joint venture* por la fusión entre la división eólica de Siemens y Gamesa, es esta última sociedad la que se ha mantenido como integrante del consorcio.

Tipo	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos
Potencia nominal	5.0 MW
Tensión	690 V aC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de potencia	0,95 CaP-0,95 Ind

2.2. Transformador y celdas de protección

El cable de potencia que sale del generador se dirige desde la góndola a través de la torre hasta un transformador de elevación de 5.500 kVAs con una relación 0,69 /33 kV.

Las celdas de protección que se utilizarán serán del tipo DVCAS de 36 kV. Estas celdas son equipos compactos que resultan de la combinación de diferentes módulos para los centros de transformación de los parques eólicos.

Para este prototipo, se montará un módulo de salida de línea (OL) y un módulo de protección (1A).

A continuación, se muestran las características técnicas de las celdas:

Celda 1A

Parámetro	Valor
Tensión nominal	36 kV
Frecuencia	50/60 Hz
Intensidad nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	20/3 kA/s
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	50/52 kA
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	70 kV
Nivel de aislamiento a onda de impulso tipo rayo	170 kV
Interruptor automático durabilidad eléctrica (Clase)	E2
Interruptor automático durabilidad mecánica (Clase)	M1
Capacidad de corte en cortocircuito (valor eficaz)	20 kA

Celda OL

Parámetro	Valor
Tensión nominal	36 kV
Frecuencia	50/60 Hz
Intensidad nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	20/3 kA/s
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	50/52 kA
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	70 kV
Nivel de aislamiento a onda de impulso tipo rayo	170 kV

Interruptor automático durabilidad eléctrica (Clase)	E2
Interruptor automático durabilidad mecánica (Clase)	M0

2.3. Bajada de cables

La torre cuenta con un sistema de canalización cuyo objetivo es el direccionamiento del cableado proveniente de la turbina, que desciende desde la góndola hasta la parte inferior de la torre evitando, así interferencias o sinuosidades en su recorrido.

El descenso de cables se inicia bajo la góndola, atravesando la brida superior y la plataforma tope del nivel de la torre (tramo 'T2'; se distinguen otros dos tramos 'T1' y 'T0') por el centro de la sección de la torre, para luego descender aproximadamente 30 metros y ser conducidos mediante una canalización tipo "tambor" hasta la pared. El "tambor" estará sujeto a la dovela y entre éste y la turbina no se dispondrán guidores o retenedores a lo largo de la longitud, estando colgado libremente.

El ruteado de los cables a lo largo del resto de la torre estará ubicado próximo a la escalera, para que sea cómoda su revisión y mantenimiento posterior. Se mantendrá una distancia suficiente para evitar cualquier contacto accidental con los cables mientras se haga uso de la escalera y que en todo caso no será menor de 400 milímetros. La dirección paralela a la escalera continuará durante el paso a través del resto de las plataformas dispuestas en los niveles T2 y T1, teniendo previstos los pasos necesarios para ello. Para la intersección entre niveles, el cableado será conducido con una trayectoria definida por la concavidad de la sección de cabeza de las dovelas, ajustándose siempre a su superficie.

Como medida a tomar para el ambiente marino, todos los elementos del sistema de conducción (tambor, bridas, omegas y tornillería), estarán protegidos contra la corrosión mediante acabado galvanizado en caliente. Se garantizará que el sistema de conducción de cableado no sea empleado como sistema de soporte o agarre para ningún tipo de elemento al que no esté referido, ni tampoco sea usado como medio de sujeción del personal. También se evitará incluir el soporte de escalera como parte del sistema de conducción en toda su longitud.

La sujeción de los cables a pared se realizará mediante bridas, sujetas a una omega metálica anclada a la pared de la dovela, amarres distribuidos uniformemente con una separación de 3 metros a lo largo de los tramos de la torre, siendo las principales encargadas de definir el trazado de los cables.

