

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE AUTORIZA A TALASOL SOLAR, S.L., LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA TALASOL SOLAR PV, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 400/30 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 400 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE TALAVÁN, SANTIAGO DEL CAMPO, HINOJAL Y CASAS DE MILLÁN, EN LA PROVINCIA DE CÁCERES, Y SE DECLARA LA UTILIDAD PÚBLICA DE DICHA LÍNEA.

Expediente nº: INF/DE/162/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

D. Benigno Valdés Díaz

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 4 de mayo de 2017

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 autoriza a TALASOL SOLAR, S.L., la instalación fotovoltaica TALASOL SOLAR PV, la subestación eléctrica a 400/30 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación de energía eléctrica, en los términos municipales de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal y Casas de Millán, en la provincia de Cáceres, y se declara la utilidad pública de dicha línea, 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

Con fecha 15 de junio de 2012, Talasol Solar, S.L. (en adelante TALASOL) presentó, ante la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR¹), solicitud de

¹ En la actualidad Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD)

Evaluación de Impacto Ambiental, Autorización Administrativa y Aprobación del Proyecto de Ejecución de la Planta Generadora fotovoltaica de 300 MW, Subestación transformadora incluida en el terreno de la planta y línea de evacuación a 400 kV a realizar en el término municipal de Talaván (Cáceres).

Con fecha 21 de septiembre de 2012, tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) la documentación ambiental con la que se inicia el trámite de evaluación del impacto ambiental del proyecto. Con fecha 24 de enero de 2013 (tras la subsanación del documento de inicio por parte del promotor remitida el 19 de diciembre de 2012), la mencionada Dirección General estableció un periodo de consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas, para determinar el alcance del estudio de impacto ambiental y señalar las implicaciones ambientales del proyecto. El 12 de abril de 2013 dicha Dirección General trasladó al promotor el resultado de las contestaciones a las consultas, incluyendo una copia de las mismas y los aspectos más relevantes que debería incluir el estudio de impacto ambiental.

Con fecha 20 de septiembre de 2013, TALASOL presentó ante el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura dos escritos, uno dirigido a la DGPEM solicitando la Declaración de Impacto Ambiental, Autorización Administrativa, Declaración de Utilidad Pública y Aprobación de Proyecto de Ejecución de una Planta Generadora Fotovoltaica de 300 MW (en adelante TALASOL SOLAR PV), situada en el término municipal de Talaván (Cáceres), y otro dirigido a la misma Área solicitando el inicio de los trámites oportunos.

Con fecha 23 de septiembre de 2013, la mencionada Área realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, según el artículo 9 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.

La misma Área sometió el proyecto y el estudio de impacto ambiental (EIA) al trámite de información pública mediante anuncios en el Diario de Extremadura, de 4 de octubre de 2013, en el Boletín Oficial de la Provincia de Cáceres, número 194, de 8 de octubre de 2013, y en el Boletín Oficial del Estado (BOE), número 246, de 14 de octubre de 2013y.

El Director de la citada Área emitió, con fecha 8 de abril de 2014, informe favorable a la solicitud de TALASOL de Autorización Administrativa, Declaración de Utilidad Pública y Aprobación del Proyecto de Ejecución de TALASOL SOLAR PV, procediendo a remitir a la DGPEM el EIA, el Proyecto de Ejecución de la instalación y copia completa del expediente de información pública.

Con fecha 9 de junio de 2014 se recibió en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, procedente de la DGPEM, el expediente

completo que incluye el resultado de la información pública, el EIA, el proyecto técnico y otra documentación relacionada.

Mediante Resolución de 19 de noviembre de 2014 (publicada en el BOE de 28 de noviembre de 2014) de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se formula declaración de impacto ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto TALASOL SOLAR PV, en el término municipal de Talaván (Cáceres), siempre que se apliquen las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante el proceso de evaluación de impacto ambiental.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 28 de enero de 2016, Red Eléctrica de España (REE) emitió informe de actualización de los informes previos de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) para la instalación TALASOL SOLAR PV. En dichos Informes se analiza la solución de conexión de la línea a 400 kV desde dicha planta a la subestación Cañaveral 400 kV (línea que recibiría la consideración de “instalaciones de conexión no transporte”, que son instalaciones asociadas a la evacuación o suministro de grandes instalaciones de generación) a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación. Dicho informe concluye que, según los estudios de ámbito zonal y nodal realizados, la conexión de la instalación analizada resultaría técnicamente viable sólo individualmente, es decir, sin considerar el resto de instalaciones con autorización de acceso condicionado a la Planificación con horizonte en 2020, puesto que si se tiene en cuenta la previsión de conexión de generación renovable no eólica no gestionable en Cañaveral 400 kV, se excedería la capacidad máxima admisible en dicha subestación para la conexión de nuevas instalaciones de generación. (El contenido de este informe se desarrolla más adelante en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación el sistema”).

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 31 de octubre de 2016 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 autorizan la instalación TALASOL SOLAR PV, la subestación eléctrica a 400/30 kV y la línea aérea de evacuación a 400 kV. Asimismo, con fecha 22 de noviembre de 2016 tuvo entrada 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 fotovoltaica, de la subestación de transformación 400/30 kV y de la línea aérea de evacuación de energía eléctrica a 400 kV—se incluye una síntesis de su contenido como Anexo I a este Acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto al impacto sobre el entorno al implantar la instalación y sobre Seguridad y Salud; 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 de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, y e) Resolución por la que formula DIA favorable al 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 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”).
- Texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008², de 11 de enero (en adelante TRLEIA).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- 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.

² Derogado por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental; no obstante, se menciona tanto en el proyecto como en la declaración de impacto ambiental del mismo, puesto que su tramitación se inició antes de la entrada en vigor de la mencionada Ley 21/2013.

- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante TRLSC).
- 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.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que TALASOL ha presentado solicitud de autorización administrativa para las instalaciones (TALASOL SOLAR PV propiamente dicha, la subestación eléctrica a 400/30 kV y la línea aérea de evacuación a 400 kV), y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el Real Decreto 1955/2000 y lo dispuesto en el TRLEIA, e indica que dicha Área de Industria y Energía emitió informe favorable respecto al Proyecto, con fecha 8 de abril de 2014.

Asimismo informa que, mediante Resolución de 19 de noviembre de 2014 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA, el proyecto obtuvo DIA favorable, sometida a la puesta en práctica de las medidas preventivas, correctoras y del programa de vigilancia ambiental establecido en la misma.

También se indica en la Propuesta que la línea de evacuación a 400 kV es de uso exclusivo del parque fotovoltaico y propiedad del promotor. Asimismo se informa que REE emitió, con fecha 28 de enero de 2016, informes relativos a la solicitud para la conexión de la central solar en la subestación de Cañaveral 400 kV, que se encuentra incluida en el documento acordado por el Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre.

Se informa, además, que posteriormente se ha solicitado el cambio de titularidad para el proyecto a favor de TALASOL, así como la emisión a favor del nuevo titular de las autorizaciones y concesiones correspondientes.

La Propuesta describe las principales características de la central: se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 300,61 MW (según definición establecida en el artículo 3 del RD 413/2014), emplazada en el término municipal de Talaván, en la provincia de Cáceres; la subestación de transformación, ubicada también en Talaván, contiene una configuración de cinco posiciones, de las cuales una es de línea, tres de transformación y una de medida de barras; la línea aérea de evacuación a 400 kV tiene como origen la subestación transformadora 400/30 kV de la instalación fotovoltaica, discurriendo su trazado hasta la subestación de Cañaveral 400 kV,

propiedad de REE; es una línea de corriente alterna trifásica de unos 24 km de longitud, que afectará en su recorrido a los términos municipales de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal y Casas de Millán, todos ellos municipios de la provincia de Cáceres; además, la instalación contempla las líneas eléctricas subterráneas a 30 kV que conectan los centros de transformación con las subestaciones eléctricas de la planta.

Por otra parte, la Propuesta indica que TALASOL deberá cumplir todas las condiciones impuestas en la DIA y las que en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse, así como las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Visto todo lo anterior, se propone autorizar tanto la instalación fotovoltaica, la subestación y la línea aérea a 400 kV de evacuación, como declarar la utilidad pública de la misma.

Además, la Propuesta recuerda que, según lo establecido en el apartado segundo la disposición transitoria primera del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico, TALASOL dispondrá de un plazo de cuatro meses para depositar una nueva garantía económica conforme a lo dispuesto en los artículos 59 bis, 66 bis o 124 del citado RD 1955/2000. Transcurrido dicho plazo sin que se hubiera presentado la nueva garantía, quedará sin efecto la autorización.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es una tecnología renovable de entre las consideradas más respetuosas con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes durante su operación, ni ruidos ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y sólo un reducido mantenimiento. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red contribuyen a la reducción de emisiones de CO₂ en el mix de producción de energía eléctrica, además de alcanzar su máximo nivel de producción de electricidad coincidiendo con periodos de elevada demanda energética.

Los módulos fotovoltaicos utilizados serán SUNPOWER E-21, módulo especialmente diseñado para aplicaciones de conexión a red, que está fabricado con células de silicio monocristalino cuyo rendimiento medido en

condiciones STC³ es del 14,42% y su tolerancia se sitúa en torno al +/-3%. Se ha estimado⁴ una producción anual de 633 GWh.

Prácticamente los únicos recursos naturales que consume la planta y la infraestructura necesaria derivada de ésta son los relativos al suelo ocupado; el Proyecto presentado estima que la superficie aproximada que ocuparán los módulos será de 551 hectáreas y no contempla realizar movimientos de tierras para nivelar el terreno, sino que sólo se acondicionará mediante un desbroce superficial, extrayendo las rocas sin variar la topografía del terreno, de forma que la huella ecológica que originará la instalación fotovoltaica sobre el terreno en el que se asentará resultará mínima. Cabe indicar al respecto que esta instalación permite su fácil desmontaje, volviendo los terrenos a sus características originales con una inversión reducida y contemplada en el proyecto.

Por otra parte, respecto a las estructuras que sustentarán los módulos fotovoltaicos, si bien en el proyecto inicial se consideró la posibilidad de utilizar tecnología de seguimiento solar a un eje, ya en la DIA se ha definido que sean estructuras fijas, teniendo en cuenta el elevado coste de las estructuras para seguimiento solar y de su mantenimiento. La estructura metálica fija tendrá un anclaje de acero con doble poste y una inclinación de 20° respecto a la horizontal para optimizar la captación de radiación solar, con una separación entre estructuras que evite el sombreado de las mismas entre sí del orden de 6,93 metros, lo cual garantizará un mínimo de 4 horas de sol en torno al solsticio de invierno.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto hace referencia a un listado exhaustivo de legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 1663/2000, de 9 de mayo, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión; la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión; y diversas Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

³ Condiciones Estándar de Medida: radiación de 1.000 W/m², espectro de 1,5 A.M. (*Air Mass*, o masa de aire) y temperatura de célula fotovoltaica (celda) de 25 °C.

⁴ Utilizando como fuente de datos el PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): El Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica es un instrumento de investigación y apoyo para la evaluación geográfica del recurso de energía solar en el contexto de la gestión integrada de la generación distribuida de energía.

Los equipos y sistemas incluidos en el Proyecto son conformes a las directrices y criterios establecidos por la legislación aplicable en materia de seguridad e higiene en el trabajo, prevención de riesgos laborales, medidas de control de riesgos, señalización, etc., ajustándose a las normas técnicas de seguridad según lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, para las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía, y sus desarrollos posteriores, a las Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y al Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda normativa que la complementa.

El Proyecto de la Planta especifica que los materiales que se suministren y la instalación misma se ajustarán y ejecutarán ateniéndose a la última edición de las Normas y Reglamentos en vigor y que, en caso de discrepancia prevalecerán los Reglamentos y Normas Nacionales y Recomendaciones CEI⁵. En particular, se refiere a diversas normas de obligado cumplimiento (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias, Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, Reglamento de verificaciones eléctricas, Reglamento de líneas eléctricas aéreas de Alta Tensión, Normas UNE y Ley de Prevención de Riesgos Laborales), a normas de referencia (Normas Tecnológicas de la Edificación, Normas CEI), Códigos y Reglamentación locales y Normas DIN⁶) y a normativa respecto a los materiales (Normas UNE, Comisión Electrotécnica de Normalización Europea, CENELEC, CEI y Organismos Nacionales oficialmente reconocidos).

En particular, se indica que será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. El conexionado entre módulos se realizará con conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-k 0,6/1 kV UNE 21-123 IEC 502 90, de tensión nominal no inferior a 1000 V y 4 mm² de sección. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador. El generador fotovoltaico se conectará a tierra.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. La estructura soporte será calculada según Norma NBE-MV-103 para soportar cargas extremas debidas a tales

⁵ Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), conocida también por sus siglas en inglés, IEC (International Electrotechnical Commission).

⁶ “Deutsches Institut für Normung” o “Instituto Alemán de Normalización”. Las normas DIN representan regulaciones que operan sobre el comercio, la industria, la ciencia e instituciones públicas respecto del desarrollo de productos alemanes.

factores climatológicos adversos. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

El acero empleado en los perfiles que constituyen la estructura metálica será laminado en caliente de acuerdo a lo especificado en las normas UNE 37-501 y UNE 37- 508. El acero de los perfiles conformados será galvanizado en caliente según norma UNE EN ISO 10142 y 10147 con un espesor mínimo de galvanizado Z225. El fabricante debe garantizar las características mecánicas y la composición química de los productos que suministre. Las condiciones técnicas de suministro de los productos serán objeto de comercio entre el consumidor y el fabricante y se ajustarán a lo que establecen las normas NBE-EA-95 y UNE 36007.

El inversor utilizado será del tipo de conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango (0,85-1,1 Um), frecuencia de red fuera de rango (49-51 Hz), sobretensiones mediante varistores o similares, perturbaciones presentes en la red (como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.), polaridad inversa y fallo de aislamiento. El inversor inyecta en red para potencias mayores del 10 % de su potencia nominal y alcanza un factor de potencia superior a 0,95, entre el 25 y el 100% de dicha potencia nominal.

En la instalación eléctrica, las conexiones aisladas, fijadas directamente sobre la estructura, se realizarán con cables de tensiones asignadas no inferiores a 0,6/1 kV, provistos de aislamiento y cubierta. En las bandejas sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta (incluidos cables armados), unipolares o multipolares, según norma UNE 20.460-5-52.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro podrán retirarse los precintos sin su consentimiento, siendo en este caso obligatorio informarla con carácter inmediato.

Todos los aparatos y máquinas principales deberán ser señalizados. Se deberán diferenciar todos los elementos entre sí mediante marcas establecidas claramente. Los rótulos poseerán las dimensiones y estructura adecuadas para su fácil comprensión. En especial, deberán señalizarse todos los elementos de accionamiento, los de maniobra y los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, excepto cuando sean observables a simple vista.

Se instalará una valla de seguridad de dos metros de altura para proteger la instalación frente al robo y vandalismo, fabricada con tubos de acero galvanizado suplementado mediante ballestas de 60 cm y 3 alambres de acero en caliente, montada sobre cimentación y con puertas también de acceso de vehículos de 6 metros.

El conjunto de la instalación, es decir, tanto la planta como la subestación y los elementos a instalar en el interior e inmediaciones de los centros de transformación, entradas y salidas de conductores, celdas de protección, equipos de protección, sus materiales y forma de instalación cumplirán lo establecido en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y en todas sus instrucciones y normas adyacentes a las que pudiera hacer referencia así como otra normativa técnica de aplicación (los mencionados Reales Decretos 223/2008 y 337/2014, entre otros).

El Proyecto incluye numerosos cálculos en cuanto a la seguridad de la instalación proyectada como la distancia de seguridad entre pasillos, coeficientes de seguridad de apoyos y herrajes, distancias de seguridad de la línea, cálculos de factor de seguridad, etc.

