

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE OTORGA A GENIA EXTREMADURA SOLAR, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA TALAYUELA SOLAR DE 300 MW, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 30/400 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 400 KV PARA EVACUACIÓN, SITUADA EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE TALAYUELA, ROSALEJO Y NAVALMORAL DE LA MATA, EN LA PROVINCIA DE CÁCERES

Expediente nº: INF/DE/148/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

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

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 20 de noviembre de 2018

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a GENIA EXTREMADURA SOLAR, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica TALAYUELA SOLAR de 300 MW, la subestación eléctrica a 30/400 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación, situada en los términos municipales de Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata, en la provincia de Cáceres, 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 31 de marzo de 2017, GENIA EXTREMADURA SOLAR, S.L. (en adelante GENIA EXTREMADURA) presentó, ante el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura y ante el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD¹), solicitud de Autorización Administrativa

¹ En la actualidad Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

Previa y Declaración de Impacto Ambiental para el anteproyecto de instalación de una planta de generación eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica denominada TALAYUELA SOLAR (en adelante PSF TALAYUELA), con una potencia de 300 MW, en el término municipal de Talayuela, provincia de Cáceres (Extremadura), que incluye una subestación transformadora a 30/400 kV y una línea de evacuación a 400 kV.

Con fechas 21 de abril y 4 de mayo de 2017, la mencionada Área de Industria y Energía publicó, respectivamente, en el Boletín Oficial de la Provincia de Cáceres y en el Boletín Oficial del Estado, anuncio por el que se someten a información pública las solicitudes de Declaración de Impacto Ambiental y Autorización Administrativa Previa de la PSF TALAYUELA (incluyendo la subestación de la planta y la línea de evacuación de 400 kV).

Con fecha 21 de diciembre de 2017, dicha Área de Industria y Energía emitió informe favorable respecto a las solicitudes mencionadas y remitió a la DGPEM el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental y el Anteproyecto de Ejecución de la PSF TALAYUELA y sus instalaciones de evacuación.

Con fecha 24 de enero de 2018 tuvo entrada en la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO el expediente completo del anteproyecto, que incluye el estudio de impacto ambiental, el Anteproyecto de ejecución y el expediente de información pública. Realizado el análisis técnico del expediente de impacto ambiental, se requirió al promotor completarlo con fecha 4 de abril de 2018, hecho que se produjo con fecha 25 de mayo de 2018, además de presentar una nueva propuesta de disposición de los paneles con mejoras ambientales fruto del desarrollo tecnológico y que ya ha sido considerada para la Declaración de Impacto Ambiental.

Con fecha 31 de mayo de 2018, el órgano ambiental remitió esta documentación elaborada por el promotor a los organismos que habían participado en el trámite de consultas, y ninguno de ellos mostró objeción alguna. Con fecha 6 de julio de 2018, el mencionado órgano ambiental trasladó dicha documentación complementaria elaborada por el promotor a la Dirección General de Medio Ambiente de la Junta de Extremadura, para su conocimiento y a los efectos oportunos.

Mediante Resolución de la mencionada Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, de fecha 25 de julio de 2018, se formuló Declaración de Impacto Ambiental (en adelante DIA) favorable a la realización del anteproyecto que comprende la PSF TALAYUELA, la subestación eléctrica 30/400 y la línea aérea a 400 kV, situado en Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata (Cáceres).

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 5 de mayo de 2017, mediante Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía e Infraestructuras de la Junta de Extremadura, se nombra Interlocutor Único del Nudo (IUN) “Arañuelo 400 kV” a GENIA EXTREMADURA².

Con fecha 26 de mayo de 2017, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe de contestación de acceso a la red de transporte en la subestación Arañuelo 400 kV para la PSF TALAYUELA (de una potencia instalada de 300 MW y nominal de 250 MW), considerando que la evacuación de la generación de la instalación en dicho nudo resulta técnicamente viable, siempre que se tengan en cuenta los condicionantes que incorpora el propio informe.

Con fecha 14 de agosto de 2017, REE remitió escrito a GENIA EXTREMADURA, en su calidad de IUN, respecto a la actualización de acceso a la red de transporte en la subestación Arañuelo 400 kV debida a la incorporación de nuevas instalaciones fotovoltaicas, en donde le indica que, dada la capacidad disponible para la evacuación de la generación fotovoltaica en ese nudo, plantee una solicitud de acceso coordinada válida y que se ajuste a dicha capacidad.

Con fecha 3 de noviembre de 2017, REE emitió informe de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la actual subestación Arañuelo 400 kV para las instalaciones correspondientes a la PSF TALAYUELA. Este informe otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para dichas instalaciones, sujetas a los condicionantes indicados en los informes de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte que refleje los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente y con el que estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe.

Este informe se desarrolla más adelante, en el punto “4.1.3 Incidencia en la operación del sistema”.

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 4 de octubre de 2018 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se autorizan la PSF TALAYUELA, la subestación eléctrica a 30/400 kV y la línea aérea de evacuación a 400 kV. Se ha adjuntado, en la misma fecha y

² El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con el Operador del Sistema y gestor de la red de transporte (Red Eléctrica de España, S.A.) y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

posteriormente, el 9 de octubre de 2018, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otra: a) el Anteproyecto de la instalación fotovoltaica, de la subestación de transformación y de la línea eléctrica de evacuación —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto la producción prevista; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del Anteproyecto; 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 Anteproyecto.

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”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- 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.

- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- 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 GENIA EXTREMADURA ha presentado solicitud de autorización administrativa previa para las instalaciones (PSF TALAYUELA, la subestación eléctrica a 30/400 kV y la línea aérea de evacuación a 400 kV), y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia del 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 RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas afectadas. La Propuesta informa que la mencionada Área Funcional emitió informe en fecha 21 de diciembre de 2017.

Asimismo, la Propuesta indica que el anteproyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de fecha 25 de julio de 2018, de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica, en la que se establecen medidas preventivas, correctoras y el programa de vigilancia ambiental.

La Propuesta informa que la evacuación del parque fotovoltaico se realizará mediante la conexión a la red de transporte con la subestación Arañuelo 400 kV, propiedad de REE, a través de una nueva posición contemplada en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020” aprobada mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 20 de octubre de 2017, el ICCTC y, en fecha 3 de noviembre de 2017, el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión en la subestación de Arañuelo 400 kV de la instalación fotovoltaica.

Visto lo anterior, se propone otorgar a GENIA EXTREMADURA la Autorización Administrativa Previa para la PSF TALAYUELA, la subestación y la línea aérea de evacuación. La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 300 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD

413/2014³), en el término municipal de Talayuela, en la provincia de Cáceres; la subestación de transformación eléctrica a 30/400 kV del parque contiene dos transformadores de 135/160 MVA y está ubicada en el parque solar fotovoltaico, en el término municipal de Talayuela; la línea aérea de evacuación a 400 kV tiene como origen la subestación transformadora a 30/400 kV de la instalación fotovoltaica, y como final la subestación eléctrica Arañuelo 400 kV, en Navalmoral de la Mata, propiedad de REE; es una línea de corriente alterna trifásica de aproximadamente 21.883 metros de longitud, de dos circuitos, y afecta a los términos municipales de Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata, en la provincia de Cáceres

Por otra parte, la Propuesta indica que GENIA EXTREMADURA deberá cumplir todas las condiciones impuestas en la DIA, además de las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta establece que GENIA EXTREMADURA presentará, antes de transcurridos veinticuatro meses, el proyecto de ejecución de la instalación que se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia, y en forma de separata aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente. En caso contrario la presente autorización caducará, si bien el peticionario podrá solicitar prórrogas de dicho plazo por razones justificadas.

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 solo 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. La no emisión de CO₂ a la atmósfera contribuye a reducir el efecto

³ El segundo párrafo de dicho artículo 3 contempla que «*En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.*»

invernadero y en consecuencia el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

El panel solar previsto en la instalación estará compuesto de 72 células de alta eficiencia de tecnología policristalina que garantiza una producción muy alta de las instalaciones fotovoltaicas. Los módulos fotovoltaicos serán *KuMax CS3U-345P 1500 V* o similar. Estos módulos están fabricados con células de silicio laminadas en vidrio solar. El vidrio producido para aplicaciones de energía solar tiene bajo contenido en hierro; tiene una absorción de menos del 1% y una reflectancia del 4% en los dos lados del cristal, resultando un valor máximo de transmitancia del 91,5 % para la mejor calidad de vidrio. Los módulos fotovoltaicos seleccionados utilizarán vidrio antirreflectante, por lo que la reflectancia de la superficie exterior se reducirá de un 2,5 a 3,0 %, mientras que la transmitancia aumentará en la misma proporción. Sobre la base de las condiciones STC⁴, las células alcanzarán 25 y 30 W más luz por m², dependiendo de la eficiencia de conversión del módulo el aumento de la potencia es 3,5 a 4,5 vatios pico.

Por otra parte, los módulos fotovoltaicos cuentan con tecnología de seguimiento solar, mediante seguidores solares de un eje, por lo que la superficie de los módulos permanecerá constantemente en un ángulo perpendicular con respecto a la luz incidente en los mismos, lo cual minimiza la posibilidad de reflexión y aumenta la transmitancia.

El inversor utilizado en la instalación será el HUAWEI SUN2000-100KTL-H1 o similar. Opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la potencia máxima (MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos, y tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's) para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión. La eficiencia máxima de estos inversores es de un 99% y la euroeficiencia es de un 98,8%.

La estructura se adaptará a la topografía y dimensiones del terreno. En este caso se propone el seguidor SF7-2x43.5P o similar, que cuenta con un Sistema optimizado de Backtracking adaptativo 3D de alto rendimiento, un diseño en peso y dimensiones optimizadas y un ángulo de inclinación del seguidor de + 60° (incrementa el rendimiento hasta un 1% en comparación con seguidores con inclinación + 45°).

Para calcular el rendimiento de la instalación se ha utilizado la herramienta de cálculo para instalaciones fotovoltaicas 'PVSYST V6.73', y como base de datos

⁴ Condiciones Estándar de Medida (STC): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente: Irradiancia solar: 1000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25° C.

de radiación Meteororm 7.1, aplicando los valores de pérdidas razonables para este proyecto. El promotor estima que la energía generada en la instalación será de unos 588 GWh/año, lo que permitirá reducir la emisión del orden de 3.237.128,6 toneladas de CO₂ procedente de combustibles fósiles, durante los 25 años de vida que se han utilizado para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 129.485 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Anteproyecto 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, si bien algunas han sido derogadas (y en el presente Acuerdo se hará referencia a la normativa que la sustituye), entre otros el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52; 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 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23; y normativa europea que habrán de cumplir las instalaciones —Normativa Europea EN, la Normativa CENELEC⁵, las Normas UNE y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—. Asimismo, se cumplirá la normativa referente a la seguridad y salud en el medio laboral, tales como la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, el 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, el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual, el Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción, etc.

Las líneas de corriente continua que conectarán los módulos fotovoltaicos en series serán de un cableado de hilo de cobre de 4 y 6 mm² de grado solar, que cumplirán la norma constructiva 'AENOR EA 0038 TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares', y con la normativa correspondiente (UNE-EN 60332-1-2, UNE-EN 50226-2-4, UNE-EN 50267, UNE EN 61034-2, IEC 60332-1-2, IEC 60332-3-24, IEC 60754, IEC 61034-2). Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas, capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones, especialmente diseñados para no dañar los paneles solares, con resistencia a la intemperie, y que pueden trabajar a muy baja temperatura (-40 °C). La

⁵ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C, pudiendo soportar temperaturas de 120 °C durante 20.000 horas.

La estructura se adaptará a la topografía y dimensiones del terreno, tendrá un seguidor SF7-2x43.5P o similar, cuya estructura estará diseñada según ensayos realizados en túnel de viento, y será de acero galvanizado por inmersión en caliente según el grosor de las normas internacionales.

El inversor será el HUAWEI SUN2000-100KTL-H1 o similar, que opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Está diseñado acorde con la normativa europea, por lo tanto, todos los requisitos CE, y la normativa de aplicación: IEC⁶ 62109-1 (Seguridad de inversores para uso de sistemas fotovoltaicos – requisitos generales), IEC 62109-2 (Seguridad de inversores para uso de sistemas fotovoltaicos – requisitos particulares para inversores), IEC 61683 (Procedimiento para medir eficiencia en inversores), IEC 60529 (Protección del recinto contra agua y polvo), IEC 62116 (Medidas de anti-isla para inversores PV de conexión a red), EN⁷ 50530 (Eficiencia de los inversores), e incluso las modificaciones previstas en los Requerimientos técnicos solicitados en el procedimiento de operación del sistema (PO) 12.2, conforme al correspondiente código de red europeo, cuya entrada en vigor se prevé para abril 2019.

La instalación fotovoltaica se encuentra afectada por diferentes líneas eléctricas, respetando en todos los casos las distancias de seguridad requeridas en función de la tensión y las características de cada tipo de línea.

En cuanto a las protecciones en la red de media tensión de la planta, se utilizarán dos tipos de protecciones, directas e indirectas. Las indirectas serán los relés de mínima y máxima tensión, los de sobreintensidad, los de máxima y mínima frecuencias, así como las funciones de protección de teledisparo y/o relé de salto vector. En cuanto a las protecciones directas, se trata de módulos magnetotérmicos o de protección por fusibles en el caso de las instalaciones de Baja Tensión en corriente continua y corriente alterna, e instaladas en las salidas de líneas, tanto de protección de paneles fotovoltaicos como instalaciones de Servicios Auxiliares. Dentro de estas protecciones, se han de establecer a su vez dos niveles: las autoalimentadas y las que necesitan de módulos adicionales de alimentación en corriente continua.

El esquema básico de protección que ha de cumplir la planta es en primer lugar interno, con disipación de faltas en la propia instalación en el mínimo plazo posible, partiendo desde el lado de generación y con selectividad. Los relés estarán agrupados en la celda que protegen o en su defecto en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación. La disposición mecánica permitirá el precintado de los elementos de ajuste de

⁶ IEC (*International Electrotechnical Commission*) o CEI (Comisión Electrotécnica Internacional): Organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas.

⁷ Normas aprobadas por el Comité Europeo de Normalización.

los relés. Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso. Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión sin pasar a través de relés o elementos auxiliares. Se deberá cuidar especialmente la fiabilidad y seguridad de la alimentación del sistema de protección. En este sentido, se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva para la actuación de las protecciones y disparo de interruptor en el caso de fallo de la alimentación principal.