El conjunto de cables se mantendrá en madejas unificadas, separándolos únicamente para su disposición dentro de sus respectivos armarios y equipos ubicados en las plataformas T2-2 y T2-3, y volviendo a ser unidos a la salida de estos.

La salida del cableado fuera de la torre estará ubicada a unos 21 metros bajo el nivel de la plataforma T0, mediante un orificio en la dovela de sección elíptica y radios 0,75 - 0,35 metros.

2.4. Cable de evacuación o cable de potencia

La evacuación de la energía se realizará a través de un cable submarino que lo llevará hasta el punto de conexión en tierra situado en la Subestación Transformadora de Jinámar. La longitud del cable es de aproximadamente 2 km, de los que un kilómetro (el más cercano a la turbina) irá enterrado en zanja, mientras que el restante dispondrá de protección mecánica ya que no existe sedimento para continuar la zanja.

Las características técnicas del cable son las siguientes:

Cable de potencia

Parámetro	Valor
Normativa	IEC 60502-2
Tipo	DHJMJME Submarino
Clase de corriente	Alterna
Tensión Nominal	12/20 (24), 18/30 (36) kV
Frecuencia	50 Hz
Número de fases	3
Sección por fase	120 mm ²
Conductor	Cobre IEC 60228 clase 2
Aislamiento	Etileno propileno (EPR) 8 mm

Cable de corriente continua

Parámetro	Valor
Sección	2x25 mm ² de cobre
Clase de corriente	Continua
Tensión Nominal	375 Vcc

Cable de fibra óptica

Parámetro	Valor
Haz	24 pares de fibras
Tipo de fibra óptica	Monomodo
Longitud de onda	1550 nm
Armadura	2x3,15 mm de acero galvanizado

2.5. Sistema de puesta a tierra

Para prevenir daños generados por descargas atmosféricas, la torre estará provista de un sistema de protección contra rayos que garantice la puesta a tierra de forma segura, dispándola directamente al mar, acorde con la normativa IEC 61400-24.

Este sistema estará constituido por dos conductores de bajada verticales internos en cada una de las dovelas, y por 6 anillos de equipotencialización horizontal a lo largo de la torre, distanciados entre ellos aproximadamente 20 metros, los cuales se conectan a los conductores de bajada en los diferentes niveles formando una jaula de Faraday.

Tanto los conductores de bajada, como los anillos equipotenciales, estarán elaborados con cable desnudo de cobre de sección transversal de 50mm². Los componentes metálicos internos en la torre, incluidos la escalera, plataformas y otras partes metálicas, estarán también conectados a este sistema según la normativa vigente. Todas las conexiones se harán mediante uniones mecánicas con piezas homologadas a tal efecto.

La salida del sistema de protección contra rayos hacia el mar se realizará mediante 6 placas metálicas de 200x300x100 milímetros, ubicadas en el exterior del zócalo, protegidas contra la corrosión mediante unos ánodos de sacrificio.

3. Características principales de la estructura

La estructura consiste en una torre de hormigón prefabricada, que incluye la tecnología telescópica, combinada con una cimentación que aporta la flotación al conjunto para el proceso de transporte e instalación, la cual se realiza por medio de remolcadores y un sistema auxiliar de flotación (AFS).

Esta estructura está compuesta por una cimentación de 32,5 metros de diámetro con un puntal de 7 metros, y una torre constituida por tres tramos T0, T1 y T2 formados por dovelas prefabricadas de hormigón de longitud aproximada de 33 metros. Los diámetros de los tubos de hormigón están comprendidos entre 7,40 m en la parte inferior de la torre hasta los 3,50 m en la parte superior. Su longitud total está por encima de los 100 metros de altura (incluido el carrete metálico). El proceso de auto-elevación se hace posible gracias a la utilización de gatos de “heavylift”, que presentan un coste muy inferior a las grúas de gran capacidad utilizadas en el ambiente marino.