Por otra parte, el Proyecto incluye el “Estudio de Seguridad y Salud” (uno para cada parte del proyecto, es decir, para la planta, la subestación y la línea de evacuación) y hace una descripción específica del sistema de protección contra incendios.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

En escrito de fecha 28 de enero de 2016, REE informa lo siguiente sobre los aspectos más relevantes en relación con el acceso y la conexión a la red de transporte de la instalación objeto de informe, en el nudo de la red “Cañaveral 400 kV” (se materializaría a través de una nueva posición de transporte en la subestación existente Cañaveral 400 kV, posición de línea que permitiría la conexión de la línea ST Talasol-Cañaveral 400 kV, perteneciendo dicha línea a las instalaciones de conexión no transporte), y su impacto sobre la operación del sistema:

- En el ámbito zonal con influencia sobre el nudo solicitado (que integra la generación con evacuación sobre los nudos de la red de transporte con potencial afección) la conexión del contingente de generación que supone la proveniente de TALASOL SOLAR PV resultaría técnicamente viable.
- En el ámbito nodal, la previsión de conexión de generación no eólica no gestionable en Cañaveral 400 kV asciende a 1.050 MW, que comprende cuatro instalaciones fotovoltaicas con autorización de acceso condicionado a la planificación vigente, incluyendo la instalación objeto de informe. El estudio del ámbito nodal concluye que la conexión de todo este contingente de generación excedería las posibilidades de conexión en dicho nudo⁷, como

⁷ El estudio de capacidad en Cañaveral 400 kV incluido en el Anexo remitido junto al informe de REE de enero de 2016 indica que, según el análisis de potencia de cortocircuito, aplicable

consecuencia de la aplicación del límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable, según establece el RD 413/2014.

Por tanto, la conexión de la instalación resultaría técnicamente viable sólo individualmente y sin considerar la totalidad de instalaciones con autorización de acceso condicionado a la planificación 2020⁸. En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el nudo de Cañaverall 400 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del Real Decreto 1955/2000, no existe reserva de capacidad en red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción eólica en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.
- También son previsibles limitaciones a instalaciones de generación cuya potencia instalada constituya un riesgo para la seguridad de suministro tanto en el ámbito zonal como en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español. La conexión de la instalación objeto de informe podría verse afectada en función de la coordinación nacional que se acometa y de las normas y medidas concretas que se establezcan.

El escrito de REE adjunta también ICCTC y el IVCTC, incluyendo en el primero como condicionante complementario la necesidad de que REE obtenga las Autorizaciones Administrativas de las instalaciones de transporte, mientras que en el segundo se indican los requisitos que aún están pendientes de cumplir, tales como la firma de los Contratos Técnicos de Acceso, el 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, recepción de medidas, alta de las telemedidas en el sistema de tiempo real a través del CECOEL habilitado

por el carácter no gestionable de la generación, establecido en el Anexo XV del RD 413/2014, la máxima potencia no eólica no gestionable a conectar en el nudo Cañaverall 400 kV sería de 335 MW.

⁸ El horizonte 2020 es el reflejado en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, elaborado por el MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

según especificaciones establecidas en el Procedimiento de Operación del Sistema (P.O.) 8.2, así como la cumplimentación de la información requerida a las instalaciones según establece el P.O. 9.

Por tanto, el informe manifiesta que el procedimiento de conexión terminará cuando entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte o distribución firmen el Contrato Técnico de Acceso, siendo necesario previamente disponer de las autorizaciones administrativas de las plantas de generación y de sus instalaciones de conexión, y son éstas las que permitirán identificar las instalaciones óptimas para acceder a dicha conexión, tanto por posibilidades técnicas como por la potencial coordinación de las instalaciones de conexión manteniendo la seguridad de suministro y la eficiencia económica.

En todo caso, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte deberán observarse los requerimientos normativos vigentes, en particular lo establecido en el P.O.12.2 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005), lo que supone que, en el caso de que varios generadores concurren en una misma posición de conexión, se requerirá la coordinación con REE por el Interlocutor Único del Nudo⁹ de Cañaveral 400 kV, que actuará como "Representante" para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

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 apartado e) del grupo 3 del Anexo I del TRLEIA, por lo que, de conformidad con lo establecido en su artículo 3.1, con carácter previo a su autorización administrativa se ha sometido a evaluación de impacto ambiental, procediendo formular su Declaración de Impacto Ambiental, de acuerdo con el artículo 12.1 del Real Decreto Legislativo citado.

El Secretario de Estado de Medio Ambiente, a la vista de la propuesta de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural y mediante Resolución de 19 de noviembre de 2014, formuló DIA favorable, considerando que el proyecto no producirá impactos adversos significativos, quedando adecuadamente protegidos el medio ambiente y los recursos naturales, siempre y cuando se autorice en la alternativa y en las condiciones señaladas en la propia Resolución que resultan de la evaluación de impacto ambiental practicada.

⁹ El 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, establece, en su Anexo XV «Acceso y conexión a la red», la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión cuando existan varios generadores que compartan un punto de conexión y la limitación de potencia de cortocircuito del nudo de conexión para los generadores no gestionables.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta solar, subestación 400/30 kV y línea aérea de evacuación (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje, del patrimonio cultural), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad de los campos electromagnéticos, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, control de los procesos erosivos, mantenimiento del drenaje, control de la mortalidad de la fauna, etc.), y conllevan asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en la propia DIA, de forma diferenciada para las fases de construcción y de explotación. En particular, se diseñará un plan de seguimiento y vigilancia específico de las aves esteparias y rapaces, de al menos 5 años de duración, que se integrará dentro del programa de vigilancia ambiental. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado de protección ambiental establecido en la DIA.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La instalación se localizará dentro de la Finca Dehesa de Camacho, en el término municipal de Talaván (Cáceres), ocupando una superficie aproximada de 551 hectáreas correspondiente a la parcela 1 del polígono 14 (365 hectáreas) y a la parcela 1 del polígono 15 (186 hectáreas) del citado municipio. El acceso a la planta se realizará por la carretera EX-390.

El proyecto no contempla realizar movimientos de tierras para nivelar el terreno, sino que sólo se acondicionará mediante un desbroce superficial, extrayendo las rocas sin variar la topografía del terreno. De hecho, se ha elegido una alternativa cuya afección a la vegetación es mínima ya que las parcelas de los polígonos 14 y 15 se han utilizado para cultivos por lo que no existe vegetación de porte arbóreo, mientras que en otras alternativas sí se daba esta situación.

La subestación transformadora se ubicará dentro de la parcela 1 del polígono 15 del mismo término municipal, porque se encuentra más alejada de la ZEPA¹⁰ Embalse de Talaván y su impacto visual es menor al estar más retirada de la carretera EX-390.

La línea eléctrica aérea para la evacuación de la energía tiene una longitud de 23,659 km. Está formada por cuatro alineaciones y discurre los términos municipales de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal y Casas de Millán, todos situados en la provincia de Cáceres. Discurre más o menos paralela a la autovía A-66, no afecta a la ZEPA Embalse de Talaván, presenta una menor longitud que otras alternativas similares planteadas y discurre más alejada de áreas de nidificación de especies de avifauna de interés.

¹⁰ Zona de Especial Protección para las Aves.

Las infraestructuras proyectadas se ubican en la provincia de Cáceres, al norte de la capital, dentro de los términos municipales de Casas de Millán, Hinojal, Santiago del Campo y Talaván. Se localizan dentro del ámbito de la cuenca hidrográfica del Tajo, donde el relieve suavizado de la penillanura es interrumpido por los dos cursos de agua principales, los ríos Tajo y Almonte, que discurren encajados por valles estrechos y de relieve abrupto. También se encuentran presentes el arroyo Talaván y otros cauces de carácter estacional. Los usos del suelo son principalmente el agrícola de cereal y el ganadero extensivo, con una importante cabaña ganadera de vacuno.

Respecto a la vegetación existente, las parcelas donde se ubicará la planta fotovoltaica han estado dedicadas principalmente al cultivo extensivo de cereal, aunque actualmente no se realizan dichas labores, y están ocupadas por pastizal mediterráneo y zonas con predominio del estrato arbustivo. Pueden existir algunos reductos de dehesa y repoblaciones de encina, así como bosquetes de acebuche acompañados de matorrales en las zonas de pendientes más acusadas.

El trazado de la línea eléctrica discurre principalmente sobre pastizales y cultivos herbáceos y, en menor medida, sobre formaciones de matorral con porte arbustivo poco denso y dehesas de encina, quejigo y alcornoque.

La planta fotovoltaica se localiza próxima a los siguientes espacios incluidos en la Red Natura 2000 y en la Red de Espacios Naturales Protegidos de Extremadura: ZEPA Embalse de Talaván, ZEPA Riberos del Almonte, LIC¹¹ río Almonte, ZEPA Llanos de Cáceres y Sierra de Fuentes y Zona de Interés Regional (ZIR) Llanos de Cáceres y Sierra de Fuentes. Asimismo, en la zona está presente el hábitat natural de interés comunitario (HIC) de retamares y matorrales de genisteas.

El área de estudio se corresponde con un área de interés para la avifauna, al constituir zonas de campeo utilizadas como áreas de alimentación de numerosas especies protegidas incluidas en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Extremadura (Decreto 37/2001, de 6 de marzo) y en el anexo IV de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, de Patrimonio Natural y de la Biodiversidad como especies que serán objeto de medidas especiales en cuanto a su hábitat, con el fin de asegurar su reproducción en su área de distribución.

La línea eléctrica proyectada se encuentra próxima a los espacios naturales protegidos indicados anteriormente y atraviesa la ZEPA Embalse de Alcántara, corredor natural de especies de avifauna protegida. Su trazado forma parte de un área de interés para la grulla, según se establece en el Plan de Manejo de la Grulla Común en Extremadura, y para aves necrófagas y rapaces que la utilizan como área de campeo y alimentación. En particular, el inicio del trazado se sitúa a menos de 2,5 kilómetros de los territorios de reproducción de alimoche, cigüeña negra y águila real, ocupando áreas de campeo de éstas y

¹¹ Lugares de Importancia Comunitaria.

otras especies. Dicho trazado, cruza además un área de aproximadamente 485 hectáreas, situada al suroeste del núcleo urbano de Hinojal, fuera de los límites de la ZEPA Embalse de Talaván, de alto valor para la reproducción de varias especies de aves esteparias, por lo que recientemente ha sido propuesta para su inclusión dentro de la citada ZEPA.

Además, el conjunto de las actuaciones proyectadas se localizan dentro del Área Importante para las Aves (IBA) denominado “Embalse de Alcántara-Cuatro Lugares”.

Por otra parte, en el ámbito de actuación se localizan numerosos elementos pertenecientes al patrimonio cultural, principalmente asociados con la dispersión de cerámicas y rocas con grabados, así como la presencia de las vías pecuarias Vereda del Camino Real de Castilla y Colada Camino de Santiago a Monroy.

Por otra parte, en el Informe favorable del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, de fecha 8 de abril de 2014, se indica que los Ayuntamientos de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal, Casas de Millán y Cañaveral, han puesto de manifiesto, en documentos fechados en noviembre y diciembre de 2013, que no tienen nada que alegar a la planta proyectada ni tienen ningún reparo a la concesión de las licencias necesarias para su autorización y puesta en funcionamiento.

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 TALASOL, como empresa promotora del Proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

TALASOL es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 3 de octubre de 2011, mediante la aportación de tres socios en representación de sus respectivas sociedades (Renova Energías Renovables, S.L., Jadi Soluciones, S.L. e Inversadi Sociedad de Inversiones, S.L.) erigiéndose en administradores mancomunados de la sociedad, que se regirá por lo dispuesto en sus Estatutos, el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, el Código de Comercio, y demás disposiciones legales que le sean de aplicación. El artículo 2 de sus Estatutos define su

objeto social como «*distribución, compra-venta de accesorios y equipos y prestación de servicios relacionados con la realización de proyectos, tramitación administrativa y ejecución de instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones de todo tipo, incluidas las de generación de electricidad y aprovechamiento de energía tanto fotovoltaica como térmica; servicios de asesoramiento y participación accionarial, parcial o total, en empresas propietarias de generadores eléctricos o relacionados con el mercado y la comercialización de la electricidad y las telecomunicaciones; creación y participación accionarial en empresas prestadoras de servicios de ingeniería de proyectos y ejecuciones de instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones; servicios de formación y consultoría a colectivos y empresas relacionados con la realización de proyectos e instalaciones de electricidad, generación eléctrica y telecomunicaciones; prospección y alquiler y compras de terrenos para la realización de proyectos e instalaciones eléctricas y de telecomunicaciones; instalaciones para la comercialización, compra y venta de electricidad*», actividades que podrá desarrollar la propia Sociedad, total o parcialmente, de modo indirecto, mediante la participación en otras sociedades con objeto idéntico o análogo.

Con fecha 4 de noviembre de 2011 fue suscrito un documento privado de compraventa de participaciones sociales de TALASOL entre Renova Energías Renovables, S.L., Jadi Soluciones, S.L. e Inversadi Sociedad de Inversiones, S.L., como parte vendedora y GEHRLICHER SOLAR ESPAÑA, S.L.U. como parte compradora, elevando a público dicho documento mediante escritura de la misma fecha, obligándose las partes a su cumplimiento. En virtud de dicho contrato, las sociedades vendedoras venden y transmiten a la sociedad compradora las participaciones sociales que componen el 100% del capital social de TALASOL, de forma que todas las participaciones se transmiten íntegramente desembolsadas, libres y exentas de toda carga y con todos los derechos que las mismas lleven aparejadas.

También con fecha 4 de noviembre de 2011, la sociedad, ahora de carácter unipersonal, acordó en Junta General cesar a los anteriores administradores mancomunados y nombrar a dos nuevos administradores solidarios, acuerdos que fueron elevados a escritura pública en la misma fecha.

Con fecha 20 de agosto de 2013 se declaran elevados a escritura pública los acuerdos adoptados por la Junta General de la Sociedad TALASOL celebrada el día 15 de julio de 2013 relativos al cese de administradores solidarios, modificación del órgano de administración y nombramiento de Administrador Único a GEHRLICHER SOLAR ESPAÑA, S.L.U., tal y como consta en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) de fecha 6 de noviembre de 2013.

El socio único de TALASOL, GEHRLICHER SOLAR ESPAÑA, S.L.U. (en adelante GEHRLICHER ESPAÑA), se constituyó en 2001 bajo la denominación social de Gestión y Ahorro Energético, S.L., cambiando su denominación el 29 de enero de 2008 mediante escritura de elevación a público de acuerdos sociales. Con fecha 16 de noviembre de 2009 se firmó la escritura de

declaración de unipersonalidad, teniendo como socio único a GEHRLICHER SOLAR AG¹², matriz del Grupo GEHRLICHER SOLAR (en adelante Grupo GEHRLICHER).

El objeto social de GEHRLICHER ESPAÑA es la proyección, promoción, instalación o construcción de instalaciones de energías renovables, instalaciones eléctricas e instalaciones industriales, la producción y venta de energía eléctrica en régimen especial y en régimen general, el mantenimiento y operación de instalaciones de energías renovables y la fabricación, importación, exportación, distribución y venta al por mayor de componentes, equipos o similares de energías renovables.

Con fecha 27 de septiembre de 2013 se abrió formalmente un procedimiento concursal sobre los activos de la sociedad GSAG Abwicklungs AG (anteriormente denominada GEHRLICHER SOLAR AG, socio único de GEHRLICHER ESPAÑA) y se nombró un Administrador Concursal con poder de representación sobre los activos de dicha Sociedad. En el marco de la reestructuración y venta de activos de la sociedad GSAG Abwicklungs AG (en adelante GSAG) como consecuencia de dicho Procedimiento Concursal, se firmaron, con fecha 18 de septiembre de 2014, sendos contratos de compraventa que establecen, entre otras, las siguientes operaciones:

- En primer lugar, la venta por parte de GEHRLICHER ESPAÑA a favor de GSAG de 903 participaciones sociales, representativas del 29,98% del capital social de la sociedad TALASOL, con el fin de que GSAG y GEHRLICHER ESPAÑA, en calidad de socios de dicha sociedad, puedan llevar a cabo conjuntamente todas las actuaciones que sean necesarias para el desarrollo del denominado Proyecto Talasol (proyecto definido en el expositivo del propio contrato como '*una planta fotovoltaica de 300 MW sita en Murcia*').
- La formalización de la venta por parte de GSAG de todas las participaciones sociales representativas del 100% del capital social de GEHRLICHER ESPAÑA a favor de quien hasta entonces era su Administrador Único.

Por tanto, y como consecuencia de dichos contratos de compraventa, elevados a público mediante sendas escrituras también de fecha 18 de septiembre de 2014, la situación de las sociedades implicadas en el proyecto objeto del presente Acuerdo es la siguiente:

- TALASOL se encuentra participada en un 30% por GSAG y en un 70% por GEHRLICHER ESPAÑA.
- GEHRLICHER ESPAÑA ya no pertenece al Grupo GERLICHER, sino que, desde septiembre de 2014, es una sociedad con el 100% de su capital

¹² Hasta entonces la Sociedad estaba participada al 99% por GEHRLICHER SOLAR AG y al 1% por una persona física; durante el ejercicio 2009 la matriz adquirió el 1% del capital social, pasando a poseer el 100% de GEHRLICHER ESPAÑA.

perteneciente a D. Guillermo Barea (quien hasta entonces era su Administrador Único), pasando a ser éste su Socio único.