Respecto al sistema de comunicaciones, la PSF TALAYUELA, dispondrá de una central de operación donde se visualizarán tanto los parámetros de generación, como la potencia inyectada, los estados y alarmas, las condiciones meteorológicas, la visualización de las cámaras de seguridad, o la posición de los seguidores.

En cuanto a la puesta a tierra de las instalaciones, el cálculo de la resistencia equivalente de tierra se realizará de acuerdo con la IEEE Std 80/2000⁸, así como los cálculos de las tensiones de contacto y paso resultantes. El cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas aplicables se realiza de acuerdo con la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT-13 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Complementarias.

Respecto a la nueva Subestación Transformadora de 30/400 kV propia de la instalación, constará con una posición de línea de evacuación en 400 kV; un transformador de 350/175-175 MVA y relación 400/30-30 kV de intemperie, aislado en baño de aceite mineral con sus correspondientes posiciones de protección; celdas de 30 kV (celdas de transformador, celdas de línea y celdas de servicios auxiliares); aparatos de medida, mando, control y dispositivos de protección y seguridad correspondientes. Se han tenido en cuenta los Reglamentos, Normas e Instrucciones Técnicas vigentes aplicables a este tipo de instalaciones, muy en particular el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, además de las normas CENELEC que tengan relación con estas instalaciones y, para aquellos aspectos no cubiertos por la legislación nacional, se les aplicarán las recomendaciones CEI, o la de los países de origen de los equipos en caso de ser importados, así como otros estándares internacionales de reconocido prestigio que les sean de aplicación.

Por lo que se refiere a la línea de 400 kV para evacuar la energía generada por el parque fotovoltaico, su Proyecto de ejecución cumple con lo indicado en el Decreto 47/2004 (Extremadura), 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, así como el resto de normativa aplicable a nivel estatal, muy en

⁸ Norma para el diseño de sistemas de puesta a tierra para subestaciones; es una norma estándar incluida en la “*IEEE Guide for Safety in AC Substation grounding*”.

particular con el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23 y 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 sistema de puesta a tierra de los apoyos se llevará a cabo según establece este último Reglamento, en el apartado 7 de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT 07 '*Líneas aéreas con conductores desnudos*'. Todos los apoyos de material conductor, como es el caso de los apoyos metálicos, deberán conectarse a tierra mediante una conexión específica. La verificación del diseño del sistema de puesta a tierra se realizará según establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión en el apartado 7.3.4.3 de la ICT-LAT 07.

Sin menoscabo de las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir las líneas de alta tensión, el diseño de la línea de evacuación se realizará de tal forma que el plano donde estén los conductores sea único, previendo otro para los cables de tierra, atenuando así el riesgo de colisión en una zona con tanta abundancia de aves, principalmente invernantes.

En el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, en su apartado 2.1.7 '*Consideraciones en la instalación de los cables de tierra*', se recomienda que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra con la línea determinada por este punto y cualquier conductor de fase no exceda de 35°. Todas las disposiciones geométricas de los apoyos utilizados en el proyecto cumplen con esta recomendación.

Todas las hipótesis consideradas en el cálculo y los coeficientes de seguridad son los establecidos en el Reglamento, considerando, además, la situación más desfavorable para cada tipo de apoyo. Las cimentaciones están formadas por un macizo de hormigón en masa en forma de 'pata de elefante', cumpliendo los correspondientes coeficientes de seguridad en las cargas de la torre, anclajes, tornillos y zapatas,

Por otra parte, indicar que el Proyecto de ejecución incluye el "Estudio de Seguridad y Salud" —uno en cada Proyecto de ejecución desarrollado, para la planta, la subestación y la línea aérea de evacuación, con sus correspondientes presupuestos—, así como se especifica la normativa a aplicar en la gestión de los residuos (Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados; Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición —en el proyecto de ejecución de las obras se deberá incluir un estudio de gestión de dichos residuos—; Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos). Asimismo, las instalaciones del proyecto contarán con un plan de prevención de incendios y con una memoria técnica de prevención de incendios

forestales, según lo establecido en el Decreto 260/2014, de 2 de diciembre, por el que se regula la Prevención de los Incendios Forestales en la Comunidad Autónoma de Extremadura.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 9 de febrero de 2017, el representante de la sociedad GENIA EXTREMADURA solicita ante la Junta de Extremadura la designación de su representada como IUN "Arañuelo 400 kV". Dicha sociedad es promotora de una instalación solar fotovoltaica de 250 MWn⁹ (300 MWp¹⁰) denominada "Talayuela Solar", con previsión de evacuación en el referido nudo.

Visto lo anterior, mediante Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía e Infraestructuras de la Junta de Extremadura de fecha 5 de mayo de 2017, se nombra a la sociedad GENIA EXTREMADURA como Interlocutor Único de dicho Nudo, de forma que se facilite la interlocución única con el operador del sistema y gestor de la red de transporte (REE) y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones generación que vayan a conectarse al referido nudo, actuando en representación de sus promotores¹¹.

Con fecha 26 de mayo de 2017 REE, en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe de contestación de acceso a la red de transporte en la subestación Arañuelo 400 kV para la PSF TALAYUELA (de una potencia instalada de 300 MW y nominal de 250 MW). Según propone GENIA EXTREMADURA, en su calidad de IUN, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación de Arañuelo 400 kV, a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación (posición de línea de 400 kV que pertenece a instalaciones de conexión no transporte). REE, para valorar las posibilidades de generación renovable, ha realizado estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1¹², que permiten valorar las

⁹ MW nominales.

¹⁰ MW pico.

¹¹ Mediante Resolución de la Dirección General de Ordenación Industrial y Política Energética de fecha 18 de enero de 2011, la sociedad BIOPARQUE NAVALMORAL UNO, S.L., fue nombrada IUN "Arañuelo 400 kV", siendo en aquella fecha la citada sociedad promotora de una instalación de producción de energía eléctrica mediante cogeneración, de 49 MW, ubicada en el término municipal de Navalmoral de la Mata (Cáceres), con previsión de evacuación en dicho nudo. Ahora bien, mediante Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, de fecha 22 de diciembre de 2015, se revoca la Resolución de la Dirección General de Ordenación Industrial y Política Energética, de fecha 8 de julio de 2011, sobre autorización administrativa de la instalación referida anteriormente, determinándose el archivo y cierre de su expediente. Consecuentemente, la Resolución de 5 de mayo de 2017 cesa a BIOPARQUE NAVALMORAL UNO, S.L. como IUN de "Arañuelo 400 kV".

¹² Procedimiento de Operación 12.1. 'Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

capacidades de producción y conexión¹³ cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente¹⁴ denominada horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyen que, para el nudo de Arañuelo 400 kV y aplicando la limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (en el presente caso generación fotovoltaica), la evacuación del contingente de generación previsto se considera técnicamente viable.

Asimismo, se han realizado análisis de flujo de cargas asociados al H2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1 para valorar la aceptabilidad técnica de la evacuación de la generación prevista mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales y horarias, llegando a la conclusión de que la evacuación de dicha generación en el nudo de Arañuelo 400 kV resultaría técnicamente aceptable.

Respecto al sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de las instalaciones de generación y de conexión asociadas, REE recuerda que se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), que es función del tiempo crítico¹⁵ de cada parque, que es, a su vez, muy dependiente del desarrollo de la generación y de la red tanto en dicho nudo como en los desarrollos de la zona de influencia. Considerando los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en esa zona, recomienda equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar los posibles futuros cambios en el equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

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 Arañuelo 400 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la 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 de generación renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.

¹³ Capacidad de conexión (MWins) en función de la producción simultánea máxima (MWprod) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $MW_{insEOLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$
 $MW_{insNO EOLICA} + (0,8/1,25) * MW_{ins EOLICA} \leq MW_{prod}$

¹⁴ 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).

¹⁵ El tiempo crítico de eliminación se define como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito, sin que se produzca una perturbación crítica para el sistema en su conjunto.

-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 el 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, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Con fecha 14 de agosto de 2017, REE remitió escrito a GENIA EXTREMADURA, en su calidad de IUN, respecto a la actualización de acceso a la red de transporte en la subestación Arañuelo 400 kV debida a la incorporación de nuevas instalaciones fotovoltaicas, en respuesta a sendas solicitudes de fecha 21 de julio y 1 de agosto, en las que el IUN propone una incorporación conjunta de las nuevas instalaciones fotovoltaicas con conexión prevista a través de la posición de transporte planificada para evacuación de generación en dicha subestación. REE indica que, respecto a la posibilidad de conexión de las plantas fotovoltaicas que se refieren en la solicitud, considerando el escenario energético y de red establecido en la planificación vigente y según la limitación relevante aplicable en el procedimiento de acceso impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el RD 413/2014), los estudios técnicos realizados en el ámbito nodal para el nudo de Arañuelo 400 kV, sobre la base de los criterios establecidos en el P.O.12.1 y la posibilidad de simultaneidad entre la generación eólica y no eólica¹³, concluyen en una capacidad de 518 MW_{nom} de aplicación a la generación fotovoltaica; en consecuencia, considerando la generación que ya cuenta con permiso de acceso (250 MW_{nom}), el margen de capacidad disponible para el otorgamiento de acceso adicional para generación fotovoltaica es de 268 MW_{nom}. Por ello, REE solicita al IUN que plantee una solicitud de acceso coordinada válida y que se ajuste a la capacidad previamente indicada.

Con fecha 3 de noviembre de 2017, REE emitió informe de contestación a la solicitud de conexión a la red de transporte en la subestación Arañuelo 400 kV para las instalaciones correspondientes a la PSF TALAYUELA. REE recuerda que, según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevará a cabo mediante una posición de línea existente en la subestación Arañuelo 400 kV que compartirán las instalaciones de generación renovables que evacuen en este nudo de la red de transporte. REE remite actualización del ICCTC y del IVCTC, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000. En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida.

Dicho informe de 3 de noviembre de 2017 otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para la PSF TALAYUELA, con las consideraciones

indicadas en la contestación de acceso de fecha 26 de mayo de 2017, y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC en el IVCTC que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente y con el que estas instalaciones no contaban a la fecha de emisión del informe.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2¹⁶, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN en Arañuelo 400 kV.

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

El Anteproyecto de la instalación a la que se refiere el presente acuerdo se encuentra comprendido en el apartado j) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, por lo que procede formular su declaración de impacto ambiental según el artículo 41 de dicha Ley, una vez se ha sometido a evaluación de impacto ambiental, previa a su autorización administrativa, y de acuerdo a lo establecido en su artículo 7.1.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica, corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal. Una vez analizados el documento técnico del proyecto, el estudio de impacto ambiental (EsIA), el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas, la mencionada Dirección General, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, formula DIA favorable a la realización del proyecto PSF TALAYUELA, subestación eléctrica 30/400 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación, situada en Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata (Cáceres), al concluirse que no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se realice la alternativa 3 de la planta solar (797 hectáreas en el término municipal de Talayuela, que es la alternativa que no invade ningún espacio protegido), la ubicación de la subestación dentro del perímetro de la PSF TALAYUELA (al este de dicho perímetro) y a la alternativa 1 de la línea de evacuación(21,4 kilómetros de línea

¹⁶ Procedimiento de Operación 12.2 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005). En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

con 54 apoyos que afectarán a los términos municipales de Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata, con un trazado paralelo a una línea existente en los últimos 6 kilómetros) y con las condiciones señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación practicada.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta solar, subestación 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, etc.), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, gestión de residuos, etc.), y conllevan asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en la propia DIA y el seguimiento de la eficacia de dichas medidas y sus criterios de aplicación. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF TALAYUELA se ubicará en el paraje conocido como Cerro Verde, en el término municipal de Talayuela, con una superficie total de 797,10 hectáreas (485,05 hectáreas de la planta y una superficie de protección ambiental establecida dentro la superficie arrendada de unas 312 hectáreas)¹⁷. El acceso a la planta se realizará por la zona suroeste, a través de la salida 171 de la autovía A-5, sentido Cáceres, por el polígono de Peraleda. Será necesario prolongar 800 metros un vial existente, de 10 metros de anchura, que discurre paralelo a la autovía, para llegar hasta el perímetro de la planta. El proyecto incluye una línea eléctrica de evacuación de la energía, de aproximadamente 21,42 km de longitud total que afectará a los términos municipales de Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata.

La justificación del emplazamiento, según se indica en el Anteproyecto, se debe a factores técnicos, políticos, sociales y medioambientales que garantizarán su viabilidad. Por una parte, se crearán puestos de trabajo, estimándose unos 1.050 empleos durante los dos años de construcción de la planta y 50 puestos durante su explotación. Por otra parte, la ubicación cuenta con buenos accesos ya que comunica con carreteras principales y tiene una salida cercana a la autovía A5. Además, existe una zona industrial junto a uno de los accesos principales de la instalación que permite establecer las oficinas desde donde se gestionará la

¹⁷ Durante el proceso de evaluación el promotor, para aprovechar los avances tecnológicos, ha propuesto el cambio de configuración de los paneles fotovoltaicos, pasando de la configuración 1V (una fila de paneles por mesa dispuestos verticalmente) del Anteproyecto y EsIA a la configuración 2V (dos paneles por mesa de seguidor), que supone a su vez el cambio del modelo de módulo y de seguidor. Con este cambio de configuración y puesto que se mantiene la potencia instalada, el número de elementos a instalar varían y, por tanto, la superficie de ocupación. Con la nueva configuración 2V, la superficie útil ha pasado de 568,75 hectáreas a 485,05 hectáreas. La superficie de protección ambiental establecida dentro la superficie arrendada también ha variado a lo largo del proceso de evaluación, siendo definitivamente de unas 312 hectáreas.

planta, e incluso se prevé la construcción de una fábrica basada en la técnica *just-in-time*, es decir, fabricación bajo demanda (mecanizados de estructuras, montaje de cuadros, pre-conexión de elementos eléctricos, clasificación y selección de módulos, ensayos y pruebas mecánicas y eléctricas) justo en el lugar de la necesidad para evitar los costes asociados a la logística, entre otros, y potenciar la creación de empleo local.

También se han valorado las barreras a superar y, en este caso, se va a construir una línea de evacuación de 22 kilómetros que únicamente pasará por cuatro propiedades, lo que facilitará los acuerdos necesarios. Además, el proyecto cuenta con el apoyo de los municipios colindantes y autonómico.