La capacidad de flotación, por su parte, es aportada a través del zócalo o vaso, que debe proporcionar estabilidad a la torre durante las fases de transporte e instalación, así como durante la vida útil del aerogenerador, haciendo de cimentación directa.

3.1. Descripción de las operaciones para la instalación

Las actuaciones que se desarrollarán en el Banco de Ensayos de PLOCAN, con una sobre la preparación previa en el área del Puerto de Arinaga:

- a) Operaciones en el puerto de Arinaga: La estructura tiene capacidad de flotación en posición plegada, permitiendo su manipulación y transporte en puerto mediante remolcadores de puerto. De forma previa a la salida de puerto

se adosa un sistema auxiliar de flotación a la estructura para mejorar su estabilidad durante el proceso de fondeo de la estructura.

- b) Operaciones en PLOCAN: Una vez remolcado el Prototipo a la posición definitiva, se lastra la cimentación con agua de mar hasta tocar el fondo marino, usando el sistema auxiliar de flotación para garantizar la estabilidad del conjunto y un total de tres remolcadores de altura para mantener su posición. Para realizar esta maniobra se necesitará un buque de apoyo que gestione y monitorice los sistemas.

El siguiente paso a realizar es el izado de los tramos de la torre eólica, tras lo cual se introduce el lastre sólido (grava de árido fino) mediante un buque gánguil en el zócalo de la cimentación para proporcionar estabilidad frente viento y oleaje extremo.

3.2. Operaciones a desarrollar y medios necesarios

3.2.1. Inspección del fondo marino

El suelo de la zona tiene gran capacidad portante, lo que elimina la necesidad de realizar una cama. No obstante, debido a la existencia de pendiente natural, es muy probable la necesidad de regularizar el terreno para estar dentro de los márgenes de verticalidad de la turbina. Esta tarea se realiza mediante la utilización de una viga metálica de 10 toneladas, la cual, anclada a la proa del barco, se hace pasar por la base del fondo para su enrase. Para controlar la planimetría del fondo, la viga incorpora una sensorización que se controla desde el buque, lo que permite una regularización con pendientes inferiores a un grado.

3.2.2. Transporte y lastrado del prototipo mediante remolcadores

El Prototipo en posición plegada y con el AFS instalado saldrá del Puerto de Arinaga remolcado por un buque remolcador de altura, que realizará el tiro directamente sobre el zócalo. Una vez en el emplazamiento, dos nuevos remolcadores se unirán al de transporte para mantener correctamente la posición.

Durante el lastrado, el tiro se realizará sobre los flotadores, por lo que será necesario un cambio de punto de tiro del remolcador de transporte.

Las principales actividades a realizar en esta operación son:

- Detención del remolcador de transporte.
- Conexión de los dos nuevos remolcadores, cada uno a un flotador.
- Cambio de la conexión del remolcador de transporte.
- Comienzo del tiro de los tres remolcadores y posicionamiento de la torre.

3.2.3. Buque de apoyo para operación de lastrado e izado

Se realizará la conexión de cables de energía y las mangueras hidráulicas antes de comenzar el lastrado, para controlar los equipos embarcados en la torre. Los cables y tuberías necesarios para la conexión vendrán preinstalados en la estructura desde el Puerto y se colocarán de forma que su acceso sea lo más sencillo posible, seguramente en la cubierta de la cimentación.

El sistema de control realizará los chequeos previos en el Puerto de Arinaga para comenzar la operación con garantías: válvulas, tuberías, gatos de izado, sensores de presión, caudalímetros e inclinómetros.

La operación de todo el Sistema de Lastrado y del Sistema de Izado se gestionará a través de un software que se instalará en una aplicación dispuesta en el buque de apoyo.