Mediante escritura de fecha 1 de octubre de 2014, se elevan a públicos los acuerdos adoptados por el Socio Único de la GEHRLICHER ESPAÑA en la misma fecha, que consisten en el cambio de la denominación social de la Sociedad por la de SOLARSTEINN, S.L.U. (en adelante SOLARSTEINN), lo que supone, asimismo, la modificación del artículo 1º de los Estatutos Sociales que incorporará esta nueva denominación de la empresa. Ambas modificaciones se encuentran reflejadas en el BORME de fecha 29 de octubre de 2014.

Por tanto, TALASOL es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones fotovoltaicas, tanto por su propia constitución como por la de sus socios, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

El artículo 121 3 b) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, 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, 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, transporte, según corresponda.

Como se ha expuesto, TALASOL fue constituida el 3 de octubre de 2011 como sociedad vehicular para llevar a cabo el proyecto TALASOL SOLAR PV. En la actualidad, es una sociedad participada en un 30% por GSAG y en un 70% por SOLARSTEINN. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de sus socios la que acredite su capacidad técnica.

Su socio mayoritario, SOLARSTEINN, se dedica a la tramitación, construcción, mantenimiento y análisis técnico de instalaciones fotovoltaicas tanto para el sector público como para promotores interesados en invertir en tecnología fotovoltaica. Constituida en 2001 bajo la denominación social de Gestión y Ahorro Energético, S.L., y tras varios cambios de denominación y participación de socios hasta su situación actual —pero siempre bajo el objeto social de la

proyección, instalación, construcción, mantenimiento y operación de instalaciones de energías renovables y la fabricación, distribución y venta al por mayor de componentes y equipos de energías renovables— ha ido acumulando experiencia en dicho sector, tanto por su propia actividad como por la participación que ha tenido hasta el año 2013 en el Grupo GEHRLICHER.

SOLARSTEINN ha instalado una potencia de 50,54 MW, y mantiene actualmente una cartera de 47,67 MW, tanto dentro como fuera de España.

Algunos de los proyectos llevados a cabo por SOLARSTEINN desde el comienzo de su actividad son los siguientes:

Proyecto	Potencia kWp	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Parque Solar Edar	200,0	Seguidor con dos ejes	Bullas (Murcia, España)	mar/2007
Ecoparque Solar Bullas	5.019,4	Estructura fija	Bullas (Murcia, España)	may/2008
Parque Solar Balneario de Archena	37,8	Estructura fija	Archena (Murcia, España)	sep/2008
Parque Solar Araconsa	676,6	Estructura fija	Alguerri (Lérida, España)	oct/2008
Parque Solar Coreses	4.341,6	Estructura fija	Coreses (Zamora, España)	mar/2010
Parque Solar Villamartín	6.341,0	Estructura fija	Villamartín (Cádiz, España)	oct/2010
Parque Solar Villamartín 3-B	209,1	Estructura fija	Villamartín (Cádiz, España)	oct/2010
Parque Solar Lo Illán	2.065,0	Estructura fija	Beniel (Murcia, España)	abr/2011
Parque Solar Contreras	3.146,4	Estructura fija	Cartagena (Murcia, España)	jun/2011
Parque Solar Fuente Librilla	1.250,0	Estructura fija	Fuente Librilla (Murcia, España)	jun/2011
Parque Solar Turbinto	2.241,9	Estructura fija	Lorca (Murcia, España)	jun/2011
Parque Solar La Ciezana I	115,2	Estructura fija	Cieza (Murcia, España)	jul/2011
Parque Solar La Ciezana II	68,8	Estructura fija	Cieza (Murcia, España)	jul/2011
Parque Solar Rodríguez II	2.691,0	Estructura fija	Lorca (Murcia, España)	nov/2011
Parque Solar Rodríguez I	1.675,1	Estructura fija	Lorca (Murcia, España)	nov/2011
Parque Solar Pituauçu	403,3	Estructura fija	Estadio de fútbol Pituauçu (Salvador de Bahía, Brasil)	mar/2012
Parque Solar Pererueta	9.900,8	Estructura fija	Pererueta (Zamora, España)	dic/2012
Parque Solar Écija	7.793,8	Estructura fija	Écija (Sevilla, España)	mar/2013
Parque Solar Arena Pernambuco	1.000,0	Estructura fija	Estadio Arena Pernambuco (Recife, Brasil)	sep/2013

En cuanto a GSAG, fue anteriormente GEHRLICHER SOLAR AG, sociedad anónima fundada en Alemania en 1994 por Klaus Gehrlicher. La actividad principal de la Sociedad es la planificación, desarrollo, diseño y construcción de sistemas fotovoltaicos y la comercialización de componentes y sistemas fotovoltaicos desarrollados por la propia empresa, además de prestar servicios de mantenimiento y reparación de parques solares. Contaba con más de 500 empleados en 14 oficinas de todo el mundo (Francia, India, España, Sudáfrica, Rumanía) y con una facturación anual en 2011 de alrededor de 323 millones de euros. Aunque la situación financiera surgida en la matriz del grupo hizo que solicitara a mediados del año 2013 el precurso de acreedores, su

experiencia en el sector ha sido heredada por su adjudicataria y actual socio de TALASOL al 30% (GSAG), así como por SOLARSTEINN por todos los años que fue participada al 100% por GEHRLICHER SOLAR AG (desde su fundación en 2001 hasta la venta de dicha participación en septiembre de 2014) y, por tanto, su pertenencia al Grupo.

Estas cifras avalarían la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel mundial como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector solar fotovoltaico de sus socios, en los términos previstos en el artículo 121.3. b) del Real Decreto 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según datos incluidos en el Proyecto, el presupuesto para la construcción de la planta solar, a fecha de 9 de septiembre de 2013, era de **[Inicio Confidencial]** **[Fin Confidencial]**

Como ya se ha indicado anteriormente, TALASOL es la sociedad constituida para desarrollar el proyecto de la instalación fotovoltaica TALASOL SOLAR PV. Se trata de una sociedad española de responsabilidad limitada, constituida con un capital social de 3.012 euros, representado por 3.012 participaciones sociales indivisibles y acumulables de un euro de valor nominal cada una de ellas, íntegramente suscritas y desembolsadas en su totalidad por los tres socios fundadores a partes iguales, es decir, que cada socio suscribió 1.004 participaciones sociales. Posteriormente, según consta en escrituras de elevación a público del documento privado de compraventa de participaciones sociales, de fecha 4 de noviembre de 2011, dichas participaciones fueron transmitidas a SOLARSTEINN, pasando a ser esta sociedad el socio único de TALASOL. Finalmente, según consta en escritura de elevación a público del contrato privado de compraventa de participaciones sociales de TALASOL, de fecha 18 de septiembre de 2014, y en el marco de las operaciones llevadas a cabo por la reestructuración y venta de activos de la sociedad GSAG como consecuencia del procedimiento concursal de GEHRLICHER SOLAR AG, se formalizó la venta por parte de SOLARSTEINN a favor de GSAG de 903 participaciones sociales representativas del 29,98% del capital social de TALASOL con el fin de que ambos socios puedan llevar a cabo conjuntamente todas las actuaciones que sean necesarias para el desarrollo del proyecto de una planta de 300 MW sita en Murcia (que será la instalación fotovoltaica TALASOL SOLAR PV). La composición del Capital Social de TALASOL, aún con los diferentes cambios de socios descrito anteriormente, continúa siendo de 3.012 euros representado por 3.016 participaciones sociales.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de TALASOL depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2015, arrojan los siguientes resultados:

**BALANCE DE SITUACIÓN ABREVIADO DE TALASOL A 31 DE DICIEMBRE DE
2015 Y 2014**

Unidad: Euros

	<i>31/12/2015</i>	<i>31/12/2014</i>
TOTAL ACTIVO	1.191.538,80	1.179.506,64
Activo no corriente	1.002.980,99	957.362,95
Inmovilizado material	1.002.980,79	926.632,67
Activos por impuesto diferido	0,20	30.730,28
Activo corriente	188.557,81	222.143,69
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	184.051,30	217.479,03
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	193,67	193,67
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.312,84	4.470,99
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	1.191.538,80	1.179.506,64
Patrimonio Neto	1.124.167,84	1.154.915,48
Capital	3.012,00	3.012,00
Reservas	2.269,30	2.269,30
Resultados de ejercicios anteriores	-104.773,34	-35.671,61
Otras aportaciones de socios	1.223.672,52	1.223.672,52
Resultado del ejercicio	-12,64	-38.366,73
Pasivo no corriente	-	-
Pasivo corriente	67.370,96	24.591,16
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	10.019,65	10.019,65
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	57.351,31	14.571,51

**CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS ABREVIADA DE TALASOL A 31 DE
DICIEMBRE DE 2015 Y 2014**

Unidad: Euros

	<i>31/12/2015</i>	<i>31/12/2014</i>
Importe neto de la cifra de negocios	-	-
Otros ingresos de explotación	-	-
Gastos de personal	-	-
Otros gastos de explotación	-17,56	-1.126,37
Amortización del inmovilizado	-	-
Otros resultados	-	-
Resultado de las actividades de explotación	-17,56	-1.126,37
Ingresos financieros	-	-
Gastos financieros	-	-53.683,25
Diferencias de cambio	-	-
Resultado financiero	0,00	-53.683,25
Resultado antes de impuestos	-17,56	-54.809,62
Impuestos sobre beneficios	4,92	16.442,89
Resultado del ejercicio	-12,64	-38.366,73

El Balance situación provisional de TALASOL a 31 de diciembre de 2016 presenta los siguientes resultados:

BALANCE DE SITUACIÓN PROVISIONAL DE TALASOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

Unidad: Euros
31/12/2016

TOTAL ACTIVO	1.263.362,95
Activo no corriente	1.074.328,91
Inmovilizado material	1.074.328,91
Activos por impuesto diferido	
Activo corriente	189.034,04
Anticipos a proveedores	183.000,61
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	669,90
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a corto plazo	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.363,53
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	1.263.362,95
Patrimonio Neto	1.120.946,14
Capital	3.012,00
Reservas	2.269,30
Resultados de ejercicios anteriores	-104.790,90
Otras aportaciones de socios	1.223.672,52
Resultado del ejercicio	-3.216,78
Pasivo no corriente	
Pasivo corriente	142.416,81
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	9.825,98
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	132.590,83

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas tanto las presentadas en el Registro Mercantil como cierre del ejercicio 2015 como las provisionales existentes para 2016, se comprueba que la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado, siendo superior a la mitad del capital social, ya que, si bien la sociedad no ha realizado movimientos en su capital social para evitar incurrir en un desequilibrio patrimonial debido a las pérdidas recurrentes, sí ha realizado de aportaciones de socios a fondo perdido, figura recogida en el Grupo 1 del Plan General Contable¹³, cuya cuenta 118 “Aportaciones de socios o propietarios” se define como “Elementos patrimoniales entregados por los

¹³ Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad, y las modificaciones incluidas en el Real Decreto 1159/2010, de 17 de septiembre.

socios o propietarios de la empresa cuando actúen como tales, en virtud de operaciones no descritas en otras cuentas. Es decir, siempre que no constituyan contraprestación por la entrega de bienes o la prestación de servicios realizados por la empresa, ni tengan la naturaleza de pasivo. En particular, incluye las cantidades entregadas por los socios o propietarios para compensación de pérdidas". Estas aportaciones se caracterizan por el hecho de que una vez que se efectúan, ingresan en el patrimonio social con el carácter de definitivas.

Por tanto, se trata de una aportación distinta de la que se realiza como aumento de capital, puesto que no supone la emisión de acciones o la creación de participaciones sociales con la consiguiente asignación y adjudicación de las nuevas a los aportantes, ni el aumento del valor nominal de las acciones o participaciones sociales existentes, sino que se efectúa directamente la aportación a la sociedad sin recibir nada a cambio, aunque sí se incrementará su valor neto contable y su coste de adquisición, resultando un instrumento válido para que TALASOL presente unas cuentas equilibradas patrimonialmente.

Puesto que TALASOL está participada al 70% por la sociedad SOLARSTEINN, se analizará la capacidad económico-financiera de TALASOL en función de los resultados de su socio mayoritario.

A 31 de diciembre de 2015 el capital social de la Sociedad SOLARSTEINN asciende a 503.100 euros, y está representado por 100 participaciones de 5.031 euros de valor nominal cada una, totalmente asumidas y desembolsadas por su Socio Único (hasta el 18 de septiembre de 2014 era GSAG, quien vendió el 100% de su participación en la Sociedad a D. Guillermo Barea).

Las Cuentas Anuales de SOLARSTEINN correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, según Informe de Auditoría de fecha 31 de marzo de 2016, arrojan los siguientes resultados:

BALANCE DE SITUACIÓN DE SOLARSTEINN A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

Unidad: Euros

31/12/2015 31/12/2014

TOTAL ACTIVO	2.381.941	2.437.891
Activo no corriente	1.507.483	1.428.948
Inmovilizado intangible	6.722	9.397
Inmovilizado material	555.890	533.210
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	889.408	879.408
Inversiones financieras a largo plazo	6.933	6.933
Activos por impuesto diferido	48.530	-
Activo corriente	874.458	1.008.943
Existencias	100.200	180.387
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	189.954	238.775
Inversiones en empresas del grupo a corto plazo	10.316	10.316
Inversiones financieras a corto plazo	211.476	199.860
Periodificaciones a corto plazo	36.768	48.015
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	325.744	331.590
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	2.381.941	2.437.891
Patrimonio Neto	2.188.658	2.323.434
Capital	503.100	503.100
Reservas	1.820.334	100.620
Resultados negativos de ejercicios anteriores	-	-295.984
Resultados del ejercicio	-134.776	2.015.698
Pasivo no corriente	-	-
Pasivo corriente	193.283	114.457
Deudas a corto plazo	8.864	649
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	184.419	113.808

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DE SOLARSTEINN A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

Unidad: Euros

	31/12/2015	31/12/2014
Importe neto de la cifra de negocios	1.306.750	1.417.708
Aprovisionamientos	-673.446	-880.256
Otros ingresos de explotación	26.979	538.074
Gastos de personal	-429.337	-596.801
Otros gastos de explotación	-419.004	-1.011.587
Amortización del inmovilizado	-80.055	-78.502
Deterioro y resultado por enajenaciones de inmovilizado	77.072	-112.894
Resultado de las actividades de explotación	-191.041	-724.258
Ingresos financieros	8.212	54.827
Gastos financieros	-477	-106.517
Deterioro y resultado de enajenaciones de instrumentos financieros	-	-310.261
Resultado financiero	7.735	-361.951
Resultado antes de impuestos	-183.306	-1.086.209
Impuestos sobre beneficios	48.530	-
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	-134.776	-1.086.209
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas ¹⁴	-	3.101.907
Resultado del ejercicio	-134.776	2.015.698

Según se indica en el mencionado informe de Auditoría, el 19 de septiembre de 2014 el Socio Único decidió compensar parte de las pérdidas acumuladas en el patrimonio neto de la Sociedad, que hasta esa fecha ascendían a 11.581.669 euros, haciendo uso de la aportaciones de socios registradas en el patrimonio neto por importe de 9.280.265 euros, así como las reservas voluntarias de la Sociedad por importe de 2.053.483 euros. Tras estos ajustes y otros registrados en el Patrimonio Neto de la Sociedad, los resultados negativos de ejercicios anteriores ascendieron a 295.984 euros a 31 de diciembre de 2014, resultados negativos que fueron compensados en la distribución del resultado positivo del ejercicio 2014

Por tanto, tras las operaciones efectuadas por el nuevo Socio Único de SOLARSTEINN y vistas las anteriores Cuentas Anuales al cierre del ejercicio 2015, se comprueba que la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado.