La elección de Extremadura como destino final de la planta se debe también a que es una de las comunidades españolas con mejores datos de radiación solar. Por otra parte, la planta dispone de una subestación cercana (Arañuelo 400 kV), una clasificación del suelo que permite la instalación de placas solares y un terreno prácticamente plano, sin desniveles y con poca arboleda.

Talayuela se encuentra en una zona de clima de tipo mediterráneo continental seco (contraste térmico estacional e irregularidad anual e interanual en el reparto de las precipitaciones) y dentro de la clasificación nacional de zonas climáticas en función de la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal en la zona V, es decir pertenece a la zona con mayores registros de radiación solar (>5 kWh/m²/día). Se han realizado estudios del recurso solar en la zona a través del software PVSYST y se ha obtenido un valor de irradiación media anual sobre el plano horizontal de 1.715,93 kWh/m². La temperatura media anual es de 15,4 °C siendo el mes más frío enero y el más caluroso agosto. La precipitación media anual alcanza los 899 mm, siendo la estación más lluviosa la invernal (347 mm) y la más seca el verano (48 mm).

El ámbito de estudio se localiza al este de la Comarca de Campo Arañuelo, al sur del río Tiétar y al pie de la Sierra de Gredos. El relieve es muy llano, suavemente alomado, con altitudes que oscilan entre 240 y 310 metros, con pendientes medias del 2% que rara vez superan el 5%. Los mayores desniveles (10-20%) se producen en las zonas de los cauces de los arroyos que discurren hacia el río Tiétar.

La zona de análisis se localiza en la Cuenca Hidrográfica del Río Tajo, subcuenca del río Tiétar. El drenaje se efectúa por medio de pequeños arroyos de carácter estacional, entre los que destacan el arroyo del Palancoso, el de Santa María y el de Barrancas Altas, así como el embalse de Valdecañas al sureste de la zona de estudio. Además hay balsas y charcas diseminadas por la zona, que funcionan como abrevaderos para el ganado, junto a pequeños estanques y lagunas endorreicas¹⁸ dispersas. En cuanto a las aguas subterráneas, en el ámbito de estudio se encuentra en el Sistema Acuífero número 14 del Plan de Investigación de Aguas Subterráneas, que es un sistema con permeabilidad media y de aguas de buena calidad.

¹⁸ Que evaporan en su superficie toda el agua que colectan de su cuenca hidrográfica.

La vegetación del entorno está representada por grandes extensiones de dehesas, con densidad de encinas variable que se solapan con extensas superficies de pastos, debido al uso agroganadero de la zona. También se da la presencia de pastizal y cultivos, compuestos fundamentalmente por herbáceos de secano. Al norte del ámbito de estudio aparecen cultivos de regadíos, asociados a las márgenes del Arroyo Santa María.

En el ámbito de la actuación están presentes los siguientes hábitats de interés comunitario (HIC): 3.170 Estanques temporales mediterráneos, 5.330 Matorrales termomediterráneos y pre-estépicos, 6.220 Zonas subestépicas de gramíneas y anuales del Thero-Brachypodietea, 6.310 Dehesas perennifolias de *Quercus* spp., 9.230 Robledales galaico-portugueses con *Quercus robur* y *Quercus pirenaica*, 9.340 Encinares de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*; estando muchos de ellos solapados.

En el área de actuación no se localiza ninguna especie protegida de flora según la base de datos del Inventario Español de Especies Terrestres (IEET) del Ministerio para la Transición Ecológica.

Respecto a la fauna, lo más representativo en el ámbito de estudio son las aves presentes en la malla de 10 x 10 km que comprende el área de influencia, con mayor categoría de protección según el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Extremadura (en adelante CREA_EX) regulado por el Decreto 37/2001, de 6 de marzo y modificado por el Decreto 78/2018, de 5 de junio, que son: la cigüeña negra, el águila imperial, el milano real y el sisón común, catalogados todo ellos de en peligro de extinción; la garza imperial, el martinete común, el buitre negro, el alcotán europeo, la ganga ortega y el avión zapador, catalogados todo ellos como sensibles a la alteración de su hábitat; y la espátula común, la bisbita campestre, el alcaraván común, la carraca europea, el elanio común y el alimoche común catalogadas como vulnerables. Además, la zona de estudio se corresponde con el sector de invernada Navalmoral-Valdecañas de la grulla común, especie catalogada de interés especial. Por otra parte, todo el ámbito de estudio está incluido dentro del Área Importante para la Conservación de las Aves (IBA) 306 Campo Arañuelo-Embalse de Valdecañas.

Entre los mamíferos destaca la presencia de distintas especies de murciélagos catalogados de interés especial en el CREA_EX, así como la nutria, el erizo europeo, la gineta y el topillo de cabrera. Entre los anfibios destaca por su grado de protección el sapillo pintojo ibérico y la ranita de San Antonio catalogados como vulnerables en el CREA_EX. Entre los reptiles, el galápago leproso o la lagartija colilarga, considerados como de interés especial. Las especies de peces que se pueden encontrar en los cursos de agua presentes son, entre otras, la pardilla o la boga de río, no incluidos en el CREA.

En el ámbito de estudio de todas las alternativas aparecen los siguientes espacios pertenecientes a la Red Natura 2000: la Zona de Especial Conservación (ZEC) y Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ES0000168 Llanuras de Oropesa, Lagartera y Calera y Chozas; la ZEC

ES4320062 Cañada del Venero, la ZEPA ES0000409 Complejo Lagunar Ejido Nuevo; la ZEPA ES0000411 Charca Dehesa Boyal Navalmodal; la ZEPA ES0000427 Río y Pinares del Tiétar; la ZEC ES4320031 Río Tiétar y la ZEPA ES0000329 Embalse de Valdecañas.

El Espacio Natural Protegido por la Ley 10/2015, de 8 de abril, de modificación de la Ley 15/2001, de 14 de diciembre, del Suelo y Ordenación Territorial de Extremadura más cercano a la zona de actuación es el Corredor Ecológico y de Biodiversidad Entorno de los Pinares del Río Tiétar.

Desde el punto de vista paisajístico, el área extendida del proyecto se localiza dentro de las Planicies y lomas de Campo Arañuelo, más concretamente sobre dos Unidades de paisaje, la UP 29.01 Plana adhesionada de Campo Arañuelo, y la UP 29.02 Planas cultivadas Campo de Arañuelo-Peraleda.

Además, existen cuatro vías pecuarias en el ámbito de la actuación: la Cañada Real del Puerto del Pico de Miravete que discurre por el sureste; su continuación hacia el noreste, la Cañada Real de Merinas; y la Colada del Camino de las Lomas y la Colada del Camino de los Conejos, que atraviesan el ámbito transversalmente.

Según indica el estudio de impacto ambiental, no hay ningún monte público dentro de los límites del proyecto.

Respecto al patrimonio cultural, la prospección arqueológica realizada por el promotor puso de manifiesto la presencia de tres puntos arqueológicos en los que se detectó mayoritariamente material constructivo de época romana y varios elementos etnográficos.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, de fecha 27 de diciembre de 2017, se indica que el Ayuntamiento de Talayuela ha informado favorablemente la autorización administrativa previa de la instalación, teniendo en cuenta el informe del Técnico Municipal, y ha declarado el proyecto, por unanimidad del Pleno de la Corporación, como proyecto de utilidad pública e interés social. Los ayuntamientos colindantes y los afectados por el trazado de la línea de evacuación también se han mostrado favorables al proyecto o no han manifestado objeciones al mismo, una vez que el promotor ha considerado los comentarios hechos por ellos a lo largo del procedimiento de información pública.

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

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 la empresa promotora del Anteproyecto.

4.4.1 Capacidad legal

GENIA EXTREMADURA es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 21 de junio de 2012, por un socio único, GENIA GLOBAL ENERGY SOLUTIONS, S.L., sociedad que fue constituida según escritura de fecha 16 de marzo de 2010. La Sociedad se registró, según se indica en las mencionadas escrituras, por lo dispuesto en el RDL 1/2010, demás disposiciones legales aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social, entre otros, como *«Intermediación en el diseño, planificación, promoción, construcción, mantenimiento y explotación económica de cualquier tipo de central de generación eléctrica con tecnologías renovables, en todo el territorio nacional»*, actividades que la sociedad desempeñará de forma directa en las llamadas sociedades de intermediación, es decir, servirá de canalización o comunicación entre el cliente y el profesional, persona física o jurídica que, vinculado a la sociedad por cualquier título, desarrolla efectivamente la actividad profesional; por tanto, el objeto social queda excluido del ámbito de aplicación de las sociedades profesionales reguladas en la Ley 2/2007, de 15 de marzo, de conformidad con lo dispuesto en su apartado II de su preámbulo.

Mediante escritura de subsanación, de fecha 4 de julio de 2012, se modifica el contenido del objeto social de GENIA EXTREMADURA, dando una nueva redacción al artículo 2º de sus Estatutos Sociales, estableciendo como objeto social, entre otros, la producción de energía eléctrica, en especial, energía solar fotovoltaica; el transporte y distribución de energía eléctrica; la promoción, gestión y desarrollo de instalaciones eléctricas que utilicen como energía primaria la radiación solar, mediante tecnología fotovoltaica o procesos térmicos para la transformación de energía solar en electricidad, incluyendo la construcción completa, reparación, mantenimiento, vigilancia y conservación de dichas instalaciones, consolidación y preparación de terrenos, demoliciones, perforaciones, derribos, cimentaciones y pavimentaciones; diseño, planificación, promoción, construcción, mantenimiento y explotación económica de cualquier tipo de central de generación eléctrica con tecnologías renovables, en todo el territorio nacional; la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante energías renovables, incluyéndose entre ellas, a modo enunciativo y no exhaustivo, la producción hidráulica o mini hidráulica, eólica, solar, fotovoltaica, termosolar, biogás, geotérmica, biomasa, residuos, así como el proyecto, construcción, operación y mantenimiento de dicha clase de instalaciones; la realización de toda clase de actividades, obras o servicios relacionados con la puesta en marcha de toda clase de servicios relacionados con la ingeniería de instalaciones de producción que utilicen energías renovables en general, y en concreto los de análisis, estudios de ingeniería o consultoría energética, medioambiental, técnica, así como la operación y mantenimiento de

instalaciones propias y de terceros y la participación en proyectos que se refieran a este tipo de instalaciones, tanto en la propiedad de la misma como en la explotación, conservación y mantenimiento en régimen contractual.

Mediante sendas escrituras de 24 de mayo y 6 de junio de 2013, GENIA GLOBAL ENERGY SOLUTIONS, S.L. vende 35 y 10 participaciones sociales de GENIA EXTREMADURA a CANOPY SAS y a CARFISER ESPAÑA, S.L. respectivamente, lo que supone un total del 45% del capital social de GENIA EXTREMADURA. La primera es una Sociedad por acciones simplificada constituida y organizada conforme a las leyes francesas e inscrita en el Registro Mercantil y de Sociedades de París desde el 1 de julio de 2008. CARFISER ESPAÑA, S.L.U. es una sociedad de responsabilidad limitada, unipersonal, de nacionalidad española, constituida mediante escritura de 24 de marzo de 2006 con el objeto social de prestar servicios de asesoramiento e intermediación a empresas y particulares en el ámbito inmobiliario y financiero.

Mediante escritura de fecha 30 de mayo de 2016 CARFISER ESPAÑA, S.L.U. vende y transmite a la sociedad KOMPA SOLAIRE diez participaciones sociales de GENIA EXTREMADURA. KOMPA SOLAIRE SASU¹⁹ es una sociedad de nacionalidad francesa constituida el 5 de abril de 2016 (acreditada mediante la Inscripción en el extracto del Registro Mercantil expedida por la secretaría Judicial del Tribunal mercantil de París a fecha 18 de mayo de 2016) con el objeto social de desarrollar, gestionar, explotar, financiar y comercializar sistemas y equipamientos de producción o de ahorro energético, en particular fotovoltaica, participando por todos los medios en las empresas o sociedades que puedan relacionarse con el objeto social.

Mediante escritura de fecha 1 de julio de 2016 se eleva a público y se ratifica el contrato de “Cesión de Participaciones Sociales”, de fecha 8 de junio de 2016, suscrito entre KOMPA SOLAIRE SASU y CANOPY SAS por el que, tras el procedimiento de liquidación judicial abierto a CANOPY SAS por el Tribunal de Comercio de París, este le ordena la transferencia de sus participaciones en GENIA EXTREMADURA a KOMPA SOLAIRE.

Mediante escritura de fecha 11 de enero de 2017 se eleva a público el documento privado de compraventa de participaciones sociales y créditos de GENIA EXTREMADURA a favor de SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L., de forma que sus entonces socios GENIA GLOBAL ENERGY SOLUTIONS, S.L. (dueña de 55 participaciones sociales representativas del 55% del capital social) y KOMPA SOLAIRES SASU (dueña de 45 participaciones sociales representativas del 45% del capital social) le venden y transmiten sus participaciones sociales y le ceden y transmiten los derechos de crédito vigentes a la fecha del contrato de compraventa bajo los préstamos de los socios que totalizaban en ese momento 685.000 euros. Con esta transmisión SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L. se convierte en el dueño de la totalidad de las participaciones sociales de GENIA EXTREMADURA y, por tanto, en socio único, por lo que la Sociedad pasa a tener la condición de Sociedad Unipersonal.

¹⁹ Sociedad por acciones simplificada y de socio único.

El socio único de GENIA EXTREMADURA, SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L., es una sociedad de responsabilidad limitada constituida mediante escritura de fecha 10 de junio de 2016 bajo la denominación “Desarrollos Empresariales Berclim, S.L.”, con dos socios fundadores, Saoma Solutions, S.L. (aporta el 96% del capital social) y Riga Operations, S.L. (aporta el 4% del capital social), ambas sociedades de nacionalidad española con el mismo objeto social, entre otros, la prestación de servicios de asesoramiento y gestión fiscal, laboral, contable, legal y de inversiones, y ambas constituidas mediante escritura de 23 de abril de 2015. Mediante escritura de fecha 30 de noviembre de 2016 dichas sociedades fundadoras venden a SCH PROJECTS LIMITED las participaciones sociales que suponen totalidad del capital social de Desarrollos Empresariales Berclim, S.L., que tenía un derecho de crédito frente a los socios fundadores, deuda a la que queda subrogada este nuevo socio único. SCH PROJECTS LIMITED es una sociedad constituida el 18 de junio de 1998 de acuerdo a las leyes de Inglaterra y Gales e inscrita en el Registro de Sociedades de Inglaterra y Gales.