3.2.4. Maniobras principales de la instalación de la estructura

- a) Apertura de válvulas y llenado de celdas: Para realizar las maniobras de fondeo se actuará sobre el Sistema de Lastrado, el cual comienza con la apertura de las válvulas de forma equilibrada para mantener la torre nivelada. El control de la masa de agua introducida en cada celda se realiza mediante los caudalímetros situados en cada tubería de vertido y mediante los sensores de presión instalados en el interior de las celdas. El calado se controla mediante los sensores de presión en la cara inferior de la cimentación y la nivelación se revisará mediante los inclinómetros. Para que la cimentación llegue al fondo se requieren 1.800 m³ de agua (300 m³ en cada celda), estimando una duración en la operación de aproximadamente 1 hora, cuya velocidad media será de 30 metros/hora. En los últimos 5 metros, aunque es baja la energía de las corrientes en esta zona, la velocidad se reducirá al objeto de que los movimientos horizontales de la torre sean mínimos.
- b) Elevación de la torre: De forma previa o simultánea al lastrado, se debe proceder al izado parcial de la torre para evitar el contacto de las palas con el agua. La operación se realiza de forma remota, ya que no debe haber personal en la torre durante la operación. Finalizado el lastrado, llenado por completo las celdas y retirado el AFS, se retomará el izado de la torre, esta vez con personal subido en ella.
- c) Retirada del AFS: Una vez finalizado el lastrado, se procede a la retirada del AFS, accionando los cabrestantes de recogida para plegar los brazos: Uno de los remolcadores debe arrimarse al flotador del *boat landing*, para abarloarse y comenzar a empujar contra la torre; el cabrestante correspondiente al cierre de los flotadores se tensa, para permitir la liberación del pasador hidráulico; una vez abierto el cierre, el cabo de este cabrestante debe arriarse del punto de amarrado; los otros dos cabrestantes comenzarán a tirar de sus cabos para plegar los brazos; el remolcador invertirá motores para separar el AFS de la torre. Una vez finalizado el plegado, se comenzará el transporte de vuelta a Puerto

d) Ejecución de las juntas horizontales: Cuando se finalice el izado de cada tramo, se procederá a ejecutar las juntas horizontales, mediante las siguientes actividades:

d.1) *Tramo T2/T1*

- Los tres kits de izado del T0 y los tres kits del T1 –incluidos los cables enhebrados por las vainas de las bridas- ya vendrán instalados desde el Puerto de Arinaga (esta fase no se describe).
- Izado de tramo T2.
- Tesado de los pernos accesibles.
- Acceso al interior de la torre para retirar las placas de reparto y las placas de cuñas del Sistema de Izado.
- Extracción de los cables de los gatos.
- Recolocación los tres kits de izado y los tres guiadores exteriores (los interiores no se recuperan) del T1 al T0.
- Tesado de los pernos que inicialmente no eran accesibles.
- Colocación y comprobación del sellado inferior de la junta horizontal.
- Inyección del mortero en la junta, en tres sitios diferentes, comprobando que no se están produciendo fugas y que el mortero está fluyendo correctamente a través de los tubos de inspección.
- Cerrado de las vainas de los gatos de izado y vertido de mortero en los cajetines de las barras.

d.2) *Tramo T1/T0*: Los procesos son iguales y en el mismo orden que para elevar el T2, salvo que una vez recolados los Kits de izados, el tendón deberá ser enhebrado a través de las vainas del T0 y del T1, para posteriormente colocar las placas de reparto y las placas de cuñas.

e) Vertido del lastre sólido en las celdas del zócalo: Tras la retirada del AFS se procederá al vertido del material de lastre sólido dentro de las celdas, para dotar a la estructura de suficiente peso para contrarrestar la acción de las olas, las corrientes y el viento. Este proceso comienza con la recogida del tapón y el enfilado de la tubería de lastrado; sigue el llenado de lastrado sólido de la celda, una vez asegurada dentro de la celda del zócalo. El lastre sólido está constituido por material de granulometría inferior a 6 mm procedente del machaqueo de la Cantera Juan Grande) en cada una de las celdas presentes en la cimentación. Cada una de las celdas deberá llenarse con un volumen aproximado de 800 toneladas de lastre (aproximadamente 450 m³) de forma que se asegure que se ha introducido suficiente lastre sólido como para llegar a una masa total en seco de 4.800 toneladas.

f) Llenado del T0 con agua: Una vez finalizadas el resto de operaciones, se retirarán los elementos del sistema de bombeo y válvulas, y comenzará el llenado con agua del mar mediante la apertura de la válvula en el tubo de aireación.