Por otra parte, y considerando el periodo de elaboración del presente Acuerdo, la empresa ha adjuntado su Balance de Situación provisional de cierre del ejercicio 2016:

¹⁴ Activos mantenidos para la venta que fueron reclasificados en 2012. Los resultados procedentes de estos activos fueron clasificados como operación interrumpida a 31/12/2014

BALANCE DE SITUACIÓN PROVISIONAL DE SOLARSTEINN A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

*Unidad: Euros
31/12/2016*

TOTAL ACTIVO	2.419.626
Activo no corriente	1.413.334
Inmovilizado intangible	2.256
Inmovilizado material	464.008
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	889.408
Inversiones financieras a largo plazo	9.133
Activos por impuesto diferido	48.530
Activo corriente	1.006.292
Existencias	100.200
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	296.750
Inversiones en empresas del grupo a corto plazo	10.316
Inversiones financieras a corto plazo	241.494
Periodificaciones a corto plazo	37.472
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	320.059
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	2.419.624
Patrimonio Neto	2.290.938
Capital	503.100
Reservas	1.820.334
Resultados negativos de ejercicios anteriores	-134.776
Resultados del ejercicio	102.281
Pasivo no corriente	
Pasivo corriente	128.686
Deudas a corto plazo	-101.451
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	230.137

Por tanto, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de TALASOL, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio mayoritario.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

Informar **favorablemente** la propuesta de Resolución por la que se autoriza a TALASOL SOLAR, S.L. la instalación fotovoltaica TALASOL SOLAR PV, de 300 MW, la subestación eléctrica a 400/30 kV y la línea aérea a 400 kV para la evacuación de energía eléctrica, en los términos municipales de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal y Casas de Millán (Cáceres).

Debe tenerse presente, asimismo, que según el informe del Operador del Sistema, la conexión de la instalación, desde el punto de vista nodal, resultaría

técnicamente viable sólo individualmente y sin considerar el resto de instalaciones con autorización de acceso condicionada a la planificación 2020, lo cual podría acarrear una situación de uso compartido con otros potenciales productores que también utilizaran el nudo de Cañaverál 400 kV.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto Técnico

1. PROYECTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA “TALASOL SOLAR PV” DE 300 MW CONECTADO A RED EN CAÑAVERAL (CÁCERES).

1.1. Características generales

Según Proyecto de fecha 9 de septiembre de 2013, se pretende la construcción de una instalación solar fotovoltaica de 300 MW nominales, conectada a red, ubicada en los polígonos 14 y 15 del término municipal de Talaván, en la provincia de Cáceres, ocupando una superficie total de 551 hectáreas.

La planta constará de una potencia de 300 MW nominales y 300,614 MW pico, con las instalaciones fotovoltaicas agrupadas en 12 bloques de 25 MW (6 de 25,2 MW y otras 6 de 24,8 MW) y un número total de 871.344 módulos modelo SUNPOWER E-21 345 (de 345 Wp cada uno), con 330 unidades de inversores de intemperie SMA SC900CP-XT y 6 unidades de inversores SMA SC500CP-XT, 155 centros de transformación con dos transformadores de 1000 kVA y otros 3 centros de transformación con un transformador de 1000 kVA y otro de 500 kVA, así como 12 centros de seccionamiento con celdas de línea, celdas de medida, contadores de energía y un transformador para servicios auxiliares. Por tanto, las instalaciones fotovoltaicas compondrán los citados bloques de 25 MW de manera que cada uno de ellos se conectará en forma de anillo por una línea de media tensión soterrada de 30 kV que llegará a cada uno de los 12 centros de seccionamiento.

La producción será evacuada mediante dos posiciones de la subestación (STR, su proyecto que se desarrollará en el apartado 2 del presente anexo), que transformará la tensión en una etapa, de 30 kV a 400 kV, mediante autotransformadores, permitiendo así el transporte hasta el punto de conexión concedido en la ST Cañaveral.

1.2. Equipamiento principal: Generador fotovoltaico

1.2.1. Módulo fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará formado por la interconexión de 871.344 módulos fotovoltaicos modelo SUNPOWER E-21 de silicio monocristalino con un rendimiento medido en condiciones STC¹⁵ del 14,42% +/-3%. Asimismo, cumple con todas las especificaciones de calidad y seguridad requeridas a los módulos fotovoltaicos destinados a aplicaciones de conexión a red.

¹⁵ *Standard Test Conditions* o CEM, Condiciones Estándar de Medida: condiciones estandarizadas, es decir, una radiación de 1.000 W/m², espectro de 1,5 A.M. (*Air Mass*, o masa de aire) y una temperatura de célula fotovoltaica (celda) de 25 °C.

No obstante, en el proyecto fechado en septiembre de 2013 se matiza que, vistas las circunstancias de mercado, el módulo elegido no queda vinculado al proyecto, por lo que TALASOL se reserva el derecho de instalar un modelo de panel fotovoltaico distinto al indicado, siendo la potencia nominal instalada, en todo caso, igual a la considerada en el proyecto.

Las características nominales del módulo son las siguientes¹⁶:

SUNPOWER E-21 de 345 Wp		
Potencia (Wp)	345	Wp
Tensión de máxima potencia (V)	57	V
Tensión de circuito abierto (V)	68,2	V
Intensidad de máxima potencia (A)	6,02	A
Tecnología	Monocristalino	
Peso	16,4	Kg
Largo	1,640	metros
Ancho	0,992	metros
Espesor	0,050	metros

Los módulos fotovoltaicos llevan diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos, de forma que la conexión en paralelo de las distintas ramas del generador se realizará en las denominadas cajas de paralelos que serán de intemperie y con protección contra los rayos ultravioletas (grado de protección IP65). Dichas cajas incorporan fusibles seccionables para cada una de las ramas en que se divide el generador fotovoltaico, dispositivos que actúan como elementos de protección para el campo fotovoltaico permitiendo aislar cada rama del resto del generador.

El conexionado entre módulos se realizará con conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-k 0,6/1 kV UNE 21-123 IEC 502 90, de tensión nominal no inferior a 1000 V y 4 mm² de sección.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor para conseguir disminuir la temperatura de trabajo de las células y mejorar el rendimiento del módulo.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador. El generador fotovoltaico se conectará a tierra.

¹⁶ La potencia pico es la máxima que el módulo fotovoltaico puede entregar bajo las condiciones estandarizadas descritas.

1.2.2. Estructura soporte

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. La estructura soporte será calculada según Norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve, etc.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

La estructura estará fabricada en acero galvanizado y/o aluminio o similar de gran resistencia frente a acciones agresivas de agentes ambientales, fundamentalmente fenómenos de corrosión, lo que supone poco mantenimiento y larga vida a la intemperie.

La tornillería de la estructura soporte será de acero galvanizado. Los tornillos, tuercas y arandelas cumplirán lo dispuesto en la NBE-EA-95 en cuanto a calidades y tolerancia.

En principio se consideró la posibilidad de utilizar tecnología de seguimiento solar a un eje, luego desestimada por no compensar su mayor coste el incremento de producción previsto.

Para evitar sombreamientos entre filas de estructuras consecutivas, se dejará entre ellas una distancia mínima de seguridad del orden de 6,92 metros, que garantizará un mínimo de cuatro horas de sol en torno al solsticio de invierno. La estructura soporte irá conectada a tierra para reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas o tensiones inducidas por fenómenos meteorológicos.

1.2.3. Inversores

El inversor utilizado será del tipo de conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Se instalarán 330 inversores de intemperie SMA SC900CP-XT y otros 6 SMA SC500CP-XT.

Potencia nominal del campo asociado	1/0,5 MW
Tensión de máxima potencia (V _{pmp})	1.000 V
Tensión Salida	330 V ± 10%

Los inversores inyectarán en red para potencias mayores del 10% de su potencia nominal. El factor de potencia del inversor será superior a 0,95 entre el 25 y el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión, así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, incorporando protecciones frente a: cortocircuitos en alterna; tensión de red fuera de rango (0,85-1,1); frecuencia de red fuera de rango (49-51 Hz); sobretensiones mediante varistores (descargadores de tensión) o similares; perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.; polaridad inversa; fallo de aislamiento.

1.2.4. Monitorización

El tratamiento de los datos almacenados por el sistema de monitorización se realizará a través de un software adaptado a la instalación fotovoltaica. Adicionalmente, dicho sistema incorporará comunicación remota y gestión de alarmas a través de mensajes SMS a teléfono móvil.

El sistema de monitorización será capaz de registrar y gestionar las siguientes variables: tensión y corriente de entrada, potencia activa de salida, radiación y temperatura en paneles, temperatura ambiente, energía total inyectada en la red, estado del sistema (estado del equipo, estado de los contactores de salida y alarmas por fallo de tensión de red, por fallo de frecuencia de red, por derivación, por tensión insuficiente en paneles, por fallo en la comunicación, etc.).

1.2.5. Centros de transformación 0,4/30 kV y anillos de 30 kV

Se instalarán 158 centros de transformación (de los cuales 155 con dos transformadores de 1000 KVA y 3 con un transformador de 1000 kVA y otro de 500 kVA), así como 12 centros de seccionamiento equipados con celdas de línea, celdas de medida, contadores de energía y un transformador para servicios auxiliares.

Para la evacuación de energía hasta la planta se ha diseñado un conjunto de 12 anillos de 30 kV que evacuarán la energía de cada bloque de 25 MW en la subestación de 30/400 kV. Las líneas serán soterradas, para minimizar el impacto medioambiental en el entorno. Los anillos se conectarán a 24 entradas en la subestación propia de la planta que finalmente evacuará la energía en la ST Cañaverol, punto de conexión aprobado por REE para la entrega de la energía generada.

1.2.6. Instalación eléctrica

A) Canalizaciones eléctricas.

Las canalizaciones estarán dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones, por ello se establecerán de forma que,

mediante la conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Para conductores aislados en bandejas, sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta (incluidos cables armados), unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

Respecto a conductores aislados fijados directamente sobre la estructura, se realizarán con cables de tensiones asignadas no inferiores a 0,6/1 kV, provistos de aislamiento y cubierta, y se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

Se fijarán sobre las estructuras por medio de bridas, abrazaderas o collares de forma que no perjudiquen las cubiertas de los mismos.

- La distancia entre dos puntos de fijación sucesivos no excederá de 0,40 metros, con el fin de que los cables no sean susceptibles de doblarse por efecto de su propio peso.
- Cuando los cables deban disponer de protección mecánica por el lugar y condiciones de instalación en que se efectúe la misma, se utilizarán cables armados o se establecerá una protección mecánica complementaria sobre los mismos; normalmente se realizará con tubo.
- Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada en la Norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se podrán efectuar por la parte anterior o posterior a éstas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior de aquella.
- Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas u otros dispositivos adecuados.
- Los empalmes y conexiones se harán por medio de cajas o dispositivos equivalentes provistos de tapas desmontables que aseguren a la vez la continuidad de la protección mecánica establecida, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y permitiendo su verificación en caso necesario.

B) Cableado.

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 % tanto en la parte

de corriente continua como en la parte de corriente alterna, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El cableado desde el campo generador hasta el inversor se llevará a cabo mediante un tramo superficial colocado sobre la propia estructura metálica del generador hasta uno de sus extremos, desde donde se conducirá mediante canalización adecuada sobre el terreno hasta un local donde irá situado el inversor. Desde el inversor se pasará al cuadro de contadores y posteriormente a un embarrado que estará conectado a la red de evacuación. El cableado en interiores irá bajo tubo superficial por techos y paramentos verticales.

- a) Cableado en corriente continua: A partir del generador fotovoltaico los positivos y negativos de la instalación se conducen separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente. El cable utilizado para la unión de los módulos será unipolar, con conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-k 0,6/1 kV UNE 21-123 IEC 502 90, de tensión nominal no inferior a 1.000 V, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV, con elevadas prestaciones frente a sobrecargas y cortocircuitos.
- b) Cableado en corriente alterna: corresponde al último tramo de la instalación fotovoltaica que finalizará con la conexión física de la misma a la red eléctrica. Este tramo se inicia a la salida del inversor y finaliza en el punto de conexión a la red. El cable utilizado será unipolar o multipolar, con conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV y con buenas prestaciones frente a sobrecargas y cortocircuito.

C) Cajas de conexiones.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. El nivel de protección será IP65 según UNE EN ISO 20234.

D) Contadores.

El circuito fotovoltaico será independiente del circuito eléctrico de consumo y las medidas se realizarán con equipos propios e independientes. Se utilizarán contadores estáticos de medida de energía activa y reactiva, simple tarifa, con conexión a 4 hilos, que permitan el tránsito de energía en todos los sentidos posibles y con precisión mínima correspondiente a la de clase de precisión 2. El contador deberá estar homologado y aceptado por la propia empresa

distribuidora. En caso de no disponer de un contador que cumpla todas las características anteriores se instalarán dos contadores en oposición, uno de entrada y otros de salida. La colocación de los contadores y las condiciones de seguridad se realizarán de acuerdo a la instrucción MIE BT 015.

E) Señalización.

Todos los aparatos y máquinas principales deberán ser señalizados. Se deben diferenciar todos los elementos entre sí mediante marcas establecidas claramente. Los rótulos deben poseer las dimensiones y estructura adecuadas para su fácil comprensión. En especial, deben ser señalizados todos los elementos de accionamiento, de los aparatos de maniobra y los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, excepto cuando sea observable a simple vista. Todos los puntos que por sus características lo necesiten deben poseer carteles de advertencia.

F) Protecciones.

Además de las protecciones establecidas en el vigente Reglamento de Baja tensión, la instalación dispondrá de las protecciones específicas de una instalación fotovoltaica como son:

- Interruptor automático de interconexión. Su función es realizar la conexión-desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red. Incorpora relé de enclavamiento accionado por variaciones de tensión (1,1 y 0,85 respectivamente) y frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente).
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- El inversor incorporará las protecciones de tensión y frecuencia vía software. Dispondrá de un contactor de rearme automático, cuyo estado (on/off) estará señalizado en el frontal del equipo, para realizar las maniobras automáticas de desconexión-conexión. Estas se efectuarán una vez transcurridos tres minutos tras recuperar las condiciones de la red.
- Existe la posibilidad de actuación manual de este dispositivo. El software de control de las protecciones es totalmente inaccesible al usuario.
- La instalación estará dotada con una separación galvánica entre el campo fotovoltaico y la red por medio de un transformador de aislamiento que incorporará el propio inversor utilizado para garantizar la separación física de los circuitos de corriente continua y alterna.
- Se garantiza que la instalación fotovoltaica no va a funcionar en isla gracias al interruptor automático de interconexión que incorporará el inversor y que

impide dicho funcionamiento al desconectar la central fotovoltaica de la red cuando las condiciones de tensión y/o frecuencia de la misma no están dentro de los parámetros reglamentados.

1.2.7. Puesta a tierra.

La instalación dispondrá de una red de tierras, a la que se unirán las masas metálicas de la instalación no sometidas a tensión eléctrica. La puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

La estructura soporte así como los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor).

La puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos debe efectuarse mediante conductores unidos a sus marcos, no bastando únicamente con su unión física. Este conductor será aislado, de una sección en función de la capacidad y potencia que finalmente se instale e unirá al módulo aprovechando la unión atornillada de este con la estructura.

Por tanto, se realizará una toma de tierra a la que se conectarán directamente las estructuras soporte del generador fotovoltaico, los marcos de los módulos y la borna de puesta a tierra del inversor. La conexión a tierra de las estructuras se realizará utilizando un cable de tierra aislado de 16 mm² de sección que estará unido a una pica y que transcurrirá hasta un punto en el que ésta pueda clavarse en el terreno.

Las tomas de tierra cumplirán con lo indicado en la ITC-BT-18, y se realizarán clavando 1 o más picas de acero, recubiertas de cobre, para conseguir una resistencia de tierra que evite la aparición de tensiones de contacto superiores a 24 V.

1.2.8. Obra Civil.

En el Proyecto se establece un Pliego de Condiciones que recoge la ordenación de todo lo necesario para ejecución de los trabajos de Obra Civil inherentes a este tipo de instalaciones, tales como zanjas para cables y dados de hormigón para anclaje y sujeción de los grupos de placas solares o en caso de ser posible sistemas de anclaje con inyección de postes en el terreno, incluyendo los trabajos de carga, transporte y vertidos, así como respecto al sistema de red de tierra, que deberá dar una adecuada protección contra el riesgo potencial asociado con los incrementos de voltaje causados por fallos de aislamiento, descargas atmosféricas, etc.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc. Los conductores de la

instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección, identificación que se realizará por los colores que presenten sus aislamientos.

1.2.9. Valla de seguridad

La obra consta de vallado perimetral cinético de dos metros de altura y suplemento mediante ballestas (postes metálicos galvanizados con ballesta recibidos con hormigón en masa) de 60 cm, malla de simple torsión y tres alambres de acero con una longitud total de 18.364 mm, camino interior de grava de 40/48 mm de diámetro, 4 metros de anchura y 0,40 m de espesor, con una longitud total de 36.000 m, 3 naves industriales de dimensiones 20x10 m, con 5 pórticos de estructura metálica, paredes laterales y frontales de hormigón prefabricado, cubierta de chapa metálica grecada, carpintería metálica y cimentación de hormigón armado.