Mediante escritura de fecha 30 de noviembre de 2016 se elevan a públicos los acuerdos alcanzados en la Junta General y Universal de Desarrollos Empresariales Berclim, S.L. celebrada en la misma fecha que incluye, entre otros, la modificación del objeto social de la compañía, que abarcaba múltiples actividades, y que ahora quedará encuadrado bajo el C.N.A.E.²⁰ ‘Actividades de las sociedades holding’ puesto que la actividad de la sociedad será la tenencia de acciones y participaciones sociales de empresas filiales en España y la prestación de servicios centrales del grupo de sociedades participadas.

Mediante escritura de fecha 11 de enero de 2017 se elevan a público las decisiones del socio único de Desarrollos Empresariales Berclim, S.L., adoptadas con fecha 30 de diciembre de 2016, entre otras, cambiar la denominación de la Sociedad que en adelante será SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L., así como se declara, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 13.1 de la Ley de Sociedades de Capital y 203 del Reglamento del Registro Mercantil, que la Sociedad ha adquirido carácter unipersonal.

Por tanto, SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. es el socio único de GENIA EXTREMADURA desde el 11 de enero de 2017, y es una sociedad participada al 100% por SCH PROJECTS LIMITED, sociedad a su vez participada al 100% por SOLAR CENTURY HOLDINGS LIMITED, sociedad de nacionalidad británica constituida el 26 de mayo de 1998 en virtud de las leyes de Inglaterra y Gales, inscrita en el Registro mercantil de Inglaterra y Gales.

Mediante escritura de fecha 9 de octubre de 2018 se eleva a público el contrato privado de compraventa de 80 participaciones sociales de GENIA EXTREMADURA que su socio único, SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. vende y transmite a ENCAVIS IBERIA GmbH, y que representan el 80% del capital social de GENIA EXTREMADURA. ENCAVIS IBERIA GmbH es una

²⁰ Clasificación Nacional de Actividades Económicas.

sociedad constituida el 5 de julio de 2018 bajo otra denominación y con arreglo a las leyes de Alemania e inscrita en el Registro Mercantil de Hamburgo el 13 de agosto de 2018. Mediante escritura de 4 de octubre de 2018 ENCAVIS AG adquiere la sociedad creada anteriormente, le cambia la denominación social a la actual, ENCAVIS IBERIA GmbH, y el objeto social, que pasa a ser la operación de sistemas fotovoltaicos y la participación en otras sociedades de todo tipo, en particular aquellas que también participen en la gestión y explotación de sistemas fotovoltaicos. Con fecha 9 de octubre de 2018, ENCAVIS AG otorga un préstamo a ENCAVIS IBERIA GmbH con el objeto de comprar las acciones de GENIA EXTREMADURA, así como aplicarlo para cumplir los requisitos futuros del fondo de capital para la realización del proyecto del PSF TALAYUELA y sus costes asociados.

ENCAVIS IBERIA GmbH es, por tanto, una sociedad perteneciente al grupo alemán ENCAVIS, participada al 100% por su matriz, ENCAVIS AG, Sociedad a su vez constituida en 2017 como el resultado de la fusión completada con éxito en 2017 de Capital Stage AG y CHORUS Clean Energy AG. El Grupo CHORUS fue fundado en 1998 y desde 2006 se ha centrado exclusivamente en inversiones en el campo de las energías renovables. Capital Stage AG se creó en 2001 transfiriendo las participaciones en el capital de Futura Capitalis AG a HWAG Hanseatisches Wertpapierhandelshaus AG, que cotiza en bolsa desde 1998²¹.

Por tanto, en la actualidad, GENIA EXTREMADURA cuenta con dos socios, ENCAVIS IBERIA GmbH que posee el 80% de su capital y SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. que posee el 20% restante, ambas sociedades constituidas legalmente.

En definitiva, GENIA EXTREMADURA es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones fotovoltaicas, con lo que se considera su capacidad legal suficientemente acreditada.

4.4.2 Capacidad técnica

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

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

²¹ En efecto, en 2016 Capital Stage AG y CHORUS Clean Energy AG se unen como resultado de que más del 94% de los accionistas de CHORUS optaron por la oferta pública voluntaria de Capital Stage como parte del período de aceptación oficial. En 2017 Capital Stage AG completa con éxito la adquisición de CHORUS Clean Energy AG y pasa a poseer el 100% de las acciones de la compañía. Para mejor seguir el cambio de denominación de sociedades, cabe indicar que Encavis AG era anteriormente Capital Stage AG, Encavis Asset Management AG era anteriormente CHORUS Clean Energy AG y Encavis Technical Services GmbH era Capital Stage Solar Service GmbH.

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

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

Como ya se ha indicado, en la actualidad los socios de GENIA EXTREMADURA son ENCAVIS IBERIA GmbH que participa en un 80% de su capital y SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. que cuenta con el 20% restante. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio mayoritario la que acredite su capacidad técnica, si bien su otro socio también cuenta con experiencia en el sector de generación renovable. Asimismo, en aplicación de la tercera condición de dicho artículo 121.3.b), en la operación de compraventa llevada a cabo con fecha 96 de octubre de 2018 se especifica que SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. será el encargado de la gestión comercial y técnica de la planta, por lo que su experiencia también avalará la capacidad técnica exigida para su autorización.

El socio mayoritario de GENIA EXTREMADURA, ENCAVIS IBERIA GmbH, pertenece al Grupo ENCAVIS que, tal y como se ha indicado anteriormente, es un Grupo empresarial creado recientemente pero que proviene de la fusión de dos grupos alemanes con larga experiencia en el sector de generación mediante energías renovables. En la actualidad el Grupo cuenta con 173 parques solares y 67 eólicos en Europa (Alemania, Dinamarca, Francia, Finlandia, el Reino Unido, Italia, los Países Bajos, Austria y Suecia), con una capacidad instalada de más de 1,6 GW, según el detalle siguiente:

Parques Solares	Propios Capacidad (MW)	Gestionados Capacidad (MW)
Alemania	262	12
Italia	154	7
Francia	202	12
Reino Unido	127	—
Países Bajos	92	—
Total Capacidad Parques Solares	837	31
Parques Eólicos	Propios Capacidad (MW)	Gestionados Capacidad (MW)
Alemania	215	273
Francia	36	85
Austria	36	—
Finlandia	—	13
Reino Unido	—	18
Suecia	—	10
Italia	6	—

Dinamarca	41	—
Total Capacidad Parques Eólicos	334	399
Total Capacidad instalada Grupo	1.171	430
Total MW ENCAVIS Solares+Eólicos	1.601	

Algunas de las plantas solares fotovoltaicas propias (se han seleccionado aquellas cuya potencia instalada supera los 10 MW) desarrolladas por ENCAVIS son las siguientes:

Parque solares Propios de potencia >10 MW	País	Estado, Región	Capacidad nominal (MW)	Conexión a la red
Parque solar Asperg VI	Alemania	Sajonia-Anhalt	14,75	2008
Parque solar Vilseck	Alemania	Baviera	10,00	2010
Parque Solar Brandenburgo	Alemania	Brandeburgo	18,65	2010
Parque Solar Neuhausen	Alemania	Brandeburgo	10,60	2011
Parque Solar Roitzsch	Alemania	Sajonia-Anhalt	12,65	2011
Parque Solar Avon le Roches	Francia	Indre y Loira	10,79	2012
Parque Solar Pompogne West	Francia	Lot-et-Garonne	11,01	2012
Parque solar Barbaste	Francia	Lot-et-Garonne	12,00	2012
Parque Solar Pompogne Ost	Francia	Lot-et-Garonne	12,00	2012
Parque Solar Lettewitz	Alemania	Sajonia-Anhalt	12,60	2012
Parque Solar Golpa	Alemania	Sajonia-Anhalt	14,02	2012
Parque Solar La Brava	Italia	Udine	13,41	2013
Parque solar magescq	Francia	Landas	10,87	2014
Parque solar trequite	Gran Bretaña	Cornualles	11,00	2014
Parque solar ille	Francia	Pirineos Orientales	11,09	2014
Parque solar Gosfield	Gran Bretaña	Essex	11,50	2014
Parque solar Labraise Sud	Francia	Landas	11,50	2014
Parque Solar Haut Lande	Francia	Gironde	11,64	2014
Parque solar durance	Francia	Durance	11,78	2014
Parque solar murles	Francia	Hérault	12,00	2014
Parque solar Clawdd Ddu	Gran Bretaña	Carmarthenshire	13,50	2014
Parque solar Parque solar Enerstroom 1	Países Bajos	Zuid-Holland	10,00	2018
Parque Solar Bach (Appr-sol / Apprieu)	Francia	Isère	10,31	2018
Parque solar Parque solar Enerstroom 2	Países Bajos	Zuid-Holland	37,60	2018
Parque solar Zonnepark Budel	Países Bajos	Zuid-Holland	43,90	2018

Por otra parte, hasta octubre de 2018 el socio único de GENIA EXTREMADURA era SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U., Sociedad perteneciente al Grupo de nacionalidad británica SOLARCENTURY, con amplia experiencia en el sector de generación eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. Si bien en la actualidad este socio participa en un 20% en el capital de GENIA EXTREMADURA, en el contrato de compraventa firmado entre SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. y ENCAVIS IBERIA GmbH, de fecha 9 de octubre de 2018, se hace constar que SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. asumirá la gestión comercial y técnica de la planta, por lo que

también se cumpliría la tercera condición establecida en el mencionado artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 para acreditar la capacidad técnica de GENIA EXTREMADURA.

Tal y como se ha indicado anteriormente, SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. es una sociedad participada al 100% por SCH PROJECTS LIMITED, Sociedad a su vez participada al 100% por SOLAR CENTURY HOLDINGS LIMITED (en adelante SOLARCENTURY), sociedad que lleva operando desde 1998 en el ámbito de la generación de electricidad mediante tecnología solar fotovoltaica. SOLARCENTURY cuenta con presencia internacional en 12 países, aunque sus mayores proyectos se han desarrollado en Reino Unido, Holanda y Kenia.

Hasta la fecha, SOLARCENTURY ha desarrollado, construido y mantenido proyectos con una capacidad total superior a 1 GWp (41 MW en proyectos sobre cubierta y 962 MW en huertos solares). Trabaja según un modelo integrado, interviniendo en la totalidad de las fases del proyecto, y ofreciendo un servicio integral que incluye el desarrollo, construcción, operación, estructuración, financiación y administración de los proyectos desde un punto de vista comercial y técnico.

La evolución en cuanto a la implementación de los proyectos sobre cubierta llevados a cabo por SOLARCENTURY en los diferentes países es la siguiente:

Ubicación País	Año Puesta en marcha	Capacidad instalada (MW)	Modelo de negocio
Reino Unido	2015	5	EPC ²²
Reino Unido	2016	15	EPC
Reino Unido	2017	3,5	EPC
Reino Unido	2018	1	EPC
Países Bajos	2015/2016	1,2	EPC
Países Bajos	2017	6,52	EPC
Países Bajos	2018	4	EPC
Africa	2013 to 2018	5	EPC
Total capacidad instalada sobre cubierta		41,22	

Respecto a los proyectos desarrollados como huertos solares, su implementación en el tiempo en los diferentes países es la siguiente:

²² EPC: *Engineering, Procurement and Construction* o modalidad 'llave en mano', donde el contratista se obliga frente al cliente o contratante a diseñar, construir y poner en funcionamiento una instalación determinada.

Ubicación País	Año Puesta en marcha	Capacidad instalada (MW)		
		Total MW SOLARCENTURY Reino Unido	SOLARCENTURY Local	Total MW SOLARCENTURY
Reino Unido	2012	23,8	0	23,8
Reino Unido	2013	64,2	0	64,2
Kenia	2014	95,5	1	96,5
Panamá	2015	277,1	9,9	287
Países Bajos	2015	0	6	6
Alemania	2015	0	5	5
Alemania	2016	120	10,5	130,5
Alemania	2017	20	5,5	25,5
Chile	2017	0	43	43
México	2018	0	129	129
Países Bajos	2018	0	47	47
Eritrea	2018	0	6	6
México	2019	0	98	98
Total capacidad instalada huertos solares		600,6	360,9	961,5

La mayoría de los proyectos desarrollados inicialmente por SOLARCENTURY son huertos solares en Inglaterra y con estructura fija. A partir de 2014 comienza su expansión internacional y empieza a desarrollar proyectos en Sudamérica y Europa. También ha desarrollado proyectos en África, aunque en este caso son proyectos híbridos en los que se combinan grupos electrógenos con energía solar fotovoltaica y con la propia red, incluso con almacenamiento. A partir de 2016 empiezan a desarrollar huertos solares con seguidor a un eje. Algunos de los proyectos más significativos desarrollados por SOLARCENTURY como huertos solares son los siguientes:

Proyectos	Capacidad instalada (MW)	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Park Wall	5	Estructura fija	Reino Unido	2012
Palfreys Barton	1	Estructura fija	Reino Unido	2012
Chittering I (aka Waterbeach)	5,4	Estructura fija	Reino Unido	2012
Tavells	5,4	Estructura fija	Reino Unido	2012
Dillington	7	Estructura fija	Reino Unido	2012
Turves	5	Estructura fija	Reino Unido	2013
Burntstalks (aka Fountaine)	11,5	Estructura fija	Reino Unido	2013
Chediston Hall	12,3	Estructura fija	Reino Unido	2013
Chalcroft	6,3	Estructura fija	Reino Unido	2013
Lexham	8	Estructura fija	Reino Unido	2013
Hardingham 1	14,8	Estructura fija	Reino Unido	2013
Chittering II	6,3	Estructura fija	Reino Unido	2013
Chnagoi	1	Estructura fija	Kenya	2014
Saxley	5,9	Estructura fija	Reino Unido	2014