- g) Conexión de cable de potencia al aerogenerador: Una vez finalizadas el resto de operaciones, se retiran los elementos del sistema de bombeo y válvulas, y comenzará el llenado con agua del mar mediante la apertura de la válvula en el tubo de aireación. Montaje de los elementos de tracción en el interior de la torre y cable guía: En la plataforma interior situada en la base del Tramo 1 (T1) de la torre, se dispondrán los elementos de tracción, los cuales estarán constituidos por un torno, una brida de sujeción del cable y un trípode; esta estación será la encargada de traccionar el cable e introducirlo en el interior de la torre para su conexión a las celdas de protección. Para la instalación del cable guía, previamente se ha tenido que extraer el tapón por donde se enfilará el cable submarino –tapón que tendrá una forma de campana, en el que la parte de mayor anchura estará en la cara exterior de la torre–, estará anclado previamente a la torre para garantizar su estanqueidad durante la fase de transporte, y una vez fondeada en su posición definitiva, el anclaje se retirará liberando el tapón. En esta situación, el tapón todavía no se podrá extraer ya que tiene una mayor presión debida al agua de mar. Para proceder a su retirada, se deberá inundar el Tramo T0 de agua, de forma que se igualen las presiones, lo que permitirá retirar el tapón. Este tapón estará unido a dos cables, uno en cada una de sus caras. La cara exterior estará unida a un cable que a su vez estará conectada a una boya. La interior, se conectará al cable guía. Retirado el tapón, el cable guía finalmente se unirá a la boya. Inicialmente, desde el barco de tendido del cable se pescará la boya, y se conectará el cable submarino al cable guía, utilizándose una mordaza de cable de trama multitejida. Posteriormente, mediante la estación de tracción se introducirá el cable en el interior de la torre, teniendo especial cuidado en el proceso de enfilado del cable por el agujero de la torre para que éste no sufra daños en esta operación. Con el cable submarino en el interior de la torre, se conectará a las celdas de protección, permitiendo así la evacuación de la energía producida por el aerogenerador.
- h) Conexión del cable de potencia en la subestación: En la subestación, el cable de potencia discurrirá por las canalizaciones eléctricas registrables y se conectará a las celdas de protección, las cuales se encuentran dentro de la Subestación Transformadora de Jinámar, en el Término Municipal de Las Palmas (Gran Canaria).
- i) Instalación de la protección anti-socavación: La protección anti-socavación estará formada por mallas de nylon (bolsas) rellenas de neumáticos fuera de uso. Estas bolsas se colocarán alrededor de todo el perímetro de la base de la torre mediante un buque con grúa y pinza. Alternativamente, se baraja la posibilidad de instalarlas sobre el prototipo en el Puerto de Arinaga y que acompañen a la estructura en su trayecto, de forma que sólo habría que desplegarlas una vez la cimentación llegue al fondo marino. La banda de protección anti-socavación se situará en torno al perímetro de la base de la torre y tendrá 102 metros de longitud y 4 metros de ancho, lo que supone una superficie de ocupación de 408 m². Esto supondrá dos filas de 50 bolsas cada una, con aproximadamente 50

neumáticos cada bolsa, lo que arrojará una cuantía total de 5.000 neumáticos. El sistema funciona de forma que las bolsas dividen y ralentizan el flujo de agua, de manera que capturan el material en suspensión, aumentando su peso y evitando la socavación.