El Proyecto incluye además un Estudio de Seguridad y Salud, un estudio de la radiación solar disponible y un informe de posibles impactos ambientales.

2. PROYECTO DE SUBESTACIÓN ST TALASOL 400/30 kV

2.1. Descripción general de la instalación

La instalación dispondrá de dos bloques de instalaciones unidas mediante 12 anillos de 25 MW cada uno que llegarán a celdas de 30 kV situadas en el nuevo edificio a construir en la subestación. Se agrupará la generación de 8 celdas de línea en módulos a través de cuyas barras se evacuará a través de una celdas de transformador que se conectarán mediante cuatro ternas de cables de potencia de aluminio, tipo HEPRZ1 + H25 1x630 mm² 26/45 kV hasta su transformador de 30/400 kV de 100 MVA. Se dispondrá un parque de intemperie de 400 kV con tres posiciones de transformador y una posición de línea en configuración de simple barra para la evacuación de la energía. Desde la subestación se construirá una línea en 400 kV que conectará la subestación de Talasol con la subestación de Cañaveral propiedad de Red Eléctrica de España.

- **Sistema de 400 kV** en instalación intemperie: La configuración eléctrica del conjunto será la de simple barra y estará compuesto por una posición de línea, tres posiciones de transformador y una posición de medida de barras. La línea interconecta con la ST Cañaveral propiedad de REE. En un extremo del embarrado se conectarán tres transformadores de tensión inductivos para medida y protección.
- **Tres transformadores de potencia** trifásicos de 400/30 kV, 100 MVA de intemperie, aislados en aceite mineral, con regulación en carga para tomas en el lado de alta tensión.

- **Sistema de 30 kV** formado por tres módulos de celdas, con esquema de simple barra, tipo interior, en celdas de aislamiento en SF₆, compuesto por 21 celdas de línea, 3 celdas de línea y medida de barras, 3 celdas de transformador de potencia, 2 celdas de transformador de servicios auxiliares, (en módulos 1 y 2) y 3 celdas de batería de condensadores. Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un seccionador de tres posiciones (mando manual) y un interruptor automático, excepto los circuitos de servicios auxiliares que se conectan por medio de fusibles calibrados de alto poder de ruptura y un interruptor-seccionador de tres posiciones (mando manual).

La instalación contará, además, con dos transformadores de servicios auxiliares, montados en el exterior, que serán alimentados desde su celda correspondiente en los módulos 1 y 2. La celda de servicios auxiliares del módulo 1 (30 kV), alimenta a un transformador trifásico de aislamiento seco de 300 kVA, relación 30/0,420-0,242 kV instalado en el exterior del edificio de control. La celda de servicios auxiliares del módulo 2 (30 kV), alimenta a un transformador trifásico de aislamiento seco de 300 kVA, relación 30/0,420-0,242 kV instalado en el exterior del edificio de control.

Se instalarán también tres baterías de condensadores montadas en exterior y alimentadas igualmente desde su correspondiente celda de 30 kV.

Además se montará una reactancia trifásica de puesta a tierra en la salida de 30 kV de cada transformador de potencia, que servirá para dar sensibilidad a las protecciones de tierra y dotarlas de una misma referencia de tensión, así como para limitar la intensidad de defecto a tierra en el sistema de 30 kV. Cada reactancia se conectará en paralelo con los embarrados de 30 kV de cada transformador de potencia 400/30 kV y junto al mismo y su conexión se hará en zig-zag.

Se dispondrá un edificio de control y celdas con una sola planta, que tendrá una sala para celdas de 30 kV, otra sala de control, además de salas auxiliares, aseos y otras dependencias.

Se instalarán tres pararrayos autoválvulas unipolares de tensión nominal 30 kV situados lo más cerca posible de las bornas de cada transformador.

2.2. Características generales

Los niveles de aislamiento que se han adoptado, tanto para los aparatos, excepto el transformador, como para las distancias en el aire, según vienen especificados en el Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (MIE-RAT 12), son los siguientes:

- En 400 kV, que corresponden a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 420 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo

que soporta 1.425 kV de cresta a impulso tipo rayo y 1.050 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

- En 30 kV, que corresponden a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de 36 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 170 kV de cresta a impulso tipo rayo y 70 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

El apartado 3 del citado Reglamento establece las normas a seguir para la fijación de las distancias mínimas a puntos de tensión. Las distancias calculadas en el proyecto serán siempre superiores a las especificadas en dicha norma.

En el sistema de 400 kV, la distancia entre fases es de 5,0 m y la altura mínima del embarrado sobre el suelo es de 7,5 m. Las distancias adoptadas son superiores a las especificadas en el citado reglamento.

En el sistema 30 kV, se utilizan cables subterráneos apantallados y celdas prefabricadas de interior normalizadas por el fabricante, habiendo superado los ensayos de tipo correspondientes y siendo sometidas a ensayos específicos en cada suministro.

En las partes con conexiones desnudas la distancia entre fases será de 0,50 m, superior a la especificada por la norma.

2.3. Estructura metálica

Todo el aparellaje de la instalación eléctrica de intemperie irá sobre soportes metálicos. Tanto la estructura tanto del pórtico como de los soportes del aparellaje se construirán con perfiles de acero normalizados de alma llena. Las cimentaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones. Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión. Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

a) Estructura metálica de 400 kV

Para la posición de línea habrá dos columnas destinadas a formar el pórtico de amarre de la línea de 400 kV, una viga para amarre de dicha línea, tres soportes para pararrayos autoválvulas tres soportes para transformador de tensión para protección, tres soportes para transformador de tensión para medida comprobante, tres soportes para transformador de intensidad para medida comprobante, tres soportes para seccionador con puesta a tierra de tres columnas, tres soportes para transformador de intensidad para protección,

tres soportes para interruptor unipolar, tres soportes para seccionador de tres columnas y un soporte para aislador de apoyo.

Para cada posición de transformador habrá tres soportes para interruptor unipolar, tres soportes para transformador de intensidad, tres soportes para seccionador de tres columnas, tres soportes para autoválvulas y un soporte para aislador de apoyo.

Para las barras habrá tres soportes para transformadores de tensión de barras y cinco soportes para aisladores de apoyo.

b) Estructura metálica de 30 kV

Para cada posición de transformador habrá un soporte para la reactancia de puesta a tierra, autoválvulas, embarrados de 30 kV, y terminales de los cables de potencia y un soporte de embarrado de 30 kV en la salida del transformador 400/30 kV.

Para cada posición de batería de condensadores habrá un soporte para la batería de condensadores.

2.4. Embarrados

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40° sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Se han elegido unos valores para el diseño de embarrados superiores a los nominales con un margen de seguridad suficiente:

a) *Sistema de 400 kV*: Se considera para el cálculo de la intensidad nominal de la instalación, la potencia de los transformadores que se instalarán (3 x 120 MVA).

Intensidad nominal de la instalación (correspondiente a la potencia de los tres transformadores)	520 A
Intensidad de cortocircuito de diseño	50 kA

b) Sistema de 30 kV

Intensidad nominal de la instalación en celdas de transformador (correspondiente a la potencia de conexión de cada transformador a celdas)	2.350 A
Intensidad nominal de la instalación en celdas de línea (correspondiente a la potencia de 25 MW por línea)	506 A
Intensidad de cortocircuito de diseño	31,5 kA

2.4.1. Embarrados de 400 kV

Las barras principales de 400 kV estarán constituidas por tubo de aleación de aluminio, de 250/228 mm de diámetro, equivalente a 8.259 mm² de sección, que admite un paso de corriente permanente de 7.824 A. Este embarrado tubular irá soportado mediante aisladores rígidos montados en soportes anclados a las cimentaciones.

La interconexión entre equipos, excepto entre el interruptor y el transformador de intensidad, será con cable. Se utilizará cable dúplex de aluminio con alma de acero, tipo Rail de 29,61 mm de diámetro, equivalente a 483,4 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 990 A.

La interconexión entre los interruptores y los transformadores de intensidad estará constituidas por tubo de aleación de aluminio, de 150/134 mm de diámetro, equivalente a 3.562 mm² de sección, que admite un paso de corriente permanente de 3250 A.

La distancia mínima adoptada entre ejes de fases es de 5 m.

2.4.2. Embarrados de 30 kV

En la salida de bornas del devanado secundario de cada transformador de potencia hasta su conexión con los terminales, el embarrado estará constituido por tubo de cobre de 100/84 mm de diámetro que admite un paso de corriente permanente de 2.850 A. La derivación a la reactancia se realizará con tubo de cobre de 50/42 mm de diámetro que admite un paso de corriente permanente de 1.354 A.

La conexión entre los embarrados de salida del transformador de potencia y la celda de alimentación al módulo de 30 kV, se hace a través de cuatro ternas de cable de potencia de aluminio, tipo HEPRZ1 + H25 1x630 mm² 26/45 kV y terminales flexibles que soportan una intensidad máxima de 2.780 A por fase.

Los embarrados propios de las celdas tendrán una intensidad nominal de 2.500 A.

2.5. Piezas de conexión

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de 400 y 30 kV por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre las bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados para el sistema de 400 kV, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometría adecuada y diseñada

para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tortillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

En el sistema de 30 kV, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizarán uniones de aleación de cobre con tortillería de acero inoxidable sin embutir y que cumplan las características indicadas anteriormente.

2.6. Características de la aparamenta

Toda la aparamenta que se instalará en la Subestación tendrá el nivel de aislamiento definido anteriormente y contará con aisladores de línea de fuga mínima de 25 mm/kV.

2.6.1. Aisladores soporte

a) Aisladores para 400 kV

Se instalarán cuatro aisladores soporte de tipo columna, que sustentarán los embarrados rígidos principales y secundarios, y serán de las siguientes características:

Aisladores para embarrados principales	
Tipo	C16-1425
Tensión de servicio	420 kV
Carga de rotura a flexión	16.000 N
Carga de rotura a torsión	6.000 N.m

Resto de aisladores de apoyo	
Tipo	C8-1425
Tensión de servicio	420 kV
Carga de rotura a flexión	8.000 N
Carga de rotura a torsión	4.000 N.m

b) Aisladores para 30 kV

Se instalarán tres aisladores soporte por cada transformador. Sustentarán los embarrados de 30 kV en la salida de bornas de cada transformador de potencia. Tendrán las siguientes características:

Tipo	C4-170
Tensión de servicio	30 kV
Carga de rotura a flexión	4.000 N
Carga de rotura a torsión	1.800 N.m

2.6.2. Interruptores automáticos 400 kV

Para la apertura y cierre de los circuitos de la línea y de los transformadores, se ha previsto la instalación de cuatro interruptores automáticos de 400 kV, cámaras de corte en SF₆ accionado mediante un motor eléctrico y con posibilidad de accionamiento local o remoto.

Tensión de servicio	400 kV
Intensidad nominal de servicio	4.000 A
Poder de corte nominal bajo cortocircuito	50 kA
Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	460 kV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 µseg	1.050 kV
Duración nominal de la corriente de cortocircuito	3 seg
Ciclo nominal de maniobra	O-0,3s-CO-3 min-CO

2.6.3. Seccionadores de 400 kV

Se instalarán cuatro seccionadores tripolares de intemperie, horizontales de apertura central y mando unipolar.

El seccionador instalado en la salida de la línea va provisto de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente y con un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Todos los accionamientos de los seccionadores de barras y del seccionador de línea con cuchillas de puesta a tierra tendrán mando manual y motorizado.

Las características técnicas principales de estos seccionadores son las siguientes:

Tensión nominal	420 kV
Intensidad nominal	3.150 A
Intensidad límite térmica	50 kA
Intensidad límite dinámica	125 kA

2.6.4. Transformadores de intensidad

Montados junto al interruptor de 400 kV de cada posición, se instalarán tres transformadores de intensidad, que alimentarán los circuitos de medida y protección. En la salida de línea se instalarán transformadores de intensidad independientes destinados para realizar la medida de comprobación.

Transformadores de intensidad en posición de Transformador	
Tensión máxima	420 kV
Tensión de servicio nominal	400 kV
Relación de transformación (línea protección y medida)	600-1200/5-5-5-5 A

Potencias y clases de precisión posición de línea Arrollamiento de medida Arrollamiento de protección Arrollamiento de protección Arrollamiento de protección	20 VA Cl. 0,2s Fs≤5 50 VA 5P20 50 VA 5P20 50 VA 5P20
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min. s/arrollamiento primario	460 kV
Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2/50 µseg	1.050 kV cresta

Se instalarán nueve transformadores de intensidad en las posiciones de transformador.

Transformadores de intensidad en posición de Línea (para Medida y Protección)	
Tensión máxima	420 kV
Tensión de servicio nominal	400 kV
Relación de transformación (línea protección y medida)	600-1200/5-5-5-5 A
Potencias y clases de precisión posición de línea Arrollamiento de medida Arrollamiento de protección Arrollamiento de protección Arrollamiento de protección	20 VA 0,2s Fs≤5 50 VA 5P20 50 VA 5P20 50 VA 5P20
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min. s/arrollamiento primario	460 kV
Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2/50 µseg	1.050 kV cresta
Transformadores de intensidad en posición de Línea (para Medida Comprobante)	
Tensión máxima	420 kV
Tensión de servicio nominal	400 kV
Relación de transformación (línea protección y medida)	300-600/5-5 A
Potencias y clases de precisión posición de línea Arrollamiento de medida Arrollamiento de protección	20 VA Cl. 0,2 S 20 VA Cl. 0,2 S
Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min. s/arrollamiento primario	460 kV
Tensión de prueba a onda de choque tipo 1,2/50 µseg	1.050 kV cresta

Se instalarán tres transformadores de intensidad en la posición de línea para medida y protección y otros tres para medida comprobante.

2.6.5. Transformadores de tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 400 kV se ha previsto la instalación de transformadores de tensión. Se dispondrán un juego de seis transformadores de tensión inductivos por salida de línea (tres para medida comprobante y el resto para control y protección de

la línea), más tres transformadores en cada una de las barras principales, con las siguientes características:

Tensión máxima	420 kV
Relación de transformación	400: $\sqrt{3}$ /0,110: $\sqrt{3}$ -0,110: $\sqrt{3}$ -0,110: $\sqrt{3}$ kV
Potencias y clases de precisión: 1 ^{er} devanado 2 ^o y 3 ^{er} devanado	20VA; cl 0,2 75 VA; cl 0,5-3P

2.6.6. Transformadores de potencia

Para la transformación de 400/30kV se han previsto el montaje de tres transformadores de potencia trifásicos, de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie, con refrigeración natural y forzada, y provistos de regulador en carga.

Tipo de e servicio	Continuo
Refrigeración	ONAN/ONAF ¹⁷
Potencia nominal	96/120 MVA
Tensiones en vacío: Primario Secundario	400 kV \pm 15% kV 30 kV
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Estrella/triángulo
Grupo de conexión	YNd11
Tensión de cortocircuito	14%

Los bobinados serán calculados para los siguientes niveles de aislamiento:

Niveles a impulso tipo rayo: Primario Secundario Neutro del primario	1.425 kV 200 kV 125 kV
Tensión aplicada durante 1 min. 50 Hz : Primario Secundario	1.050 kV 70 kV

Cada transformador va provisto de regulación de tensión en carga accionado por motor mediante varias tomas situadas en el devanado primario (400 kV). La regulación se realizará mediante escalones, llegando éstos hasta \pm 15% a partir de la posición nominal. La refrigeración es ONAN/ONAF mediante radiadores adosados a la cuba y motoventiladores accionados por termostato.

¹⁷ ONAN: Oil Natural Air Natural (Aceite y aire no forzados); ONAF: Oil Natural Air Forced (Aceite no forzado y aire forzado).

Cada transformador cuenta con protecciones propias que constan de los siguientes equipos:

- Termómetro para mando de la ventilación.
- Termómetro indicador de la temperatura del aceite del transformador con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz con contacto de alarma y disparo.
- Relé Buchholz del regulador con contacto de alarma y disparo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Indicador magnético del nivel del aceite del transformador.

2.6.7. Reactancia de puesta a tierra

Se instalará una reactancia trifásica de puesta a tierra, en baño de aceite, conectada al embarrado 30 kV de cada transformador de potencia y cuyas características principales son:

Tensión nominal	30 kV
Grupo de conexión	Zig-Zag
Intensidad de defecto a tierra por el neutro	1.000 A
Duración del defecto a tierra por el neutro	10 s
Aislamiento de partes activas	Baño de aceite mineral
Refrigeración	ONAN
Tensión soportada con onda tipo rayo 1,2/50 µseg	170 kV
Tensión de ensayo a 50 Hz	70 kV

En cada una de las fases y en el neutro lleva incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing para protecciones. Como protección de sobreintensidad en las fases se emplea un relé trifásico, instantáneo, y para la protección de sobreintensidad homopolar, un relé de acción diferida y tiempo inverso.