Proyectos	Capacidad instalada (MW)	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Stratton Hall	11,7	Estructura fija	Reino Unido	2014
Hill Farm	15,2	Estructura fija	Reino Unido	2014
Watchfield (aka Somerset)	10,2	Estructura fija	Reino Unido	2014
Eynsham	13,5	Estructura fija	Reino Unido	2014
Horam	2,6	Estructura fija	Reino Unido	2014
Kent	11	Estructura fija	Reino Unido	2014
West Solent	2,4	Estructura fija	Reino Unido	2014
Hardingham 2	5,5	Estructura fija	Reino Unido	2014
Hoback	17,5	Estructura fija	Reino Unido	2014
Divisa	9,9	Estructura fija	Panamá	2015
Calvorde	5	Estructura fija	Alemania	2015
Ameland	6	Estructura fija	Países Bajos	2015
Hunciecroft Farm	8	Estructura fija	Reino Unido	2015
Aston House Solar Farm	20	Estructura fija	Reino Unido	2015
Walkers Wood Solar Park (aka Morton)	27	Estructura fija	Reino Unido	2015
Southwick	48	Estructura fija	Reino Unido	2015
Hazel Gap (aka Welbeck)	16	Estructura fija	Reino Unido	2015
Bluegates	10,6	Estructura fija	Reino Unido	2015
Isle of Wight	6,1	Estructura fija	Reino Unido	2015
Liverton 11kV site	1,2	Estructura fija	Reino Unido	2015
New Stone Farm	11,5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Rook Wood (aka Goldborough Farm)	49,8	Estructura fija	Reino Unido	2015
Liverton 33kV site	4,9	Estructura fija	Reino Unido	2015
Hendre	11,6	Estructura fija	Reino Unido	2015
Verwood	20,7	Estructura fija	Reino Unido	2015
Hazel	1,8	Estructura fija	Reino Unido	2015
Woolbridge	4,9	Estructura fija	Reino Unido	2015
Crossroads	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Bedborough	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Gawcott	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Merston	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Tangmere	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Ferry Farm	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Chelwood	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Silverlake	5,5	Estructura fija	Alemania	2016
Saltlake	5	Estructura fija	Alemania	2016
Frogs Lake	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Romsey	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
The grange	5	Estructura fija	Reino Unido	2015
Folly Lane	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Brynbachau	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Lagness	5	Estructura fija	Reino Unido	2016

Proyectos	Capacidad instalada (MW)	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Manor Farm	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Rookery	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Oulton	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Bunn Hill	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Tollgate	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Cowdon	40	Estructura fija	Reino Unido	2016
Lawrence West	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Merston 2	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Ferry Farm 2	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Newton Abbot	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Charlbury	5	Estructura fija	Reino Unido	2016
Rumba	5,5	Estructura fija	Alemania	2017
Dona Carmen	40	Estructura fija	Chile	2017
Willows	5	Estructura fija	Reino Unido	2017
Rymes	5	Estructura fija	Reino Unido	2017
Kislingbury	5	Estructura fija	Reino Unido	2017
West Strathore	5	Estructura fija	Reino Unido	2017
La Manga	3	Estructura seguimiento	Chile	2017
Cuncunul	98	Estructura seguimiento	México	2019
Viborillas	129	Estructura seguimiento	México	2018
Nyrstar	47	Estructura fija	Países Bajos	2018
Eritrea	6	Estructura seguimiento	Eritrea	2018

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de sus socios, según 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 de Ejecución²³ de la PSF TALAYUELA, visado el 4 de septiembre de 2018, el presupuesto para la construcción de la planta solar asciende a **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

GENIA EXTREMADURA, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 360.000 euros, dividido en 3.600 participaciones sociales de 100 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscrito y desembolsado en su integridad por el único socio fundador,

²³ Se han considerado los datos según el Proyecto de Ejecución de la PSF TALAYUELA, subestación a 30/400 kV y línea aérea de evacuación a 400 kV, visados el 4 de septiembre, el 30 y el 31 de agosto de 2018 respectivamente, en vez del Anteproyecto de la PSF TALAYUELA de fecha 21 de marzo de 2017 adjuntado a la solicitud de autorización presentada ante el MITECO. El fechado en 2018 ha sido adjuntado por la empresa entre la documentación solicitada por la CNMC para la elaboración del presente Acuerdo y contiene datos más actualizados.

GENIA GLOBAL ENERGY SOLUTIONS, S.L. Mediante escritura de fecha 7 de mayo de 2013, se elevan a público los acuerdos sociales alcanzados en la Junta General de GENIA EXTREMADURA, de fecha 30 de abril de 2013, por los que se reduce el capital social en 350.000 euros, mediante la amortización de 3.500 participaciones sociales, con lo que queda fijado el capital social en 10.000 euros, dividido en 100 participaciones sociales de 100 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas por su entonces socio único.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de GENIA EXTREMADURA depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017 arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Se comprueba, por tanto, que a 31 de diciembre de 2017 la Sociedad cuenta con un patrimonio neto equilibrado, siendo superior a la mitad del capital social, a pesar de las pérdidas recurrentes de ejercicios anteriores, que se han visto compensadas con aportaciones de socios. Asimismo, se comprueba que sus cuentas anuales reflejan un pasivo no corriente por importe de 1.033.273,63 euros, parte del cual, la cuantía incluida en el epígrafe “*Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo*”, se corresponde con **[Inicio Confidencial]**
[Fin Confidencial]

En cuanto a la capacidad económico-financiera del socio mayoritario de GENIA EXTREMADURA, ENCAVIS IBERIA GmbH, que cuenta con el 80% de su capital social, fue constituida el 5 de julio de 2018 bajo otra denominación y adquirida el 4 de octubre de 2018 por ENCAVIS AG, momento en que adopta la denominación y el objeto social actual. Por tanto, dada la fecha de su constitución, todavía no cuenta con ejercicio cerrado ni, obviamente, con Cuentas Anuales. Puesto que ENCAVIS IBERIA GmbH es una sociedad perteneciente al grupo alemán ENCAVIS, participada al 100% por su matriz, ENCAVIS AG, se analizará la capacidad económico-financiera del Grupo ENCAVIS, ya que será quien acredite la de GENIA EXTREMADURA.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENCAVIS correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, según Informe Anual de fecha 22 de marzo de 2018, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

El capital social de Encavis AG a 31 de diciembre de 2017 ascendía a 128.252.214 euros, dividido en 128.252.214 acciones al portador sin valor nominal con un valor teórico de un euro por acción. Vistas sus Cuentas Anuales se verifica que cuenta con un patrimonio neto equilibrado, habiéndose incrementado un 13% respecto al año anterior. El resultado del ejercicio, neto de

impuestos, se ha incrementado un 57% respecto a los resultados de 2016 gracias a las operaciones de la Sociedad.

Con fecha 9 de octubre de 2018, ENCAVIS AG otorgó un préstamo a ENCAVIS IBERIA GmbH con el objeto de comprar las acciones de GENIA EXTREMADURA, así como aplicarlo para cumplir los requisitos futuros del fondo de capital para la realización del proyecto del PSF TALAYUELA y sus costes asociados. **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Respecto al socio minoritario de GENIA EXTREMADURA, SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U., se han verificado sus Cuentas Anuales a 31 de diciembre de 2017 depositadas en el Registro Mercantil, que arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las Cuentas Anuales Abreviadas de SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U., si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, existiría una situación de patrimonio neto negativo y un evidente desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes.

Por tanto, la sociedad SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U., atendiendo a lo que indica el apartado relativo a su patrimonio neto, se encontraría incurso en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital. Dado que una de las causas legales de disolución de una sociedad es que el patrimonio neto sea inferior a la mitad del capital social, la sociedad debería o bien haber realizado los movimientos necesarios en su capital social para evitar incurrir en dicha causa, o bien haber sido disuelta.

No obstante lo anterior, en el caso de SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. se comprueba que sus cuentas anuales reflejan un pasivo no corriente por importe de 865.134,56 euros, cuantía incluida en el epígrafe “*Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo*”, que se corresponde con sendos préstamos participativos otorgados por SOLAR CENTURY HOLDINGS LIMITED según contratos de fecha 12 de julio y 5 de octubre de 2017.

Por tanto, sería de aplicación lo previsto en el artículo 20.d) del Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica, en la redacción dada por la disposición adicional tercera de la 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, según el cual «*d) Los préstamos participativos se considerarán patrimonio neto a los efectos de reducción de capital y liquidación de sociedades previstas en la legislación mercantil*».

Cabe recordar, asimismo, que la sociedad se constituyó el 10 de junio de 2016 bajo otra denominación y que no adoptó la actual hasta el 11 de enero de 2017. Fue constituida con un capital social de 3.000 euros dividido en 3.000 participaciones de un euro de valor nominal cada una, misma situación que se verifica en el Balance de Situación del ejercicio 2017.

Tal y como se ha indicado anteriormente, SOLAR CENTURY HOLDING ESPAÑA, S.L.U. es una sociedad participada al 100% por SCH PROJECTS LIMITED, que a su vez está participada al 100% por SOLAR CENTURY HOLDINGS LIMITED. Por ello, se han verificado las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo SOLARCENTURY, según el Informe de Auditoría de fecha 10 de julio de 2018 y su publicación en el 'Annual report' correspondiente al Grupo, cuyo ejercicio contable se cierra el 31 de marzo de 2018, y presentan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]

[Fin Confidencial]

Se verifica un patrimonio neto equilibrado según las cuentas anuales del Grupo SOLARCENTURY, si bien se observa que en los dos últimos ejercicios ha registrado pérdidas.

Visto todo lo anterior, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de GENIA EXTREMADURA, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de sus socios, muy en particular por su socio mayoritario, cuya entrada como socio de GENIA EXTREMADURA persigue como objetivo fundamental ser el garante económico del proyecto a ejecutar, la PSF TALAYUELA SOLAR.

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a GENIA EXTREMADURA SOLAR, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica TALAYUELA SOLAR de 300 MW, la subestación eléctrica a 30/400 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación, situada en los términos municipales de Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata, en la provincia de Cáceres, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto

A. PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA TALAYUELA SOLAR DE 300 MW, EN TALAYUELA (CÁCERES)²⁴

1. Características generales

El objeto del Proyecto es describir una instalación de energía solar fotovoltaica a construir en el término municipal de Talayuela (Cáceres) y que tendrá conexión a la red en la subestación de Arañuelo, también en el término municipal de Talayuela (Cáceres).

Los principales elementos que conforman la instalación son los siguientes:

- **Módulos Fotovoltaicos:** Los módulos fotovoltaicos serán de 72 células, policristalinos, de 345 Wp cada uno y tensión de trabajo 1.500 V.
- **Inversores:** Los inversores propuestos se dispondrán en series o *string* (cadena) de 100 kW cada una y máxima tensión de trabajo 1.500 Vdc y salida a 800 Vac. En la planta habrá un total de 2.499 inversores (para un máximo de 250 MW nominales; los 300 MW son de potencia pico).
- **Centro de Transformación:** Los centros de transformación estarán formados por un transformador de interior aislado en aceite de éster vegetal con voltajes 0,8V/30 kV con una potencia de diseño de 2.500 kVA y un conjunto de celdas en hexafluoruro de azufre (SF₆). En cada uno de los centros de transformación se instalará un transformador de 5 kVA para suministrar sus consumos auxiliares. La planta tendrá un total de 113 centros de transformación.
- **Centro de Reparto:** Se ubica en la Subestación de Talayuela y servirá de acometida de todas las líneas de Media Tensión (MT) que interconectan los centros de transformación en 30 kV para posteriormente ser elevados a 400 kV. Esta subestación (sección 'B' de este anexo), que asimismo contará con un transformador de servicios auxiliares para dar suministro a las instalaciones comunes del parque, se interconectará con la de Arañuelo gestionada por REE a través de una línea a 400 kV (sección 'C') y una posición en la mencionada subestación de Arañuelo (SE Arañuelo).

De acuerdo con lo anterior, la configuración básica del parque será como sigue: los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura de seguimiento solar y se unirán eléctricamente mediante series de 29 módulos. Dichos enseriados se conectarán, hasta un máximo de 12, mediante inversores *string*, los cuales se

²⁴ Proyecto de ejecución de la PSF TALAYUELA visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales y de Grado de Valencia con fecha 4 de septiembre de 2018. En este anexo se incluyen los datos que constan en dicho Proyecto en vez de los presentados en la solicitud ante el MINETAD, que adjuntaba el Anteproyecto de la PSF TALAYUELA de marzo de 2017, puesto que los datos son más actualizados y ya incluyen los condicionados establecidos en la DIA.

conectarán cada dos inversores en un cuadro de agrupación denominado *Nivel I*, que a su vez se conectarán hasta un máximo de 23 inversores en un segundo cuadro de agrupación denominado *Nivel II*, que se conectará al transformador elevador de 800 V a 30 kV. La unión de los transformadores de 30 kV dispersos en el parque fotovoltaico se interconectará en antena con el centro de reparto mediante un cableado subterráneo en 30 kV, realizando una agrupación de hasta un máximo de 12 transformadores. Cada agrupación formará un circuito y estará protegida mediante una protección de cabecera. Posteriormente se unirán todos los transformadores del parque mediante líneas de media tensión con configuración en antena, que se unirán en la Subestación transformadora de 30/400 kV, la cual se conectará con la posición de REE en la SE Arañuelo.

Las características técnicas principales del proyecto, que podrán ser modificadas durante el proceso de legalización del mismo, son las siguientes:

- Número total de módulos fotovoltaicos: 869.565
 - Número módulos en serie: 29
 - Número módulos en paralelo: 29.985
 - Número total de seguidores: 9.995
- Potencia unitaria de los módulos fotovoltaicos: 345 Wp
- Potencia pico de la instalación: 299.999.925 Wp
- Número total de inversores: 2.499 unidades
- Potencia unitaria de los inversores: 100 kW nominal
- Potencia nominal total de los inversores: 249.900 kW
- Potencia máxima límite de evacuación: 250.000 kVA
- Número total de transformadores: 113
- Potencia unitaria de los transformadores: 2.500 kVA
- Potencia total de los transformadores: 282,5 MVA
- Subestación 400 kV/30kV: 1 unidad
- Potencia Aceptada en el punto de conexión: 300 MWp y 250 MWn

Las instalaciones se situarán en parcelas ubicadas en el término municipal de Talayuela, en la provincia de Cáceres. La superficie total de las fincas que ocupará el Proyecto es de 797,10.10 hectáreas, de los cuales se destinan a la propia PSF TALAYUELA 644,74 hectáreas.

2. Paneles fotovoltaicos

El panel solar previsto en la instalación está compuesto de 72 células de alta eficiencia de tecnología policristalina. El módulo fotovoltaico será el KuMax CS3U-345P 1500 V o similar.