- j) Sistema de balizamiento: Dadas las dimensiones y localización final del Prototipo, éste se señalizará como obstáculo según las directrices de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) y de la Asociación Internacional de Ayudas a la Navegación Marítima y Autoridades de Faros (IALA), con el fin de mitigar los riesgos para el tránsito aéreo y marítimo, facilitando a pilotos de aeronaves y capitanes de embarcaciones la localización de la torre. Para ello, se ha propuesto la utilización de los siguientes dispositivos de señalamiento y balizamiento:

j.1) Señalización:

- Las palas del aerogenerador, el conjunto de la nacelle, y toda la circunferencia del tramo metálico de conexión entre la nacelle y la torre de hormigón, se pintarán de blanco RAL 9016. El barrido de la pala irá desde la cota + 18,30 hasta la cota + 149 metros.
- Toda la plataforma exterior de la torre se pintará de amarillo RAL 1023, cota de referencia +11.25 metros, hasta 2 metros aproximadamente por encima de ésta, en la cota de referencia +13.25 metros.
- En el nivel de la parte superior de la plataforma exterior, a la cota de referencia +13.25, se colocarán tres paneles de identificación con letras y/o números de color negro de 1 metro de altura sobre un fondo amarillo de material retrorreflectante, distribuidos cada 120º respecto la planta de la torre para que puedan ser vistos desde cualquier dirección.

j.2) Balizamiento:

- La parte superior de la nacelle del aerogenerador estará dotada de 2 balizas luminosas de obstáculo tipo LED, en Sistema Dual Media A / Media C. Durante el día y el crepúsculo la iluminación será exclusivamente de mediana intensidad Tipo A (destellos de luz blanca), mientras que en la noche ésta será exclusivamente de mediana intensidad Tipo C (luz roja fija).
- En la parte intermedia de la torre, en la cota de referencia +18.20, se dispondrán 3 balizas luminosas de obstáculo tipo LED, de baja intensidad Tipo B (luz roja fija) en funcionamiento las 24 horas, distribuidas cada 120º respecto la planta de la torre para que se asegure su visibilidad desde todos los azimuts.
- Dado que se trata de una estructura aislada y por ello el peligro aumenta, en el nivel de la plataforma de acceso a la torre, cota de referencia +13.25, se colocarán dos luces blancas intermitentes tipo LED, diametralmente opuestas, para que al menos una de ellas pueda ser vista desde una nave, aérea o marítima, que se acerque a la torre desde cualquier posición. Estas luces entrarán en funcionamiento por la noche, transmitiendo destellos en Morse con un periodo máximo de

15 segundos, sincronizadas entre ellas, y garantizando una visión mínima de 10 millas náuticas (intensidad mínima 1400 candelas).

- Para asegurar la fiabilidad de los sistemas de iluminación y señalización instalados, éstos dispondrán de un dispositivo monitor remoto de aviso de alarma en caso de fallo. Además, deberán estar dotados de una fuente de energía secundaria que asegure el funcionamiento de la iluminación al menos en las 12 horas siguientes desde que se produzca el fallo en la alimentación principal. El tiempo de conmutación a este sistema de emergencia será como máximo de 15 segundos.

3.2.5. Medios necesarios

Los medios necesarios para desarrollar los trabajos descritos anteriormente serán:

- a) Buques: Remolcadores de altura (capacidad de tiro de 80-100 toneladas) y buque de apoyo tipo "ITARA" o "VB LA GRACIOSA 2" para realizar distintas operaciones. Para el relleno de las celdas con lastre solido se utilizará el Buque Gánguil Split Barge "OMARSUB" con una capacidad de la cántara de 750 m³.
- b) Kits de izado: Para la elevación de los tramos se utilizarán seis kits de izado cuyo elemento principal es un gato hidráulico con una capacidad de 500 t. Estos kits estarán dispuestos sobre la cabeza del T1 y T0 y llevarán caja de electroválvulas, recogedor de cables y estructura con plataforma.
- c) Bombas de tornillo sin fin: Para el amasado del mortero y su posterior bombeo, en la plataforma del Prototipo se colocará una bomba de tornillo sin fin, que permitirá el relleno con mortero de las juntas horizontales, tanto la T2/T1 como la T1/T0.