2.6.8. Pararrayos

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado el montaje pararrayos tipo autoválvula, conectados cada uno de ellos en derivación de los embarrados de 400 kV y 30 kV del transformador de potencia. Igualmente se han montado pararrayos a la entrada de la línea de 400 kV.

Las características principales de las autoválvulas previstas son:

a) Tensión de 400 kV

Tensión nominal	400 kV
Intensidad nominal de descarga	20 kA

Se instalarán un total de doce autoválvulas en 400 kV. Se utilizarán autoválvulas de óxido de zinc con recubrimiento-exterior de porcelana. Su instalación se realizará sobre una estructura metálica montada lo más cerca posible del transformador en el caso de las posiciones de transformador, y en la entrada de la línea en la posición de línea.

b) Tensión de 30 kV

Se instalarán nueve autoválvulas en 30 kV, montadas sobre el soporte de la reactancia de puesta a tierra que se sitúa junto a cada transformador de potencia.

Tensión nominal	≥ 30 kV
Intensidad nominal de descarga	10 kA

2.6.9. Baterías de condensación

Se realizará un estudio para comprobar la necesidad o no de estas baterías y, en caso de ser necesaria su instalación, tendrán protección de sobrecarga y desequilibrio.

2.7. Celdas de media tensión

Las celdas a instalar están formadas por un conjunto de paneles, chapas y bastidores metálicos conteniendo los equipos y elementos de protección y control, aislados en gas SF₆.

Las celdas se instalarán en una sala constituyendo tres módulos independientes alimentados cada uno desde su respectivo transformador de potencia. Las celdas están distribuidas de la siguiente manera en cada módulo:

Módulo 1:

- 7 celdas de línea
- 1 celdas de línea y medida de barras
- 1 celda de transformador de potencia
- 1 celda de transformador de servicios auxiliares
- 1 celda de batería de condensadores

Módulo 2:

- 7 celdas de línea
- 1 celdas de línea y medida de barras
- 1 celda de transformador de potencia
- 1 celda de transformador de servicios auxiliares
- 1 celda de batería de condensadores

Módulo 3:

- 7 celdas de línea

- 1 celdas de línea y medida de barras
- 1 celda de transformador de potencia
- 1 celdas de batería de condensadores

La tensión máxima de servicio es 30 kV que corresponde a unas tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto de 70 kV y a onda de choque de 1,2/50 µseg de 170 kV, según norma C.E.I. y el reglamento MIE-RAT 12.

La corriente nominal de servicio en barras es de 2.500 A y el poder de corte de 31,5 kA.

Las características constructivas de cada celda son análogas, variando únicamente el aparellaje instalado en cada una de ellas, de acuerdo con las necesidades para cada tipo de servicio.

El aparellaje con el que va dotado cada tipo de celda es el siguiente:

- a) Celda de transformador de potencia: un seccionador de tres posiciones (mando manual), un interruptor automático (mando motorizado), tres transformadores de intensidad, nueve terminales unipolares y detectores de tensión.
- b) Celda de línea o batería de condensadores: un seccionador de tres posiciones (mando manual), un interruptor automático (mando motorizado), tres transformadores de intensidad, tres terminales unipolares y detectores de tensión.
- c) Celda de línea y medida de barras: Un seccionador de tres posiciones (mando manual), un interruptor automático (mando motorizado), tres transformadores de intensidad, tres terminales unipolares, detectores de tensión y tres transformadores de tensión enchufables.
- d) Celda de transformador de servicios auxiliares: un interruptor-seccionador de tres posiciones (mando manual), tres fusibles de alta capacidad de ruptura (ACR), un seccionador para fusibles, tres terminales unipolares y detectores de tensión.

Las características eléctricas del aparellaje descrito para cada celda son las siguientes:

Interruptores	
Tensión nominal	30 kV
Tensión de ensayo 1 min. 50 Hz	70 kV
Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 µseg	170 kV
Intensidades nominales:	
Celdas de línea	630 A
Celdas de transformador	2.500 A

Poder de corte simétrico: Celdas de línea Celdas de transformador	31,5 kA 31,5 kA
Aislamiento	en SF ₆

Transformadores de intensidad	
Celdas de línea y bancos de condensadores:	
Intensidades primarias nominales: Celdas de línea Celdas de batería de condensadores	600 A 500÷1000A
Intensidades secundarias nominales (2 núcleos)	5-5 A
Potencias y clases de precisión: Primer núcleo (medida) Segundo núcleo (protecciones)	10 VA Cl. 0,5 10 VA 5P20
Celdas de transformador:	
Intensidades primarias nominales: Celdas de transformador	1500÷3000A
Intensidades secundarias nominales (3 núcleos)	5-5-5 A
Potencias y clases de precisión: Primer núcleo (medida) Segundo núcleo (protecciones) Tercer núcleo (protecciones)	20 VA Cl. 0,5 20 VA 5P20 20 VA 5P20

Transformadores de tensión	
Tensión máxima de servicio	30 kV
Relación	30:√3/0,110:√3-0,110:3 kV
Potencias y clases de precisión: Primer núcleo (medida) Segundo núcleo (protecciones)	45 VA Cl. 0,5 50 VA Cl. 3P

2.8. Servicios auxiliares

Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control, protección y medida.

a) Servicios auxiliares de corriente alterna

Para disponer de estos servicios se ha previsto la instalación de dos transformadores de 300 kVA, que se montarán en el exterior. Estos transformadores se conectan a su correspondiente celda de 30 kV de alimentación a servicios auxiliares y, a su vez, alimentan en baja tensión el cuadro de servicios auxiliares situado en la sala de mando y control del mismo edificio.

Serán transformadores trifásicos de aislamiento seco, de 300 kVA de potencia nominal, 30 kV de tensión primaria, con tensiones secundarias entre 0,420 y 0,242 kV, con conexión en estrella/zig-zag al grupo de conexión Dyn11.

En caso de falta de alimentación desde los transformadores de servicios auxiliares, se realizará la conmutación a una alimentación externa de una línea de alimentación en media tensión procedente de una línea de distribución perteneciente a la compañía que efectúe dicha distribución localmente en las proximidades. Esta línea alimentará un centro de transformación prefabricado normalizado de compañía que dispondrá de un transformador de servicios auxiliares.

b) Servicios auxiliares de corriente continua

Sistema de 125 V de corriente continua para fuerza y control:

Se instalarán dos equipos fuente conmutada-batería en la sala de servicios auxiliares del Edificio de Control, con capacidad cada uno para alimentar todos los sistemas de control y protecciones, así como el sistema de fuerza (alimentación de motores de interruptores y seccionadores).

El cuadro principal de corriente continua de 125 V estará constituido por dos barras independientes desde las que se distribuirán los servicios de control y fuerza y estará ubicado en la sala de servicios auxiliares del Edificio de Control.

Sistema de 48 V de corriente continua:

En la sala de servicios auxiliares el edificio de control se instalarán dos equipos de fuentes conmutadas de AF-batería para 48 V en la sala de servicios auxiliares del edificio de control y un cuadro general de corriente continua de 48 V. De este cuadro, partirán todas las alimentaciones a los equipos de comunicaciones del edificio de control.

c) Cuadros de control y armarios de protecciones

El mando y control de la subestación transformadora, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios constituidos por paneles de chapa de acero y un chasis formado con perfiles y angulares metálicos del mismo material.

Se instalará un armario de control y protección por cada posición de línea o transformador de 400 kV. Serán armarios compuestos por chasis construidos con perfiles metálicos, cerrados por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo, lo cual permite una gran visibilidad, protección contra polvo y suciedad, y fácil manejo y acceso a los aparatos instalados.

d) Unidades de control

El mando y control de la Subestación será de tipo digital y estará constituido por:

- Una Unidad de Control de Subestación (UCS) dispuesta en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además de la unidad de control propiamente dicha, una pantalla y un teclado en el frente, un reloj de sincronización (GPS), una unidad de control para la adquisición de las señales de los servicios auxiliares y una bandeja para la instalación de los módem de comunicación con el Telemando.
- Una Unidad de Control de Posición (UCP) integrada con equipos de protección por cada posición de la Subestación. En el caso de las posiciones de línea y transformador de 400 kV la UCP se alojará en el correspondiente armario de control y protecciones. En el caso de las celdas de media tensión, las UCP's irán alojadas en el compartimento de baja tensión, soportadas sobre la puerta abatible superior de dicho cubículo. Las comunicaciones entre las diferentes UCP's y la UCS se realizará a través de una estrella óptica con fibra multimodo.

Desde cada UCP se puede controlar y actuar localmente sobre la posición asociada, y desde la UCS se puede controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado del sistema en general.

e) Sistema de protecciones

e.1) Protecciones 400 kV

Se instalará una protección diferencial de barras (87B) para la protección del embarrado de 400 kV.

- Posición de transformador: Protección de Interruptor (PI) (con las funciones de discordancia de polos (2-1), comprobación de sincronismo, protección por mínima tensión, oscilografía, fallo de interruptor y protección contra sobretensiones), dos sistemas de protección diferencial de transformador (87) (con las funciones de sobreintensidad temporizada de fase y de neutro y oscilografía), relé de discordancia de polos (2-2), relés de vigilancia de tensión en las bobinas del interruptor (3) y relés de disparo y bloqueo.
- Posición de línea: sistemas de protección principal basada en el principio diferencial, sistemas de protección secundaria basada en el principio de distancia, Protección de interruptor (PI), relé para discordancia de polos (2-2) y relés de vigilancia de tensión en las bobinas del interruptor (3).

e.2) Protecciones 30 kV

Las protecciones de 30 kV se montarán en los cubículos de mando y protección de las celdas.

- Posición de transformador: Vigilancia de circuitos de disparo interruptor (3), sobreintensidad instantánea y temporizada de fases y neutro (50/50 N y 51/51 N), subtensión (27), sobretensión (59), tierras resistentes (64), máxima y mínima frecuencia (81).
- Posición de línea: Vigilancia de circuitos de disparo interruptor (3), sobreintensidad instantánea y temporizada de fases y neutro (50/50 N y 51/51 N).
- Posición de baterías de condensadores: Vigilancia de circuitos de disparo interruptor (3), sobreintensidad instantánea y temporizada de fases y neutro (50/50 N y 51/51 N), subtensión (27) y sobretensión (59).

f) Equipos de medida y facturación

Se instalará un equipo de medida y facturación a la entrada de la línea de 400 kV compuesto un contador (comprobante, para medida en Tipo 1, activa-reactiva, importación/exportación, con medida en los cuatro cuadrantes, clase 0,2 en activa y clase 0,5 para reactiva), módem GSM y antena para la función de telemedida, armario de medida y bornas de comprobación.

g) Telecontrol y comunicaciones

La instalación se explotará en régimen abandonado, por lo que se dotará a la subestación de un Sistema de Telecontrol, que se encargará de recoger las señales, alarmas y medida de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación de la compañía explotadora del parque.

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control integrado y la transmisión se realizará por fibra óptica, instalada en la línea eléctrica. A través de esta vía de comunicación se podrá realizar telemedida.

La transmisión del teledisparo se realizará a través de fibra óptica. Las protecciones diferenciales de línea se comunicarán con el extremo contrario a través de un canal de fibra óptica independiente del canal de teledisparo indicado anteriormente.

2.9. Alumbrado

La Subestación dispondrá de un sistema de alumbrado exterior y otro interior en el edificio con un nivel lumínico, en ambos casos, suficiente para poder efectuar las maniobras precisas, con el máximo de seguridad.

Se instalará un sistema de alumbrado de emergencia, compuesto por lámparas de incandescencia y alimentado en corriente continua mediante grupos

autónomos. El sistema de emergencia será telemandado desde el edificio de control.

Para la iluminación exterior se montarán proyectores de aluminio anodinado, cerrados, que alojan lámparas de vapor de sodio alta presión. Los proyectores se instalarán sobre soportes de una altura de 2,5 m adecuadamente orientados, con el fin de facilitar las labores de mantenimiento. El encendido de este alumbrado se produce manual o automáticamente por medio de un reloj programador instalado en el cuadro de servicios auxiliares, en el que irán montados el contactor y los fusibles que protegen el correspondiente circuito.

El alumbrado interior en el edificio de mando, control y celdas 30 kV se realizará con pantallas para tubos fluorescentes de 40 W, que proporcionarán la iluminación exigida a cualquier necesidad.

2.10. Instalación de puesta a tierra

Se dotará a la instalación de una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 metros de profundidad, que permita reducir las tensiones de paso y de contacto a niveles admisibles, anulando el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

Todos los elementos metálicos de la instalación estarán unidos a la malla de tierra inferior, dando cumplimiento a las exigencias descritas en la MIE-RAT 13 del “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación”. Según lo establecido en dicho Reglamento, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas, es decir, se unirán a la malla de tierra los chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos, las puertas metálicas de los locales, las vallas y cerramientos metálicos, la estructura metálica (columnas, soportes, pórticos, etc.), los blindajes metálicos de los cables, las tuberías y conductos metálicos y las carcasas de transformadores, motores y otras máquinas.

Se conectarán directamente a tierra, sin uniones desmontables intermedias, los elementos que se consideran puestas a tierra de servicio: los neutros de transformadores de potencia y medida, los hilos de tierra de las líneas aéreas, los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra, las tomas de tierra de las autoválvulas para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200^o C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld

de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

Asimismo, con el objeto de proteger los equipos de la subestación de descargas atmosféricas directas, se ha dotado a la subestación con una protección de tierras superiores, formada por puntas Franklin sobre las columnas que se unirán a la malla de tierra de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla.

2.11. Sistemas complementarios en el edificio

El edificio de control de la Subestación irá equipado además con las siguientes instalaciones complementarias:

- Sistema de detección de humos en el edificio. La activación de este sistema emitirá una alarma que se transmitirá por telemando.
- Sistema de extinción de incendios con medios manuales.
- Sistema antiintrusos en el edificio mediante contactos de puerta y alarma, que también se transmitirá por telemando.
- Ventilación forzada actuada por termostato par las salas de control y celdas.
- Calefacción actuada por termostato para la sala de control.
- Climatización para los equipos de comunicaciones situados en la sala de control.

2.12. Obra civil y edificios

La obra civil recoge tareas de acondicionamiento del terreno, cerramiento perimetral, drenaje de aguas pluviales, viales interiores para el acceso de los equipos de transporte y mantenimiento requeridos para el montaje y conservación de los elementos de la subestación, la instalación de un edificio formado por elementos de obra de fábrica con aislamiento térmico con la organización de las canalizaciones necesarias para el tendido de los cables de potencia y control, bancadas para la instalación de los transformadores de potencia previstos, cimentaciones necesarias para la sustentación del pórtico de amarre de la línea de 400 kV y del aparellaje exterior de 400 y 30 kV, canalizaciones eléctricas necesarias para el tendido de los correspondientes cables de potencia y control (canalizaciones formadas por zanjas, arquetas y tubos enlazando los distintos elementos de la instalación para su correcto control y funcionamiento) y recubrimiento mediante una capa de grava de 10 cm de espesor en la superficie de la subestación para alcanzar la resistencia necesaria del terreno.

El proyecto incluye además una descripción detallada del Sistema de protección contra incendios y el Estudio de Seguridad y Salud para la subestación.

3. LÍNEA AÉREA DE EVACUACIÓN SUBESTACIÓN ST TALASOL – SUBESTACIÓN REE-ST CAÑAVERAL

La línea eléctrica aérea tendrá una longitud de 23,659 km, estará formada por cuatro alineaciones y discurrirá por los términos municipales de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal y Casas de Millán, todos ellos situados en la provincia de Cáceres. El origen de la línea se ubicará en la subestación propia de la planta fotovoltaica, denominada ST Talasol y ubicada en Talaván, y unirá esta con la subestación de Cañaverál (ST Cañaverál), propiedad de REE, ubicada en el término municipal de casas de Millán (Cáceres), para la evacuación de la energía.