Las características del módulo fotovoltaico son:

- Peso: 22,6 kg
- Dimensiones: 2000 x 992 x 40 mm
- Conectores: (+/-) 1.250 mm

- Sección del conector: 4,0 mm²
- Tipo de conexión: MC4
- Potencia nominal estándar: 345 Wp
- Variación máxima de Potencia: 0/+5%
- Tensión máxima del sistema: 1500 V
- Tensión punto máxima potencia: 38,6 V
- Corriente punto máxima potencia: 8.94 A
- Tensión en circuito abierto: 46.1 V
- Corriente de cortocircuito: 9,44 A
- Coeficiente de Temperatura de la tensión de circuito abierto: -0.31 %/°C
- Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito: 0,05 %/°C
- Coeficiente de temperatura de la Potencia: -0.38 %/°C
- NOCT (Temperatura operación nominal de la célula): 43 ± 2 °C

3. Líneas eléctricas de corriente continua (DC)

Estas líneas de corriente continua realizarán la conexión de los módulos fotovoltaicos formado las series, las cuales se conectarán en los inversores. Se utilizará cableado de hilo de cobre de 4 y 6 mm² de grado solar. El conductor a instalar será de grado solar con las siguientes características o similares:

- CABLE SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC
- Conductor: Estañado cobre clase 5 para servicio móvil (-F)
- Aislación: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
- Cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua.
- Norma Constructiva: AENOR EA 0038 TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.
- Normas nacionales y europeas: UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50226-2-4; UNE-EN 50267; UNE EN 61034-2; IEC 60332-1-2; IEC 60332-3-24; IEC 60754; IEC 61034-2.

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas, capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

- Servicio móvil.
- Alta seguridad: Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.
- Resistencia a la intemperie.
- Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
- Resistencia a la abrasión, el desgarró y los aceites y grasas industriales.

- Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una vida útil de 30 años.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C, pudiendo soportar temperaturas de 120 °C durante 20.000 horas.

4. Estructura soporte: instalación con seguidor

La estructura soporte se adaptará a la topografía y dimensiones del terreno. En este caso se propone el seguidor SF7-2x43.5P o similar, cuyas especificaciones técnicas y principales características son las siguientes:

- Cada seguidor monta 87 módulos (3 series de 29) y permite un ángulo de inclinación de hasta +60° (lo cual incrementa el rendimiento hasta un 1% en comparación con seguidores con inclinación de hasta +45°). Disponibilidad de uso estimada superior al 99%.
- Estructura de peso y dimensiones optimizadas, diseñada según ensayos en túnel de viento. Galvanizado por inmersión en caliente según el grosor previsto en las normas internacionales²⁵. Perfiles metálicos para hincado directo en el terreno (sin cimentación), lo cual facilita su montaje e instalación con pocas piezas (en torno a 275 hincas por MWp).
- Mecanismo de seguimiento sin biela central: Se trata de seguidores de movimiento autónomo que permiten pasillos libres entre seguidores. La ausencia de bielasy centrales hace posible una adaptación más efectiva a la forma del terreno y a sus barreras naturales (hasta un 17% en superficies inclinadas en dirección Norte-Sur, e ilimitada en dirección Este-Oeste), minimizando así la superficie utilizada (hasta un 35% menos que en seguidores convencionales con biela central). Esto se traduce en un ahorro importante en otros elementos de trabajo como: obras civiles, conducciones, cableado, vallas perimetrales, sistema de vigilancia, etc. La posición independiente de cada seguidor permite además una fácil limpieza de los módulos y su colocación en “defensa” (*stow*) de forma individual.
- Control electrónico de posición de gran precisión (desviaciones inferiores al 2%) mediante algoritmo astronómico optimizado. Sistema optimizado de *backtracking* adaptativo 3D de alto rendimiento (realimentación que permite al sistema autocorregir la orientación para maximizar la producción). SCADA²⁶ integrado.
- Bajo mantenimiento: 1 solo motor a 24 Vdc por seguidor; partes móviles autolubricadas. Un sistema autónomo activa cada hilera de seguidores

²⁵ Las comprobaciones estructurales de carga realizadas son las especificadas en el Eurocódigo 3 y 4 para acero conformado en frío y acero laminado en caliente. El seguidor resiste una velocidad de viento máxima de 133,85 km/h en posición de defensa (*stow*) y 80 km/h para cualquier posición de funcionamiento; ha sido considerada una carga de nieve igual a 0,244 kN/m², también conforme a normativa.

²⁶ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

directamente en corriente continua, en tanto que el correspondiente convertidor carga una batería de reserva, evitándose así una línea de alimentación en corriente alterna por cada hilera.

- Electrónica de control disponible para diferentes tecnologías de comunicación (radio, RS485, Ethernet de fibra óptica, GPRS). Se dispone además de un sistema de comunicación interno, por radio, entre los seguidores de cada hilera, de modo que el primero se comunique inalámbricamente con los demás de su misma fila, ahorrando así en cableado.
- Solución para canalización del cableado a través del eje para evitar la necesidad de bandejas de cables en dirección Norte-Sur, lo que representa ahorros significativos en equipo y tiempo de instalación. Resto de cableado a través de tubo de torsión para reducir zanjas y obra civil.

5. Inversor fotovoltaico

El inversor utilizado en la instalación será el HUAWEI SUN2000-100KTL-H1 o similar, de 100 kW, diseñado acorde con la normativa europea, con arranque y parada automáticos mediante un sistema avanzado de seguimiento del punto de potencia máxima (*maximum power point tracking*, MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos. Para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión, usará tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's).

Las características eléctricas del inversor previsto son las siguientes:

- Potencia nominal de salida (AC): 100 kVA
- Tensión nominal AC: 800 V AC trifásico
- Frecuencia nominal: 50/60 Hz
- Factor de Potencia: 1
- Máxima corriente de salida AC: 72,2 A
- Distorsión armónica total de corriente (THDi): <3% por IEEE519
- Máxima tensión DC: 1.500 V_{DC}
- Rango de seguimiento de Potencia MPPT: 600 a 1500 V_{DC}
- Máxima corriente de entrada DC por MPPT: 22 A
- Máxima corriente de cortocircuito DC por MPPT: 33 A
- Número de entradas: 12
- Eficiencia máxima: 99 %
- Euro eficiencia: 98,8%

Sus características generales son:

- Rango de temperatura ambiente: -25°C a +60°C (reducción de potencia a >50°C)
- Grado de Protección ambiental: IP65
- Peso: 77 kg

- Dimensiones: 1075 x 605 x 310 mm
- Altitud sin pérdidas de potencia: Hasta 4000 m
- Humedad relativa sin condensación: de 0 a 100%

Los inversores se instalarán anclados al seguidor, de forma que se optimice la instalación del cableado. Paralelamente, en la agrupación de cada dos inversores en un cuadro de protección en corriente alterna, este cuadro se instalará anexo a uno de los inversores y se anclarán también al inversor.

6. Líneas eléctricas de corriente alterna en Baja Tensión (BT)

En la planta existen dos tipos de líneas eléctricas de corriente alterna (CA) en BT: i) las utilizadas para el suministro de todos los servicios auxiliares del proyecto, y ii) las utilizadas para la evacuación de la energía generada por las instalaciones fotovoltaicas.

Respecto a los suministros de los servicios auxiliares, se diferencian a su vez los siguientes:

- Consumos propios de los Centros de Transformación: Se instalará un transformador de tensión 800/400 V, de 10 kVA, para proveer el alumbrado del centro, y la alimentación de los sistemas de monitorización y control de planta, entre otros.
- Consumos propios del edificio de monitorización y comunicaciones, que serán suministrados a través de un Centro de Transformación dedicado.

En cuanto a la evacuación de la energía, se diferencian a su vez, por niveles:

- Instalaciones de evacuación entre los inversores y los cuadros de agrupación de nivel I: Comprenden el cableado y los cuadros de agrupación, cada dos inversores; el cuadro comprende dos automáticos en una envolvente de intemperie que se ubicará anexa a uno de los inversores y anclada al seguidor.
- Instalaciones de evacuación entre los cuadros de agrupación de nivel I y los cuadros de agrupación de nivel II: Comprende el cableado y el cuadro de agrupación por transformador, que se ubicarán siempre en el interior del centro de transformación. Se instalará un cuadro de protección mediante fusibles e interruptor de corte que se instalará en el centro de transformación, previo al puente de baja de los transformadores.
- Instalaciones de evacuación ente el cuadro de nivel II y el transformador elevador: Integran los puentes de conexión conectados al lado de baja tensión de los transformadores.

El tipo de instalación será, según las necesidades, en bandeja o enterrado entubado, así como la ubicación de los cuadros definirá el grado de protección (Grado IP) de la envolvente.

Tipos de cable:

a) Para la instalación de los servicios auxiliares

- Designación genérica: RV 0,6/1 3x(S)+1xS mm² K Cu UNE 21123
- Nº de conductores: 3 y 5
- Secciones desde 2,5 hasta 35 mm².
- Clase de conductor: 1 ó 2, de Cu según UNE 21-022
- Aislamiento tipo R: Polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.
- Cubierta de tipo V: Policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.
- Norma básica UNE 21-123 (Aislamiento seco)
- Normas de ensayo:
 - No propagación de la llama UNE EN 50265-2-1; IEC 60332-1; NFC 32070-C2
 - No propagación de incendio UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3.
 - Emisión de halógenos UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CIH < 14%.
- Tensión nominal: $U_0/U = 0,6/1$ kV
- Tensión de ensayo: 3,5 kV durante 5 minutos, según UNE 21-123, sección 3
- Temperatura máxima de servicio: 90 °C en el conductor
- Temperatura máxima de cortocircuito: 250 °C en el conductor
- Temperatura mínima para el tendido: -10 °C

b) Para instalar entre los inversores y los cuadros de nivel I

- Designación genérica: RV 0,6/1 3x(S)+1xS mm² K Cu UNE 21123
- Nº de conductores: 3 y 5
- Secciones desde 35 hasta 95 mm².

Resto de características iguales que el anterior.

c) Para instalar entre los cuadros de nivel I y los cuadros de nivel II

HarmOHny All Ground (o similar) de General Cable

- Designación genérica: XZ1 Al 0,6/1 kV 1xS mm² Al
- Normativa: IEC 60502-1; IEC 60332-1-2; IEC 60754-1; IEC 60754-2
- Nº de conductores: 1
- Secciones desde 240 hasta 300 mm²
- Clase de conductor: Aluminio, clase 2 según IEC 60228
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos, tipo ST7

- Tensión nominal: $U_0/U = 0,6/1$ kV
 - Temperatura máxima de servicio: 90 °C en el conductor
 - Temperatura máxima de cortocircuito: 250 °C en el conductor
 - Temperatura mínima para el tendido: -40 °C
- d) Para instalar entre los cuadros de nivel II y los transformadores

Designación genérica: RV 0,6/1 1xS mm² K Cu UNE 21123

Nº de conductores: 1

Secciones 240 mm² y 300 mm²

Resto de características como a).

7. Dispositivos de protección de los cuadros eléctricos de BT

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos especificados en el Proyecto y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos como norma y específicamente en los cuadros de nivel II se incluirá una protección contra sobretensiones.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de estos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución, o tipo de conductores utilizados.

Los dispositivos de protección cumplirán las condiciones generales siguientes:

- Deberán poder soportar la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos, presentando el grado de protección que les corresponda de acuerdo con sus condiciones de instalación.
- Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas intensidad-tiempo adecuadas.
- Deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocadas, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar una posición intermedia entre las correspondientes a las de apertura y cierre.
- Cuando se utilicen para la protección contra cortocircuitos, su capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación, salvo que vayan asociados con fusibles adecuados que cumplan este requisito, y que sean de características coordinadas con las del interruptor automático.

- Los interruptores diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación. De lo contrario deberán estar protegidos por fusibles de características adecuadas.

Se describen a continuación los principales elementos de protección en BT:

a) Protección contra sobreintensidades

Los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos. Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro en los sistemas de alimentación de servicios auxiliares, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).

b) Protección contra sobrecargas

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones. El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado. Como dispositivos de protección contra sobrecargas serán utilizados los interruptores automáticos con curva térmica de corte y fusibles.

c) Protección contra cortocircuitos

Deben preverse dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que esta pueda resultar peligrosa debido a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación. Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los interruptores automáticos con sistema de corte electromagnético y fusibles.

d) Protección contra contactos directos e indirectos

Los medios de protección contra contactos directos e indirectos en instalación se ejecutarán siguiendo las indicaciones detalladas en la Instrucción ITC BT 24, y en la Norma UNE 20.460 -4-41. Consistirán en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Los medios a utilizar son los siguientes:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.

- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.

e) Control de corriente diferencial y puestas a tierra

Asimismo, habrá una protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual para servicios auxiliares. Se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de la alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales para servicios auxiliares.

La corriente a tierra producida por un solo defecto franco debe hacer actuar el dispositivo de corte en un tiempo no superior a 1 segundo. En particular, una masa cualquiera no puede permanecer en relación a una toma de tierra eléctricamente distinta, a un potencial superior, en valor eficaz, a 50 V. Todas las masas de una misma instalación deben estar unidas a la misma toma de tierra.

f) Cuadros de protección de nivel I

Sus características son las siguientes:

- Dimensiones: 600 mm (alto) x 600 mm (ancho) x 175 mm (profundidad)
- Material: Fibra de vidrio reforzado con polyester
- Placa de anclaje: Metálica
- Grado IP (protección): 65
- Filtros anti condensación: incluidos
- Protección frontal: incluido
- Interruptor de corte: 2P, 200 A, 800 Vac
- Protección por fusibles: 2x3P NH1, 100 A, 10 kA, 800 Vac
- Pletina: 200 A, 800 Vac, 10 kA, 3P, Cobre
- Prensaestopas: Polyamida IP68
- Certificado: IEC 61439-1/2

g) Cuadros de protección de nivel II

Tendrán un máximo de 12 entradas con fusibles de 200 Amperios. A cada una de las entradas se conecta un cuadro de nivel I, los cuales conectarán como máximo dos inversores.

- Dimensiones: 1.870 mm (alto) x 2.500 mm (ancho) x 630 mm (profundidad)
- Interruptor de corte: 3P, 2500 A, 800 Vac
- Protección por fusibles: 12x3P NH1, 200 A, 10 kA, 800 Vac
- Pletina: 2.500 A, 800 Vac, 10 kA, 3P, Cobre

[Resto de características como cuadros de nivel I]

h) Cuadros de protección de servicios auxiliares

En este cuadro se instalará un transformador de servicios auxiliares 800/230 V de 5 kVA, capaz de dar suministro a los consumos locales de cada uno de los transformadores. Paralelamente al transformador de servicios auxiliares se instalará un analizador de redes modelo EKIP UP ABB que se conectará al sistema SCADA de la planta, de forma que se podrá monitorizar el estado de cada uno de dichos cuadros.