Los materiales principales que se emplearán en el proceso de instalación del Prototipo en PLOCAN, será exclusivamente: mortero MasterFlow 9800 de la firma Basf, agua salada y bolsas de nylon con neumáticos reciclados.

3.2.6. Descripción de las operaciones en fase de servicio

Finalizado el proceso de instalación del Prototipo y considerando los dos años de producción como primera fase de ensayos experimental, una vez alcanzados los objetivos del proyecto H2020 LC3 "ELICAN", el prototipo será traspasado a una entidad pública, para continuar una segunda fase de ensayos experimental, ya que la vida útil de la turbina es de 15 años y posiblemente se extienda más allá de este periodo. Las operaciones principales que se realizarán durante toda la fase de servicio serán:

- a) Monitorización de la estructura: Para analizar el comportamiento que se produce por el impacto del oleaje y las corrientes, así como las supresiones que se generan en la cimentación del zócalo por el paso de la ola, se ha

dispuesto en el zócalo y en la torre una serie de sensores de presión, los cuales permitirán monitorizar la estructura durante toda la fase de servicio.

b) Operaciones de mantenimiento: La torre no requerirá ningún tipo de mantenimiento, solamente requerirá labores de mantenimiento preventivo y/o correctivo la turbina. En este sentido, los niveles de las actividades de mantenimiento en función de la importancia de la avería y de los periodos de indisponibilidad a los que pueda dar lugar, se pueden clasificar en:

b.1) *Mantenimiento preventivo*: Revisiones periódicas (≤ 3 meses): se trata de actividades asociadas al mantenimiento preventivo de los aerogeneradores (principalmente revisiones electromecánicas) y suponen en muchos casos una parada del aerogenerador.

b.2) *Mantenimiento correctivo*:

- Sucesos poco importantes (intervención programable): se consideran eventualidades sin importancia excesiva en la máquina o en la infraestructura eléctrica (principalmente las que afectan a los sensores auxiliares, pequeñas incidencias sobre el software de control, etc.). En este caso puede ser necesaria la intervención de un operario únicamente para verificar el correcto estado del sistema.
- Averías graves (intervención inmediata): se engloban en este apartado las averías que pueden dar lugar a paradas del aerogenerador. En este caso es importante realizar por parte del servicio técnico de operación y mantenimiento una correcta detección, diagnóstico y reparación de los equipos fuera de servicio hasta lograr la nueva puesta en marcha de la máquina.
- Destrucción de componentes (intervención urgente): aunque la probabilidad de que un componente se destruya completamente por fallo de los sistemas de seguridad o condiciones meteorológicas extremas es muy reducida, no debe despreciarse.

El medio necesario para labores de mantenimiento preventivo es un buque de apoyo tipo a los descritos en los “Medios necesarios”.

3.2.7. Descripción de las operaciones para el desmantelamiento

No se requerirá ningún material específico en el proceso de desmantelamiento. Las operaciones a realizar para el desmantelamiento del Prototipo son las siguientes:

a) *Retirada de la protección anti-socavación y dragado de lastre sólido*: Para el deslastrado del zócalo se deberá retirar el material dispuesto de forma perimetral al zócalo y se deberá dragar la grava del interior de las celdas. Se utilizará un buque gánguil que extraerá la grava mediante una bomba de succión de gran potencia (250 kW) y capacidad (200-250 m³/h). Para la retirada del material succionado, se cargará en la cántara del buque y se descargará en el Puerto de Arinaga para su posterior traslado terrestre a la planta de vertido. El punto de descarga será nuevamente la Cantera Juan

Grande. Una vez retirada la grava, un equipo de buzos sellarán las bocas de entrada/salida del material con la colocación de una brida ciega, lo que permitirá el deslastrado del zócalo en etapas posteriores.