Las características generales de la línea son las siguientes:

Características	
Longitud aproximada	23,7 km
Zona por la que discurre	Zona A
Tensión Nominal	400 kV
Tensión más elevada de la red	420 kV
Capacidad térmica de transporte por circuito	1812 MVA/circuito
Número de circuitos	1
Número de conductores por fase	2 (Duplex)
Tipo de conductor	Rail de ACSR-AW de 516.84 mm ² de sección
Temperatura máxima del conductor	85°C
Tipo de apoyo	Torre metálica con perfiles de angular de alas iguales, atornillados y galvanizados
Nº de apoyos proyectados	66
Altura máxima de los apoyos	49,5 m
Cimentaciones	Zapatillas individuales de hormigón en masa
Cables de tierra	Dos cables de tierra compuestos tierra-óptico de 15,3 mm d diámetro
Tipo de aislamiento	Vidrio templado 160BS
Puesta a tierra	Anillos de varilla de acero descarbonado

3.1. Fases y cables de tierras

La siguiente tabla refleja las características principales del conductor y cables de tierra:

Características	Rail ACSR-AW ¹⁸	OPGW ¹⁹
Sección (mm ²)	516,84	80
Diámetro (mm)	29,61	15,3
Peso (kg/m)	1,560	0,683
T. rotura (kg)	11575	10160
Mod. Elástico (kg/mm ²)	6500	17845
Coef. Dilat. Térmica (°C ⁻¹)	21,2x10 ⁻⁶	14,5x10 ⁻⁶
Resist. 20°C, cc (Ω/km)	0,0585	0,46

3.2. Aislamiento

Para las fases exteriores, se instalarán cadenas de suspensión dobles en los apoyos pertenecientes a vanos con cruzamientos con autovías, carreteras nacionales, ferrocarriles y ríos navegables. El resto de cadenas de suspensión de las fases exteriores serán simples. Para las suspensiones de la fase central se opta por cadenas en V con apertura de 90°.

Cada cadena de suspensión se compondrá de 22 aisladores de vidrio tipo U-160BS según UNE-EN 60305, de 280 mm de diámetro y 146 mm de paso.

Las cadenas de amarre serán dobles siempre excepto en los apoyos finales de línea si el tense al pórtico es reducido, en cuyo caso podrán instalarse cadenas simples. Cada cadena de amarre estará compuesta por 22 aisladores de vidrio tipo U-160BS según UNE-EN 60305, de 280 mm de diámetro y 146 mm de paso.

3.3. Herrajes

Los herrajes de las cadenas de aisladores y de sujeción de los cables de tierra son de acero galvanizado en caliente, adaptados a la norma del aislador utilizado, según normas UNE y CEI.

Las grapas de las cadenas de fase en amarre son del tipo compresión hexagonal. Las grapas en cadenas de fase en suspensión son de tipo GSA. Las de los cables de tierra del tipo retención preformada. Las cadenas de fase dispondrán de descargadores.

Se colocarán separadores de fase de tipo rígido para fijar una separación entre subconductores de fase de 400 mm.

3.4. Apoyos

¹⁸ Aluminum Conductor Steel Reinforced in the American Wire Group (Conductor de Aluminio Reforzado con Acero recubierto con Aluminio del Grupo American Wire).

¹⁹ Optical ground wire (Cable de tierra de fibra óptica).

La estructura de los apoyos está constituida por perfiles angulares de lados iguales, en calidad AE-355 y AE-275, según norma UNE 36080. Las uniones de los angulares, se realizan por medio de tornillos de calidad definida según DIN 267, en dimensiones métricas según DIN 7990. El acabado de los tornillos y perfiles es galvanizado en caliente. La configuración de los apoyos es en capa, utilizándose la serie 41 normalizada de REE para este tipo de configuración.

3.5. Cimentaciones

Las cimentaciones son independientes por cada pata del apoyo. Están calculadas partiendo de las solicitaciones mecánicas y reglamentarias que tendrán los apoyos en su utilización.

3.6. Puesta a tierra de los apoyos

En la cimentación de los apoyos nuevos se realizarán anillos cerrados de varilla de acero descarbonado o cable de cobre, conectados a dos de los montantes del apoyo cumpliendo la consideración de *zona no frecuentada*. El número definitivo de anillos será el adecuado para que, en ningún caso, la resistencia de difusión a tierra sea superior a 20 Ω .

En el Proyecto se presentan tablas con detalles exhaustivos en cuanto a la relación de apoyos (con datos sobre altura, distancias, coordenadas, longitudes de los vanos, etc.), los cruzamientos y distancias de seguridad, cálculos respecto a los conductores y cables de tierra, cálculos eléctricos, tipos de apoyos (frecuentados y no frecuentados), características de los aisladores, cálculos de los apoyos y cimentaciones.

Asimismo, se incorpora una relación detallada de planos y un Estudio de Seguridad y Salud que establece las medidas de seguridad que deben adoptarse en los trabajos de construcción a realizar en la línea aérea a 400 kV de simple circuito para la evacuación de energía eléctrica del parque fotovoltaico de Talaván.

También se incorpora un anexo donde se detalla la relación de bienes y derechos afectados por expropiación forzosa, así como el pliego de condiciones técnicas específicas para la ejecución de la línea aérea, avalados por la normativa vigente y por las especificaciones técnicas establecidas por REE. Se incluye, además, un Estudio de gestión de residuos con objeto de minimizar los impactos derivados de la generación de residuos en la construcción del Proyecto.

ANEXO II: Condiciones específicas incluidas en la Declaración de Impacto Ambiental

Mediante Resolución de 19 de noviembre de 2014, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se ha formulado declaración de impacto ambiental favorable a la realización del proyecto Instalación fotovoltaica Talasol Solar PV de 300 MW, en el término municipal de Talaván (Cáceres). El proyecto tiene por objeto la construcción de una instalación fotovoltaica de 300 MW, una subestación eléctrica de transformación y una línea de evacuación de la energía. Las actuaciones proyectadas se localizan en los términos municipales de Casas de Millán, Hinojal, Santiago del Campo y Talaván (Cáceres).

La instalación fotovoltaica estará compuesta por 871.344 unidades de módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de alto rendimiento de 345 Wp o similar, estructuras de soporte fijas para los módulos fotovoltaicos, 336 inversores, 155 unidades de centro de transformación (con dos transformadores de 1.000 KVA y 3 unidades de centro de transformación, con un transformador de 1.000 kVA y un transformador de 500 kVA), 12 unidades de centro de seccionamiento de 25 MW, tres naves industriales de hormigón prefabricado y pórticos metálicos de dimensiones 20 x 10 metros, caminos interiores de grava de 4 metros de anchura y una longitud total de 36.000 metros y un vallado perimetral cinégetico de 2 metros de altura y suplemento (mediante ballestas de 60 cm y 3 alambres de acero) con una longitud total de 18.364 metros.

La subestación eléctrica se ubicará dentro de la parcela 1 del polígono 15 del término municipal de Talaván (Cáceres). Estará formada por un parque de intemperie de 400 kV (con tres posiciones de transformador y una posición de línea de configuración de simple barra para la evacuación de la energía), tres transformadores de potencia trifásicos (de 400/36 kV, 100 MVA de intemperie, aislados en aceite mineral, con regulación en carga para tomas en el lado de la tensión), el sistema de 36 kV (formado por tres módulos de celdas, con esquema de simple barra, tipo interior, en celdas de aislamiento de hexafluoruro de azufre) y edificio de control y mando.

La línea eléctrica de evacuación, de 400 kV, conectará la subestación de la planta fotovoltaica con la subestación de Cañaveral (propiedad de REE), tendrá una longitud total aproximada de 23,7 km y contará con 66 apoyos de una altura máxima de 49,5 metros, que afectarán a los términos municipales de Talaván, Santiago del Campo, Hinojal y Casas de Millán (Cáceres). Se tratará de un sistema de corriente alterna trifásica, cuya tensión más elevada de la red será de 420 kV, con una capacidad térmica de transporte por circuito de 1812 MVA/circuito, tendrá un circuito y dos conductores por fase (tipo de conductor será Raíl de ACSR-AW de 516,84 mm² de sección). El apoyo será de tipo torre metálica con perfiles de angular de alas iguales, atornillados y galvanizados y las cimentaciones serán zapatas individuales de hormigón en masa. Habrá dos cables compuestos tierra-óptico de 15,3 mm de diámetro, con aislamiento de

vidrio templado 160BS y puesta a tierra mediante anillos de varilla de acero descarburado.

La instalación se ubicará en la provincia de Cáceres, al norte de la capital, dentro de los términos municipales de Casas de Millán, Hinojal, Santiago del Campo y Talaván, en terrenos cuyos usos son principalmente el agrícola de cereal y ganadero extensivo, con una importante cabaña ganadera de vacuno.

Se trata de un territorio geomorfológicamente dominado por penillanuras con una altitud media próxima a los 400 metros sobre el nivel del mar y un sustrato de cuarcitas paleozoicas y áreas de sedimentación con depósitos de arcilla y pizarras que en algunos casos surgen como afloramientos muy verticales conocidos en el lugar como «dientes de perro».

Las actuaciones proyectadas se localizan dentro del ámbito de la cuenca hidrográfica del Tajo, donde el relieve suavizado de la penillanura es interrumpido por los dos cursos de agua principales, los ríos Tajo y Almonte, que discurren encajados por valles estrechos y de relieve abrupto. También se encuentran presentes el arroyo Talaván y otros cauces de carácter estacional.

Respecto a la vegetación existente, las parcelas donde se ubicará la planta fotovoltaica han estado dedicadas principalmente al cultivo extensivo de cereal, aunque actualmente no se realizan dichas labores, y están ocupadas por pastizal mediterráneo y zonas con predominio del estrato arbustivo. Pueden existir algunos reductos de dehesa y repoblaciones de encina, bosquetes de acebuche y matorrales en las zonas de pendientes más acusadas.

El trazado de la línea eléctrica discurre principalmente sobre pastizales y cultivos herbáceos, y en menor medida, sobre formaciones de matorral con porte arbustivo o subarbustivo poco denso y dehesas de encina, quejigo, alcornoque y bosques mixtos de quercíneas.

La planta fotovoltaica se localiza próxima a los siguientes espacios incluidos en la Red Natura 2000 y en la Red de Espacios Naturales Protegidos de Extremadura (RENPEX): ZEPA²⁰ Embalse de Talaván, ZEPA Riberos del Almonte, LIC²¹ río Almonte, ZEPA Llanos de Cáceres y Sierra de Fuentes y Zona de Interés Regional (ZIR) Llanos de Cáceres y Sierra de Fuentes. Asimismo, en la zona está presente un hábitat natural de interés comunitario (HIC) de fruticedas, retamares y matorrales mediterráneos termófilos.

Asimismo, la zona se corresponde con un área de interés para la avifauna, al constituir zonas de campeo utilizadas como áreas de alimentación de las siguientes especies protegidas: aguilucho cenizo, ganga ortega, avutarda, ganga ibérica, cernícalo primilla, milano real, milano negro, alcaraván, carraca europea, sisón, grulla, águila-azor perdicera, águila real, cigüeña negra y

²⁰ Zona de especial protección para las aves.

²¹ Lugar de Interés Comunitario.

alimoche, todas ellas incluidas en el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Extremadura (Decreto 37/2001, de 6 de marzo) y en el anexo IV de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, de Patrimonio Natural y de la Biodiversidad como especies que serán objeto de medidas especiales en cuanto a su hábitat, con el fin de asegurar su reproducción en su área de distribución.

La línea eléctrica proyectada se encuentra próxima a los espacios naturales protegidos indicados anteriormente y atraviesa la ZEPA Embalse de Alcántara, corredor natural de especies de avifauna protegida, y áreas con presencia del hábitat prioritario de zonas subestepicas de gramíneas.

El trazado de la línea eléctrica forma parte de un área de interés para la grulla, según se establece en el Plan de Manejo de la Grulla Común en Extremadura, y para aves necrófagas y rapaces que la utilizan como área de campeo y alimentación, debido a la presencia de una actividad ganadera local importante que permite el mantenimiento de diferentes hábitats diseminados por el territorio. El inicio del trazado se sitúa a menos de 2,5 km. de los territorios de reproducción de alimoche, cigüeña negra y águila real, ocupando áreas de campeo de éstas y otras especies. Dicho trazado, cruza además un área de aproximadamente 485 hectáreas, situada al suroeste del núcleo urbano de Hinojal, fuera de los límites de la ZEPA Embalse de Talaván, de alto valor para la reproducción de varias especies de aves esteparias, por lo que recientemente ha sido propuesta para su inclusión dentro de la citada ZEPA.

Las actuaciones proyectadas se localizan dentro del Área Importante para las Aves (IBA) del Embalse de Alcántara-Cuatro Lugares.

Por otra parte, en el ámbito de actuación se localizan numerosos elementos pertenecientes al patrimonio cultural, principalmente asociados con la dispersión de cerámicas y téglulas y rocas con grabados, así como la presencia de las vías pecuarias Vereda del Camino Real de Castilla y Colada Camino de Santiago a Monroy.

Con fecha 21 de septiembre de 2012, se recibió en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del MAGRAMA la documentación inicial relativa al proyecto. Con fecha 24 de enero de 2013, la citada Dirección se estableció un periodo de consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas por la ejecución del proyecto, para determinar el alcance del estudio de impacto ambiental y señalar las implicaciones ambientales del proyecto.

Con fecha 23 de septiembre de 2013, el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero. Asimismo, sometió el proyecto al trámite de información pública mediante anuncios en el «Boletín Oficial del Estado» («BOE»), nº 246, de 14

de octubre de 2013, en el «Boletín Oficial de la Provincia de Cáceres », nº 194, de 8 de octubre de 2013, y en el Diario de Extremadura, de 4 de octubre de 2013.

Durante el proceso de participación pública se han recibido alegaciones de carácter ambiental de los organismos afectados, tales como la Confederación Hidrográfica del Tajo que considera el proyecto viable desde el punto de vista de los posibles impactos que se podrían generar sobre el dominio público hidráulico, siempre que se pongan en práctica las determinadas medidas propuestas por dicho organismo, o Los Ayuntamientos de Santiago del Campo, Hinojal, Cañaveral, Casas de Millán y Talaván que no realizan observaciones en relación con el proyecto, informando favorablemente, los tres últimos, a la concesión de las licencias necesarias para su autorización y puesta en funcionamiento (el Ayuntamiento de Santiago del Campo indica que no se afecta a bienes, instalaciones, obras o servicios dependientes de dicho municipio).

La Diputación Provincial de Cáceres, en un primer escrito, informa que desde el punto de vista ambiental no existen disconformidades, oposiciones o reparos a las instalaciones eléctricas proyectadas, aunque, en un segundo escrito, indica que algunas de las actuaciones proyectadas se localizan en la zona de influencia de la carretera provincial CC-28, por lo que se deberán solicitar las autorizaciones correspondientes.

La Dirección General de Carreteras y Obras Hidráulicas del Gobierno de Extremadura informa favorablemente el proyecto, señalando que se deberá solicitar autorización para las actuaciones en la zona de influencia de las carreteras de titularidad autonómica EX-370 y EX-390.

El Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF) señala que se deberá solicitar autorización para el cruce de la línea eléctrica con la línea férrea convencional Madrid-Valencia de Alcántara.

La Dirección General de Patrimonio Cultural del Gobierno de Extremadura, tras la prospección arqueológica realizada, identifica los yacimientos con restos arqueológicos existentes en el ámbito de actuación y propone el cumplimiento estricto de una serie de medidas de protección del patrimonio cultural.

La Dirección General de Transporte, Ordenación del Territorio y Urbanismo del Gobierno de Extremadura, en un primer informe, señala que no existe expediente de Calificación Urbanística, según lo establecido en la Ley 15/2001, de 14 de diciembre, del Suelo y Ordenación Territorial de Extremadura, o aplicable a la Ley de Impulso al Nacimiento y Consolidación de Empresas (LINCE), mientras que en un segundo informe indica que el proyecto no afecta a bienes, instalaciones, obras o servicios dependientes de dicha administración, y que la instalación proyectada se localizaría en suelo no urbanizable, estando el uso contemplado dentro de la citada Ley 15/2001, de 14 de diciembre.

La Dirección General de Medio Ambiente del Gobierno de Extremadura, tras varios informes, en el de 21 de marzo de 2014, y tras la opinión del Servicio de Conservación de la Naturaleza y Áreas Protegidas, considera suficientes las medidas propuestas por el promotor para minimizar los posibles impactos generados en el tramo señalado y valora favorablemente la actividad, siempre y cuando se adopten el resto de medidas preventivas y correctoras propuestas en otro informe de 15 de noviembre de 2013. A todas estas alegaciones el promotor contesta que cumplirá los condicionantes, adoptará las medidas preventivas y correctoras propuestas y solicitará las autorizaciones necesarias, así como que tendrá en cuenta las consideraciones realizadas por empresas tales como Red Eléctrica de España, S.A.U., Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., Telefónica España, S.A.U. y Finca Prescribanillos con objeto de evitar las posibles afecciones del proyecto a infraestructuras de su propiedad.