8. Centros de Transformación 0,8/30 kV

La salida de los inversores se eleva a 30 kV para su agrupamiento en el Centro de Reparto integrado en la Subestación; como se ha expuesto existe un Centro de Transformación por cada 22 o 23 inversores, los cuales se dispondrán en busca de la optimización técnico-económica de las caídas de tensión del proyecto conjunto. Cada Centro de Transformación, de exterior, tiene una potencia aparente de 2,500 MVA, sus celdas van aisladas en SF₆ y cuenta con un paquete de relés con funciones básicas de protección por transformador de intensidad.

Los centros de transformación estarán formados por los siguientes tres elementos:

- a) Transformador 30/0,8 kV de 2.500 kVA, instalado en el interior de un vallado de simple torsión.

El transformador será trifásico, aislado en aceite, con enfriamiento de aire natural y herméticamente sellado. Se trata de aceite procedente de éster vegetal y biodegradable, pero, de todos modos, se diseña una cuba de acero capaz de albergar 1,5 veces el volumen del transformador y se dispondrá de un filtro de aceite que permite el vaciado de agua de la cuba, pero no el derrame del aceite y sirve de sistema de contención ante incendio del mismo. También se instalarán extintores en las inmediaciones de los transformadores para poder actuar en caso de incendio.

- b) Cuadro de Nivel II: Cuadro de agrupación de inversores en BT que se conecta con el transformador en la parte de 0,8 kV. Incluye los siguientes elementos: Fusibles de protección, Interruptor de corte, Analizador de redes y Transformador de servicios auxiliares 0,8/0,24 kV.
- c) Celdas de media tensión: Se instalarán celdas de exterior de la marca S.E.L. o similar, compactas de aislamiento en aire equipadas de aparellaje fijo que utiliza el SF₆ como elemento de corte y extinción de arco.

Responderán en su concepción y fabricación a la definición de apartamento bajo envoltorio metálica compartimentada de acuerdo con la norma IEC 62271-200. Contarán con los siguientes compartimentos diferenciados: a) aparellaje, b) juego de barras, c) conexión de cables, d) mando, e) control.

9. Líneas eléctricas en 30 kV

Serán líneas subterráneas; el trazado discurrirá por el interior de los terrenos de la instalación fotovoltaica. Su función: será interconectar la subestación del parque fotovoltaico con los centros de transformación de 2.500 kVA en la tensión de 30 kV. Se diseñan varias líneas en antena para la conexión de la totalidad de los centros de transformación.

La sección de las líneas variará en función del número de centros de transformación que se van conectando, así como en función del número de cables y la forma de instalación en las zanjas. Las secciones normalizadas para la totalidad de la planta se dividen en 240 mm², 400 mm² y 630 mm².

El conductor subterráneo de media tensión a emplear en el interior de la instalación será de las siguientes características:

- Tipo: Unipolar aluminio
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Cubierta: Poliolefina termoplástica
- Pantalla Eléctrica: Cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.
- N^o de conductores: 3 Cables Unipolares
- Tensión de aislamiento: 12/30 kV
- Diámetro exterior: 36 mm
- Peso: 1.430 kg/km
- Temperatura máxima admisible: 90 °C

10. Protecciones en Media Tensión (MT)

Se utilizarán dos tipos de protecciones, directas e indirectas. Las indirectas son:

- a) Relé de Mínima Tensión: Se instalará donde proceda un relé trifásico o tres relés monofásicos de mínima tensión conectados entre fases. Cada relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,1 y 1 segundo. Regulación: 85 % de la tensión nominal de la red entre fases y tiempo de disparo en 0,6 segundos.
- b) Relé de Máxima Tensión: Se instalará donde proceda un relé de máxima tensión conectado entre fases para detectar funcionamiento en red separada y provocar disparo. Cada relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,1 y 1 segundo. Regulación: 110 % de la tensión nominal de la red entre fases y tiempo de disparo en 0,6 segundos.
- c) Relé de Máxima Tensión Homopolar: Funciona ante el fallo del aislamiento a tierra de una máquina u otros aparatos. Se utilizará para detectar faltas a tierra en la red y provocar disparo. El relé dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,1 y 1 segundo. Irá conectado a un triángulo abierto

de relación 110:3 dispuesto para tal efecto en el secundario del transformador de tensión. Regulación en 18 voltios y tiempo de disparo en 0,6 segundos.

- d) Relés de Sobreintensidad, instantáneo y temporizado. Se han de instalar como mínimo dos relés de fase y uno de neutro de máxima intensidad, tiempo inverso, con unidad instantánea y temporizada para detectar faltas en la instalación y provocar el disparo del interruptor de interconexión. El rango de la unidad de disparo instantáneo de fase permitirá su ajuste para el 130% de la intensidad de falta en el lado secundario del transformador de potencia.
- e) Relé de Sobreintensidad direccional: El uso de este tipo de relés es muy conveniente en la instalación Talayuela para detectar faltas de elevada impedancia en las líneas de interconexión. Si bien no será capaz de detectar las faltas francas a tierra en el lado de baja del transformador de potencia del centro de transformación, puesto que existe un triángulo abierto en el devanado primario, sí que se pueden detectar anomalías en la línea de conexión.
- f) Relé de máxima y mínima Frecuencia: Dispondrá de disparo temporizado en tiempo, regulable entre 0,1- 1 segundo, y un margen de frecuencia entre 49 y 51 Hz. Nivel de ajuste en 0,2 segundos.
- g) Relés de Sincronismo, de Salto Vector y de Derivada de Frecuencia: Tienen por objeto proteger a los generadores síncronos y asíncronos autoexcitados de posibles funcionamientos en isla, interrupciones breves de suministro y en general de los riesgos que supone su conexión accidental en fase asíncrona con la red.
- h) Reenganche Automático: Relé que controla el reenganche y bloqueo automático de un interruptor de corriente alterna en caso de faltas monofásicas.

En cuanto a las protecciones directas, se trata de módulos magnetotérmicos o de protección por fusibles en el caso de las instalaciones de Baja Tensión en corriente continua y corriente alterna, e instaladas en las salidas de líneas, tanto de protección de paneles fotovoltaicos como instalaciones de Servicios Auxiliares. Entre los tipos de protección indirecta se han de establecer dos niveles: las autoalimentadas y las que necesitan de módulos adicionales de alimentación en corriente continua.

El esquema básico de protección que ha de cumplir la planta es en primer lugar interno, con disipación de faltas en la propia instalación en el mínimo plazo posible, partiendo desde el lado de generación y con selectividad.

Los relés estarán agrupados en la celda que protegen o en su defecto en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación. La disposición mecánica permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés.

Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso.

Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión sin pasar a través de relés o elementos auxiliares.

Se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva para la actuación de las protecciones y disparo de interruptor en el caso de fallo de la alimentación principal.

11.Puesta a tierra (PAT)

Se ha optado por un esquema de protección contra contactos indirectos en IT²⁷. Este esquema permite el funcionamiento de la instalación en caso de un único fallo (denominado “primer defecto”) que es de intensidad muy débil. El segundo defecto, en caso de que ocurra, tiene como resultado un cortocircuito a través de la tierra o de los conductores de conexión (conductor de protección).

La red de PAT está dimensionada en forma de malla de tal forma que asegure el funcionamiento de las protecciones, y mitigue una posible corriente de defecto. Con la malla definida y la corriente de 8 kA homopolar calculada debido a un fallo en el secundario del transformador de la subestación, se obtiene una tensión máxima aplicada en la malla de 38,5 V, por lo que se cumpliría para la tensión de 50 V.

12.Sistema de comunicaciones

La PSF TALAYUELA, dispondrá de una central de operación donde se visualizarán los parámetros de generación, la potencia inyectada, los estados y alarmas, las condiciones meteorológicas, la visualización de las cámaras de seguridad y la posición de los seguidores.

El inversor que se utilizará en la instalación, tal y como ya se ha indicado, será el HUAWEI SUN2000-100KTL-H1 o similar, cuyo sistema de comunicaciones (de Huawei) permite su conexión o desconexión de forma remota, así como el ajuste de su factor de potencia de -0,8 a +0,8. Este inversor admite RS-485²⁸ y conexión de USB o Bluetooth para descargar sus datos. También admite un sistema de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC). En concreto, se usará ese sistema de comunicación por PLC, debido a que mejora considerablemente las prestaciones con respecto a sistemas tradicionales como

²⁷ En el esquema IT la instalación deberá estar aislada de tierra o conectada a ella a través de una impedancia alta. Se conectará en el punto neutro de la instalación si está montada en estrella o en un punto neutro artificial. Si no existe punto neutro, se puede conectar un conductor de fase a tierra a través de una impedancia. Si se produjera un solo defecto a tierra, la corriente de fallo sería poco intensa y no sería estrictamente necesario el corte, pero hay que tomar medidas por si se produjeran fallos simultáneos.

²⁸ Estándar de comunicaciones en bus diferencial multipunto —ideal para transmitir a altas velocidades sobre largas distancias— de la capa física del Modelo OSI (*Open System Interconnection* o modelo de interconexión de sistemas abiertos, modelo de referencia para los protocolos de la red de arquitectura en capas).

usar un cable de comunicaciones RS-485. El protocolo de comunicación será MODBUS RTU.

Situado dentro de los inversores, encontramos el denominado PLC STA, que es el esclavo de un sistema maestro-esclavo comandado por el PLC CCO situado en el centro de transformación del Power-Block. Por tanto, de los inversores se enviará la información por el cable de evacuación de energía hasta el centro de transformación. Allí el PLC CCO se conecta al Smart Logger (datalogger) para volcar los datos de los inversores. Este sistema cuenta con las restricciones de que la distancia máxima entre PLC STA y PLC CCO debe ser menos de 1.000 metros y puede haber máximo 80 STA por cada CCO, es decir, cada Smart Logger puede controlar un máximo de 80 inversores.

El Smart Logger es un registrador de datos (datalogger) dedicado a la monitorización y la gestión de sistemas de generación fotovoltaica. Reúne todos los puertos, convierte protocolos, recoge y almacena datos, centraliza la monitorización y mantiene el sistema fotovoltaico. Puede interactuar con otros aparatos de otros fabricantes tales como inversores, dispositivos de monitorización, y smart meters que usan el protocolo Modbus. Permite a los usuarios visualizar información acerca del uso del sistema, inversores, dispositivos, alarmas, parámetros de configuración. También permite operar la central fotovoltaica en tiempo real, para lo que se conectarán también al Smart Logger (con cable RS485) la estación meteorológica, las Exobox de los motores y el centro de medidas de potencia del transformador.

13. Edificio multifunción / comunicaciones

Para las funciones de control y comunicaciones se rehabilitará un edificio situado en una parcela con protección de Núcleo Rural Tradicional. En este edificio se albergarán los equipos de monitorización del sistema SCADA y también servirá de oficinas de control del parque fotovoltaico. Ocupa una superficie de 120 m² y sus dimensiones son 20 m (largo) x 6 m (ancho) x 4 m (alto).

En el tejado se instalarán las diferentes antenas Wifi, GSM, satélite, equipos meteorológicos, etc. para la correcta monitorización de la instalación fotovoltaica.

14. Vallado

El vallado será del tipo cinegético, con malla anudada rectangular de alambre galvanizado y de densidad progresiva o con malla de simple torsión. Los postes de tensión serán de acero galvanizado, instalados cada 6 metros. Tendrá una altura de 2 metros desde el suelo. Los postes metálicos se soportan mediante zapatas aisladas de hormigón de dimensiones 0,4 x 0,4 x 0,4 m.

Se instalarán pasos de fauna para favorecer la libre circulación de los animales del lugar. Se deberá señalizar el vallado del cerramiento de la planta para atenuar el riesgo de colisión de aves contra él, con una señal grisácea de 20 x

20 cm de lado, colocada a 1,75 metros de altura, una por cada vano de la alambrada.

El vallado en ningún caso interferirá en la zona de servidumbre²⁹ de los arroyos, estará instalado en la zona de policía³⁰. Se ha realizado un estudio hidrológico de los arroyos que están afectados por la planta y se ha obtenido la delimitación del cauce de los mismos, por lo que el vallado se ha instalado a como mínimo a 5 metros de la zona de servidumbre del cauce de los arroyos.

Cada zona de vallado contará de una serie de accesos para permitir la entrada de personas y vehículos desde el exterior por los viales de acceso.

15. Viales, badenes y puentes

La disposición de los viales en la planta se hace en dirección de las líneas de alta tensión aprovechando las distancias de servidumbre a los ejes longitudinales y en sentido Este-Oeste. Luego, perimetralmente se recorre la planta en sentido Norte-Sur y también mediante un nuevo vial central en la zona norte de Cerro Norte. Por tanto, la red de viales aprovecha el perímetro de la planta siendo los de mayor anchura y los viales internos los de dimensión inferior.

Los viales se dividen en viales tipo I y viales tipo II. Los tipo I se diferencian de los tipo II en la anchura de la superficie de rodadura, siendo los primeros de 3,5 metros y los segundos de 6 metros.

La ejecución del vial se hace mediante un cajeadado de 15 cm, se instala geotextil Terran100 o similar con rollo de 4,5 metros de ancho y se rellena de piedra caliza limpia de 40/75 mm sobre una capa de grava hasta rellenar 30 cm. Por último, se instala una capa de 10 mm de piedra caliza machacada de 0/40 mm, quedando con una pendiente de firme transversal equidistante desde el eje del vial hasta los laterales del 1%.

Todos los materiales granulares son clasificados y la colocación y compactación se hace de acuerdo con las especificaciones técnicas generales para construcción de carreteras.

Los cruzamientos de arroyos tipo 'Puente' utilizan un prefabricado de hormigón que canaliza el agua en caso de una crecida por una tubería hasta un diámetro de 0,8 metros que irá protegida con una malla de 20 cm de acero con redondo de 12 mm. recubierta por zahorras naturales.

A la capa de vial también se le añade una capa de hormigón armado con un mallazo de 20 cm de diámetro de acero de diámetro 12 mm.

²⁹ Franja de cinco metros a partir del límite del Dominio Público Hidráulico.