- b) *Vaciado de agua el tramo T0 e instalación del sistema de deslastrado:* Inicialmente se deberá vaciar de agua el tramo T0 que ha quedado lleno en etapas anteriores, y posteriormente se volverá a instalar el sistema de lastrado/deslastrado, con el montaje de válvulas, cajas de fangos, bombas y tuberías.
- c) *Montaje de los seis kits de izado sobre la cabeza del T0:* Para el montaje de los seis kits de izado sobre la cabeza del T0, previsiblemente será necesario utilizar una gabarra con una grúa que será remolcada desde el Puerto hasta la posición del Prototipo por un remolcador de altura. La grúa tendrá que elevar los kits de 10 toneladas de peso a una altura aproximada de 22 metros. Una vez instalados los kits, se deberán enhebrar los tendones por la brida de cabeza del T0 y la brida de base del T1, trabajando por el interior de la torre para montar las placas de reparto y las placas de cunas. Una vez hecho esto, los kits deberán tomar carga para poder liberar el tramo T1. En estas operaciones también se montarán los guidores.
- d) *Corte con hilo diamantado de la junta horizontal T0/T1:* Para la instalación de la máquina de corte con hilo diamantado, previamente se han realizado unos taladros diagonales en las juntas horizontales. de forma que éstos queden a ambos lados de los pernos, para que en su proceso también corten a los pernos. Ejecutados los taladros, el cable diamantado se deberá enhebrar por ellos, cerrando el circuito de corte. Se realizará el corte de toda la junta liberando el tramo T1 del T0.
- e) *Arriado de los tramos T1+T2 con los kits de izado:* Como los kits están en carga, los tramos T1 y T2 se bajarán hasta que el tramo T1 cargue sobre los apoyos dispuestos en la cimentación. Para esta operación no se requerirán medios auxiliares, más allá de los necesarios para albergar los equipos de control.
- f) *Desmontaje de tres kits y desplazamiento de otros tres a la cabeza del T1:* Para bajar el tramo T2 solamente serán necesarios tres kits de izado de 500 toneladas. Para ello, utilizando la grúa, se desmontarán tres kits de izado que serán acopiados en la gabarra, y se desplazarán los otros tres kits sobre la cabeza del tramo T1. Los tendones de estos tres kits se deberán enhebrar por las vainas dispuestas en la brida del T1 y las vainas de la brida de la base del T2. Montadas las placas de cuñas y las placas de reparto, los gatos hidráulicos tomarán nuevamente carga, para liberar de esa tarea a los pernos y poder cortarlos.
- g) *Montaje del sistema de flotación AFS:* Realizada la operación anterior, se montará el sistema de flotación en proceso similar al montaje en Puerto. Inicialmente, el AFS se encuentra en situación plegada, con los flotadores en contacto y con cabos en tensión, que garantizan el contacto y el comportamiento como un sólido rígido. Un remolcador de puerto, moverá la estructura hasta hacer contacto con la torre, momento en que aumentará el impulso con los motores para garantizar la posición. Posteriormente, con un

barco auxiliar se dispondrá un cabo alrededor de la torre que al tensionarse servirá para cerrar el conjunto. Para realizar un cierre controlado, los cables que inicialmente mantenían el AFS plegado, deben liberar dicho tiro, pero se realizará de forma secuencial, para garantizar que la operación se realice de forma correcta. El tiro del cable recién instalado desplegará ambos brazos y permitirá realizar la pre-compresión del cierre, para permitir que el bulón del actuador hidráulico atraviese correctamente el orificio.

- h) *Deslastrado del zócalo y posterior remolcado a zona portuaria*: Se trata de retirar el agua de las celdas mediante el sistema de deslastrado –previamente montado–, y una vez emergida la estructura, remolcar el Prototipo a Puerto para su desmantelamiento. El remolcado se realizará con los remolcadores de altura.

Los medios necesarios para estas operaciones serán una gabarra con grúa más remolcador de apoyo, así como una máquina de corte con hilo diamantado.