La DIA es favorable a la realización del proyecto de la instalación siempre y cuando se ejecute dentro de las condiciones establecidas en la misma, que suponen el cumplimiento de todas las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante todo el proceso de evaluación de impacto ambiental, y particularmente las propuestas por la Confederación Hidrográfica del Tajo, el Servicio de Conservación de la Naturaleza y Áreas Protegidas, la Dirección General de Medio Ambiente y la Dirección General de Patrimonio Cultural del Gobierno de Extremadura, las cuales deberán estar presupuestadas y definidas a escala de proyecto, así como las siguientes condiciones de protección ambiental específica:

1. Protección a la atmósfera. Durante la fase de obras, se controlará la emisión de gases contaminantes de los vehículos y maquinaria, con un programa de puesta a punto; se evitará la generación de ruidos con la utilización de silenciadores.

Se realizarán mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético durante la vida útil de la instalación fotovoltaica, subestación y línea eléctrica, comprobando que no se sobrepasen los umbrales marcados por la legislación aplicable. De los resultados obtenidos se inferirá, en su caso, la necesidad de completar las medidas mitigadoras previstas.

Durante la fase de explotación, se realizará un mantenimiento preventivo periódico de los aparatos eléctricos que contengan aceite o gases dieléctricos. Se realizará un control del gas hexafluoruro de azufre (SF₆). Se llevará a cabo acción correctiva programada si se confirmaran fugas. Además, las actuaciones de mantenimiento que requieran vaciado de gas se realizarán mediante un equipo de recuperación. Los aceites dieléctricos empleados deberán estar libres de PCBs y PCTs (policlorobifenilos y policloroterfenilos).

2. Protección de la hidrología. Las actuaciones deberán desarrollarse sin afectar negativamente a los cauces que pudieran existir en el ámbito de actuación.

Los apoyos de la línea eléctrica se situarán fuera de la zona de servidumbre de los cauces y de la vegetación de ribera, así como a la mayor distancia posible de los cursos de agua, zonas con alto nivel freático y afloramientos rocosos, para evitar alteraciones en el medio hidromorfológico.

Los cauces afectados deberán mantenerse de la manera más natural posible, manteniéndolos a cielo abierto y evitando cualquier tipo de canalización o regularización del trazado. Se afectará lo menos posible a sus características físicas de modo que no se produzca una disminución de la capacidad hidráulica de los mismos.

En caso de ser necesario atravesar los cauces con la maquinaria, y previa autorización del órgano de cuenca, se habilitarán pasos provisionales con caños. Si para el paso es necesaria la creación de obras de cruce sobre los cauces, a través de caminos o viales, las obras se proyectarán provisionales con una sola luz para reducir el peligro de obstrucción y serán desmontados una vez finalizadas las obras.

Se procurará que las excavaciones no afecten a los niveles freáticos, y se tendrá cuidado de no afectar a la zona de recarga de acuíferos.

En las zonas o vías de flujo preferente, entendida como la envolvente de la vía de intenso desagüe y la zona de inundación peligrosa, sólo podrán ser autorizadas por el organismo de cuenca aquellas actividades no vulnerables frente a las avenidas y que no supongan una reducción significativa de la capacidad de desagüe de dicha vía.

Se realizarán las labores de mantenimiento y lavado de la maquinaria en áreas específicas acondicionadas a tal efecto, que cuenten con suelo de hormigón y tengan asociada una balsa de sedimentación, la cual estará perfectamente vallada con un cerramiento rígido que impida la caída de animales o personas.

Todas las instalaciones de almacenamiento y distribución de sustancias susceptibles de contaminar el medio hídrico, como los depósitos de combustibles, deberán ir debidamente sellados y ser estancos para evitar su filtración y contaminación de las aguas superficiales y subterráneas.

Los transformadores ubicados en la subestación eléctrica deberán contar con un foso impermeabilizado de recogida de aceite, correctamente dimensionado para albergar todo el aceite, en caso de derrame del mismo.

Los residuos peligrosos generados por la maquinaria de la obra y los transformadores se recogerán y almacenarán en recipientes adecuados para su evacuación y tratamiento por gestor autorizado, lo mismo que los lodos procedentes de la balsa de sedimentación o el material de absorción de los derrames de aceites y combustibles.

Las aguas residuales serán depuradas adecuadamente antes de su vertido con la autorización previa del organismo de cuenca o bien serán recogidas en una fosa estanca para su posterior retirada por gestor autorizado. Se prestará especial atención a las aguas de limpieza de los paneles para evitar la contaminación del medio natural.

Se prohíbe el vertido o aporte de líquidos, aceites procedentes de la maquinaria o sólidos del movimiento de tierras y la localización de las instalaciones auxiliares en áreas que puedan afectar al sistema fluvial. Se procederá a la limpieza de todos los restos que puedan interrumpir la red de drenaje y a la revegetación de las superficies sin cobertura vegetal en las que se puedan generar sólidos en suspensión.

Se procederá a la restauración paisajística de los cauces afectados con la realización de plantaciones acordes con la situación geobotánica del cauce, abarcando una longitud aguas arriba y aguas abajo que supere la zona de influencia de las obras.

Todas las actuaciones que se realicen en zona de dominio público hidráulico o zona de policía (cruzamiento de la línea eléctrica, cerramientos, instalaciones, ocupación, etc.), así como el posible vertido de aguas residuales y captaciones de aguas públicas, deberán contar con la preceptiva autorización de dicho organismo.

3. Protección del suelo y la vegetación. Previo al inicio de las obras, se realizará una prospección del terreno, en la época adecuada y por técnico especializado, en la que se identifique la posible presencia de las especies amenazadas y/o vegetación de interés, para definir las medidas adecuadas que evitarán o minimizarán los posibles impactos sobre las mismas, en coordinación con el órgano ambiental competente del Gobierno de Extremadura. Se minimizará la superficie a desbrozar a lo estrictamente imprescindible, respetando los pies de matorral noble y evitando afectar a especies de flora protegida.

Se jalonará la zona de obras antes del inicio de las mismas, evitando que la maquinaria circule fuera del área de ocupación. Los movimientos de tierras se limitarán a las zonas ocupadas realmente por las instalaciones fijas y definitivas. Se llevará a cabo la retirada, conservación y reutilización de la tierra vegetal de aquellas superficies que vayan a ser alteradas por las obras. Se aprovecharán los accesos existentes, evitando la apertura de otros nuevos. En caso de apertura, los nuevos accesos se realizarán con la mínima anchura posible, procurando respetar la vegetación existente y sin afectar al sistema hidrológico. Para los nuevos caminos de acceso necesarios, se deberá recabar informe favorable del órgano competente del Gobierno de Extremadura.

La eliminación de los residuos vegetales deberá hacerse de forma simultánea a las labores de talas, podas y desbroces, apilándose y retirándose de la zona con la mayor brevedad, para evitar el incremento del riesgo de incendios forestales. Los residuos forestales deberán ser eliminados entregándolos a sus

propietarios por trituración e incorporación al suelo o entregándolos a vertedero controlado, siendo preferible la primera alternativa.

Se realizará una propuesta de control de la vegetación en el campo solar mediante medios mecánicos y/o ganaderos, evitando la utilización herbicidas.

Se incluirá un plan de prevención y extinción de incendios para los periodos de ejecución y funcionamiento de la infraestructura proyectada. Se realizará un estudio del incremento del riesgo de incendios forestales debido a la presencia de la nueva infraestructura y se adoptarán las medidas necesarias para evitarlos o reducir su ocurrencia.

4. Protección de la fauna. Previo al inicio de las obras, se realizará una prospección de la zona por parte de un técnico cualificado, con objeto de detectar posibles nidos y refugios de fauna. En caso de localizar nidos de especies protegidas o rodales de flora protegida, se paralizarán las obras en la zona y se avisará al Agente del Medio Natural, reduciendo las molestias en un radio de, como mínimo, 200 metros para aves amenazadas, hasta obtener las indicaciones del mencionado Agente.

Se planificarán las actuaciones de forma que se minimice la afección durante los periodos sensibles para la reproducción de las poblaciones de aves esteparias y rapaces amenazadas, con el objeto de garantizar el éxito reproductor de las mismas. El periodo de realización de las obras podrá modificarse, siempre y cuando se disponga de la autorización expresa del órgano ambiental competente del Gobierno de Extremadura.

Se adaptarán en todo el trazado de la línea eléctrica, las medidas antielectrocución establecidas en el Decreto 47/2004, de 20 de abril, por el que se dictan Normas de Carácter Técnico de adecuación de las líneas eléctricas para la protección del medio ambiente en Extremadura, y las que sean de aplicación en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Específicamente, se señalarán en todo el trazado los dos cables de tierra con espirales salvapájaros naranjas de 1 metro de longitud y 30 cm de diámetro cada 10 metros, de forma alterna en el caso de cables de tierra paralelos y con una distancia máxima de 20 metros entre señales contiguas en un mismo cable, y se instalarán dispositivos antiposadas para minimizar los riesgos de electrocución en la línea eléctrica.

Las operaciones de mantenimiento de la línea (retirada de nidos, desbroces, cortas, etc.) futuras deberán contar con las autorizaciones pertinentes. El promotor pondrá en conocimiento del órgano ambiental competente de forma inmediata, cualquier incidente que se produzca en las instalaciones objeto del presente proyecto, con relación a la avifauna existente en la zona (colisión, intento de nidificación en los apoyos, electrocución, etc.), al objeto de determinar las medidas suplementarias necesarias.

El cerramiento perimetral e interiores deberán contar con la autorización correspondiente de la Dirección General de Medio Ambiente del Gobierno de Extremadura.

Para las tareas de vigilancia de la planta, no se utilizarán sistemas de emisión lumínica durante la noche, empleando cámaras de infrarrojos u otra alternativa, con objeto de evitar molestias a la fauna.

Con el objeto de minimizar y compensar el impacto generado por la transformación de uso del suelo que implica la instalación de la planta, se adoptarán durante el periodo de vida útil de la planta medidas complementarias propuestas por la Dirección General de Medio Ambiente de Extremadura, a ejecutar en coordinación con dicho organismo, tales como la creación de zonas de siembra de cereal en una superficie equivalente a la superficie de siembra perdida por la ocupación de las instalaciones y a ser posible cercanas a la ubicación de la planta, y para favorecer condiciones de hábitat y el asentamiento de poblaciones de aves esteparias. Asimismo, se instalarán 30 cajas nidos para la reproducción del cernícalo primilla y la carraca en el área de ocupación de la planta y sus inmediaciones, asegurando su mantenimiento y/o reposición durante el periodo de vida útil de la planta, y se dispondrán de forma puntual y dispersa de pequeños majanos de piedra del lugar repartidos por la superficie de la planta fotovoltaica para refugio de herpetofauna²² y conejo de monte.

5. Protección del paisaje. Se elaborará un estudio de impacto paisajístico de la planta fotovoltaica, así como una propuesta de integración paisajística y ambiental de la misma, en la que se colocará una pantalla vegetal alrededor del cerramiento perimetral de las instalaciones, con especies autóctonas propias del medio natural (encina, acebuche y otras especies arbustivas autóctonas y propias de la zona), debiendo asegurarse el mantenimiento de las mismas.

Las características estéticas de las construcciones serán similares a las de la arquitectura rural tradicional de la zona, empleando materiales y colores que permitan su integración en el entorno.

Tras la instalación de las infraestructuras en un plazo de seis meses (fijado por la Dirección General de Medio Ambiente de la Junta de Extremadura en su informe), se deberán restituir todas las áreas alteradas que no sean de ocupación permanente y se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.

²² Conjunto de toda la fauna correspondiente a reptiles y anfibios que existe en una zona geográfica determinada.

Al finalizar la actividad se deberá restituir el terreno a su estado original, desmantelando las instalaciones en un periodo inferior a nueve meses, demoliendo adecuadamente las instalaciones y retirando los escombros a un vertedero autorizado. Los paneles fotovoltaicos serán retirados y reciclados al final de su vida útil.

6. Protección del patrimonio cultural. Con carácter previo a la ejecución de las obras, deberán excluirse del proyecto las áreas correspondientes a los yacimientos arqueológicos ubicados tanto en el polígono 14 como en el 15 y rocas con grabados del polígono 14, identificados por la Dirección General de Patrimonio Cultural del Gobierno de Extremadura, estableciéndose un perímetro de protección con un radio de 200 y 25 metros, respectivamente. Dentro de la citada zona de protección se prohíbe cualquier actividad relacionada con la construcción y uso de los paneles fotovoltaicos, de los accesos a los mismos y de su línea de evacuación.

Si por causas técnicas no pudieran asumirse las modificaciones propuestas, se realizará una batería de sondeos mecánicos bajo supervisión técnica, y de acuerdo a la metodología prevista por dicha Dirección General, con el fin de delimitar con mayor precisión la existencia de estructuras en el subsuelo. En caso que el resultado de los sondeos fuera positivo, se procederá a la exclusión del proyecto de las áreas junto a su perímetro de protección o excavación arqueológica de los restos localizados, con objeto de delimitar la extensión del yacimiento, caracterizar el contexto arqueológico de los hallazgos, recuperar estructuras conservadas, conocer la funcionalidad de sus distintos elementos y establecer tanto su encuadre cultural como su enmarque cronológico.

En relación con las rocas con grabados documentadas afectadas directamente por la ejecución de la instalación, la mencionada Dirección General establece que, si por imperativo técnico no pudiera respetarse el perímetro de protección, se deberán extraer de forma individualizada los paneles con grabados para su posterior ingreso en el Museo Arqueológico de Cáceres.

Durante la fase de obras, se realizará un control y seguimiento arqueológico permanente a pie de obra, por parte de técnicos cualificados, de todos los movimientos de tierra en cotas bajo la rasante natural que conlleve la ejecución del proyecto.

Si como resultado del control arqueológico se confirmara la existencia de restos arqueológicos que pudieran verse afectados por el proyecto, se procederá de forma inmediata a la paralización de los trabajos de obra y al balizamiento de la zona de afección, y se realizará una aproximación cronocultural de los restos y una extensión máxima del yacimiento en superficie. En caso que dicho organismo lo considere necesario, de acuerdo a los datos obtenidos y previa visita de evaluación, se procederá al desarrollo de un plan de excavaciones arqueológicas conforme a lo establecido en la legislación vigente.

Para poder realizar cualquier ocupación y/o actuación sobre los terrenos de las vías pecuarias afectadas, deberá contarse previamente con la autorización del organismo autonómico competente.

7. Especificaciones para el seguimiento ambiental. El proyecto constructivo incorporará un programa de vigilancia ambiental para el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en las condiciones de la propia DIA, de forma diferenciada para las fases de construcción y de explotación.

Se realizará un seguimiento sobre todos aquellos elementos y características del medio para los que se han identificado impactos. Se designará un Director Ambiental de las obras que, sin perjuicio de las competencias del Director Facultativo de las obras, será el responsable del seguimiento y vigilancia ambiental, lo que incluirá el cumplimiento de las medidas propuestas, la presentación ante los organismos competentes de un registro del seguimiento de las mismas y de las incidencias que pudieran producirse, y recoger las medidas a adoptar no contempladas en el estudio de impacto ambiental.

Serán objeto específico de seguimiento los siguientes aspectos:

En la fase de construcción: control de la ocupación estricta de la zona de actuación, control del movimiento de tierras y procesos erosivos, mantenimiento del drenaje y control de la calidad de las aguas, protección de la vegetación natural y de la fauna de interés, control de los niveles de ruido, tareas de recuperación ambiental e integración paisajística, protección del patrimonio cultural y mantenimiento de la permeabilidad territorial y reposición de bienes y servicios afectados.

En la fase de explotación: control de los niveles de ruido y campos electromagnéticos, de los procesos erosivos, mantenimiento del drenaje y control del riesgo de inundación, tareas de recuperación ambiental e integración paisajística y control de la mortalidad de la fauna.

Se diseñará un plan de seguimiento y vigilancia específico de la aves esteparias y rapaces, de al menos 5 años de duración, que se integrará dentro del programa de vigilancia ambiental, y que deberá incluir los siguientes apartados: Metodología empleada (épocas de muestreo, frecuencia, delimitación del espacio en que se realizará), inventario de especies susceptibles de sufrir colisión o electrocución en el ámbito definido en el estudio de impacto ambiental (incluyendo un estudio de índices de abundancia), estudio del comportamiento de las aves debido a la construcción y funcionamiento de la planta y mortandad de aves en una banda de 25 metros a cada lado de la línea eléctrica.