³⁰ Franja de cien metros a partir del límite del Dominio Público Hidráulico.

Los cruzamientos de arroyos tipo 'Badén' utilizarán también un mallazo de 20 cm con redondo de 12 mm y se diseñan con una pendiente de cinco grados a ambos lados del eje del arroyo.

En ambos casos el cable eléctrico cruzará a un metro por debajo de la canalización mediante tubería de PVC.

Para todos los cruzamientos se contará con la preceptiva autorización de la confederación Hidrográfica del Tajo.

En el paso de todos los cursos de agua y vaguadas por los caminos y viales que puedan verse afectados, se respetaran sus capacidades hidráulicas y calidades hídricas.

La tabla resumen de viales y cruzamiento es:

- Viales de anchura 3,5 metros: 23.060 metros
- Viales de anchura 6 metros: 15.387 metros
- Total Viales interiores: 38.447 metros
- Nº cruces mediante badén: 5
- Nº cruces mediante puente: 9

16.Losas

Los centros de transformación, celdas y cuadros de nivel II, se instalarán siguiendo el siguiente esquema:

a) Transformadores

- Ubicación: cerramiento mediante vallado de simple torsión.
- Instalación sobre losa de hormigón armado:
 - Hormigón de limpieza: 10 cm
 - Hormigón armado: 30 cm
 - Armado de 10 mm
 - Emparrillado de 10 cm

b) Cuadros de nivel II

- Ubicación: exterior de vallado.
- Instalación sobre losa de hormigón:
 - Hormigón de limpieza: 10 cm
 - Hormigón en masa: 10 cm
 - Zócalo metálico anclado mediante herrajes: 20 cm

c) Celdas de media tensión

- Ubicación: exterior de vallado.
- Instalación sobre cuba de hormigón encofrado:

- Hormigón de limpieza: 10 cm
- Hormigón en masa encofrado siguiendo especificaciones del fabricante: canto de 1 metro

17. Cálculos

El Proyecto de ejecución incluye todos los cálculos necesarios para construir la PSF TALYUELA, entre otros los referentes a los sistemas fotovoltaicos, a los inversores, a los cuadros de agrupación de nivel I y II, a los centros de transformación y respecto a las protecciones y la puesta a tierra.

Se calcula la intensidad máxima admisible y se define la sección de cada tipo de cable en cada tramo teniendo en cuenta la agrupación de potencia. Se considera una caída de tensión máxima y pérdidas desde el panel hasta el centro de reparto del 3%. Para cada tramo se calculan las longitudes máximas teniendo en cuenta que no se superen valores del 1 ó 1,5% en caso excepcional en corriente continua, y siempre tratando de que sea inferior a 0,5% y 0,25% en las conexiones más cortas tratando de conseguir una caída de tensión inferior a un 1,5% en corriente alterna. Se hacen los cálculos teóricos y se anexan las mediciones según el diseño realizado.

B. PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 30/400 KV, EN TALAYUELA (CÁCERES)³¹

1. Características generales

El Proyecto Técnico pretende es describir las características técnicas esenciales y el conjunto de equipos e instalaciones que componen la nueva Subestación Transformadora (SET) de 400/30 KV de la PSF TALAYUELA y el recinto de medida anexo a la subestación de Arañuelo.

La subestación constará de los siguientes elementos principales:

- Una posición de línea de evacuación en 400 KV totalmente equipada para tal propósito.
- Un transformador de 350/175-175 MVA y relación 400/30-30 KV de intemperie, aislado en baño de aceite mineral con sus correspondientes posiciones de protección.
- Se equiparán y montarán celdas de 30 KV compuesto por: celdas de transformador, celdas de línea y celdas de servicios auxiliares.

³¹ Proyecto de ejecución de la 'Subestación eléctrica conexión REE 400/30-30 kV, 350/175-175 MVA' visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales y de Grado de Valencia con fecha 30 de agosto de 2018. En este anexo se incluyen los datos que constan en dicho Proyecto en vez de los presentados en la solicitud ante el MINETAD, que adjuntaba el Anteproyecto de la PSF TALAYUELA de marzo de 2017, puesto que los datos son más actualizados y ya incluyen los condicionados establecidos en la DIA.

- Se completarán las instalaciones con los aparatos de medida, mando, control y dispositivos de protección y seguridad correspondientes.

El recinto de medida constará de un juego de transformadores de tensión e intensidad para la medida fiscal.

La PSF TALAYUELA se ubicará en el término municipal de Talayuela, y la subestación se ubicará dentro del parque, de tal manera que recoja de forma óptima toda la energía suministrada por los paneles solares anexos a través de anillos de distribución que conectan con la misma.

La SET contiene básicamente en los siguientes elementos:

a) Sistema de 400 kV (intemperie)

Una posición de línea, con los siguientes elementos:

- Un seccionador tripolar rotativo sin cuchillas de puesta a tierra
- Tres transformadores de intensidad
- Un interruptor automático tripolar
- Un seccionador tripolar rotativo con cuchillas de puesta a tierra
- Tres transformadores de tensión
- Tres autoválvulas unipolares

Una posición de línea futura, con el siguiente equipamiento:

- Un seccionador tripolar rotativo sin cuchillas de puesta a tierra

Barras de transmisión para la conexión de la posición de línea con la del transformador y futuras posiciones:

- Embarrado de tubo de aluminio
- Un transformador de tensión

Una posición de transformador, con los siguientes elementos:

- Un seccionador tripolar rotativo sin cuchillas de puesta a tierra
- Un interruptor automático tripolar
- Tres transformadores de intensidad
- Un seccionador tripolar rotativo con cuchillas de puesta a tierra
- Tres autoválvulas unipolares
- Un transformador de potencia de características:
 - Tensión Primaria: 400.000 V
 - Tensión Secundaria: 30.000-30.000 V
 - Potencia asignada: 350/175-175 MVA
 - Refrigeración ONAN/ONAF
 - Conexión: YNd11d11
 - Frecuencia: 50 HZ
 - Líquido aislante: Aceite

b) Sistema de 30 kV (intemperie)

El nivel de 30 kV estará compuesto por el equipamiento de exterior para la salida de los dos secundarios del transformador de potencia, por un bloque de celdas y por equipamiento para servicios auxiliares con el siguiente desglose:

- Terminaciones cable en 36 kV
- Dos Reactancias de Puesta a Tierra para neutro MT
- Dos juegos de tres pararrayos autoválvulas de protección de transformador

c) Sistema de 30 kV (interior)

El sistema de 30 KV contará con espacio suficiente para la instalación de las celdas de MT. Se instalarán las siguientes celdas:

- Tres celdas de transformador
- Tres celdas de medida fiscal
- Diecinueve celdas de línea
- Una celda de alimentación a transformador de servicios auxiliares
- Tres módulos de tensión en barras

El recinto de medida contará con los siguientes equipos:

- Tres transformadores de tensión para medida fiscal
- Tres transformadores de intensidad para medida fiscal
- Un equipo de medida fiscal (Principal)

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

- Altura sobre el nivel del mar..... +280 metros
- Tipo de Zona..... A (Según R.L.A.T.³²)
- Temperaturas extremas..... + 50 °C/+0,5 °C
- Contaminación ambiental..... Baja
- Nivel de niebla..... Medio
- Coeficiente sísmico básico.....Menor a 0,04 g

Para el cálculo de la sobrecarga del viento, se considerará viento horizontal con velocidad de 140 km/h. La subestación se encuentra por debajo de los 500 metros sobre el nivel del mar, lo que justifica la adopción de las sobrecargas correspondientes a la zona A (R.L.A.T.). Respecto a las acciones sísmicas, no se tendrán en cuenta en el diseño, dado que la norma NCSR-02 contempla la necesidad de su aplicación en construcciones de especial importancia, como esta, cuando la aceleración sísmica básica sea superior o igual a 0,04 g, siendo en Talayuela menor a 0,04 g.

La aparamenta a instalar cumple con los siguientes valores mínimos para cada uno de los niveles de tensión aplicables en la instalación:

³² Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Nivel de tensión	30 KV	400 KV
Tensión nominal (kV ef.)	36	400
Tensión más elevada para el material (kV ef.)	36	420
Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Tensión soportada impulso tipo rayo (kV cresta)	170	1050
Tensión soportada 1 min. 50 Hz (kV)	70	460

De acuerdo a los datos facilitados por REE, las intensidades de cortocircuito esperadas en la subestación de Arañuelo serán:

a) Cortocircuito trifásico: Icc trifásica máxima: 20,1 kA

b) Relación X/R:

- X/R mínimo 9,6
- X/R máximo 10,8

c) Cortocircuito monofásico: Icc monofásica máxima: 12,2 kA

Según lo especificado en el Procedimiento de Operación 12.2, “Instalaciones conectadas a la red de transporte peninsular: requisitos mínimos de diseño y equipamiento”, apartado 3.2.1 “Potencia de cortocircuito”, los valores de diseño de la red de transporte de 400 kV serán, como mínimo, de 50 kA por lo que se toma este valor para la definición de la apartamentada de 400 kV.

2. Sistema de 400 kV

El sistema en el nivel de 400 kV está compuesto por elementos localizados en el parque exterior. Los elementos principales que constituyen este sistema son autoválvulas, transformadores de intensidad, transformadores de tensión, seccionadores e interruptores automáticos.

La selección de estos elementos se realiza conforme a las características propias de la instalación, de manera que permitan la evacuación por una única línea de transporte en 400 kV mediante la transformación de dos transformadores, para la correcta operación tanto en condiciones normales como en situaciones de funcionamiento anormalmente extremas.

La disposición espacial de la apartamentada se realizará de acuerdo a la reglamentación vigente y a otras consideraciones prácticas con objeto de facilitar las operaciones requeridas durante el montaje y mantenimiento. Todos los elementos que constituyen la apartamentada de la posición de línea, la del transformador y futuras ampliaciones tendrán características similares, salvo las diferencias que se indiquen expresamente.

El sistema de 400 kV de la subestación se compone de una posición de línea, otra posición de línea futura (ampliación) y una posición de transformador.

Distancias consideradas en el Parque 400 KV:

a) Distancias fase-tierra:

- Conductor estructura..... 2.600 mm
- Punta-estructura 3.400 mm

b) Distancias fase-fase:

- Conductores paralelos..... 3.600 mm
- Punta-conductor..... 4.200 mm

2.1 Autoválvulas

Se instalará un juego de tres autoválvulas junto al transformador de potencia y otro en la salida de línea, con las siguientes características:

- Tensión nominal 360 kV
- Tensión operación continua 267 kV
- Intensidad nominal de descarga (8/20 μ s) 20 kA
- Servicio Intemperie

2.2 Seccionadores

Se instalarán dos seccionadores tripolares con cuchillas de puesta a tierra, uno en la posición de línea y otro en la posición de transformador. Adicionalmente, en cada una de las tres posiciones (Línea, Línea —futura ampliación— y Transformador) se instalará un seccionador tripolar de barras.

Características generales:

- Tensión más elevada 420 kV
- Intensidad nominal 3150 A
- Intensidad límite térmica 50 KA
- Intensidad dinámica 125 KA
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Tensión de maniobra 125 Vcc

El bastidor es de perfil en U galvanizado en cliente, con aisladores de porcelana marrón según normas UNE 2110/CEI 273 y las vías de corriente son de cobre electrolítico protegido.

2.3 Interruptor automático

Existirá un interruptor tanto para la posición de transformador como para la posición de línea con las siguientes características generales:

- Tensión nominal 420 kV
- Intensidad nominal 4000 A
- Poder de corte 50 kA
- Mando Tripolar 125 Vcc; 9 NO / 9 NC
- Medio de extinción SF₆
- Tiempo de cierre <40 ms
- Tiempo de apertura 22±3 ms

2.4 Transformadores de intensidad

Se instalará un transformador de intensidad por fase en las posiciones de línea y transformador.

Características generales de la posición de línea:

- Servicio Exterior
- Tensión más elevada en red 420 kV
- Normas IEC-60044-1
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de Transformación 500-1.000/5-5-5-5-5 A

Características generales Posición transformador:

- Servicio Exterior
- Tensión más elevada en red 420 kV
- Normas IEC-60044-1
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de Transformación 500-1.000/5-5-5-5-5 A

2.5 Transformadores de tensión

Se instalará un transformador de tensión por fase en salida de línea y uno en la fase central en las barras principales.

Características generales de la posición de línea:

- Servicio Exterior
- Tensión más elevada de red 420 kV
- Normas IEC 60044-2
- Frecuencia 50 Hz
- Relaciones de Transformación $396/\sqrt{3} : 0,10/\sqrt{3}$

Características generales de la Posición Barras:

- Servicio Exterior

- Tensión más elevada de red 420 kV
- Normas IEC 60044-2
- Frecuencia 50 Hz
- Relaciones de Transformación $396/\sqrt{3} : 0,10/\sqrt{3}$

2.6 Transformadores de intensidad. Recinto de medida

Se instalarán tres transformadores de intensidad en el recinto de medida anexo a la subestación de Arañuelo con las siguientes características:

- Servicio Exterior
- Tensión más elevada en red 420 kV
- Normas IEC-60044-1
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de Transformación 500-1.000/5A
- Potencias y precisiones 20 VA cl 0,2s Fs5

2.7 Transformadores de tensión. Recinto de medida

Se instalarán tres transformadores de tensión en el recinto de medida anexo a la subestación de Arañuelo con las siguientes características:

- Servicio Exterior
- Tensión más elevada de red 420 kV
- Normas IEC 60044-2
- Frecuencia 50 Hz
- Relaciones de transformación $396/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$
- Potencias y clases de precisión 20VA cl 0,2

2.8 Transformador de potencia

Este elemento se encarga de elevar la tensión al nivel de la red de transporte, sus características principales son:

- Tipo Trifásico
- Tensión nominal 420/30-30 KV
- Potencia 350/175-175 MVA
- Número de escalones 25
- Margen de regulación $420 \pm 12 \times 1,25\%$
- Refrigeración ONAN/ONAF/ODAF
- Tensión máxima de servicio 420 KV
- Grupo de transformación YNd11d11
- Frecuencia 50 Hz
- Impedancia de cortocircuito (420/30 kV, 175 MVA) 15 %
- Temperatura ambiente (Máx / mín) 40 °C / -25 °C
- Altitud < 1.000 m.s.n.m.
- Construido según normas CEI-76 / UNE 20101

El transformador irá provisto de regulación de tensión en carga tipo JANSEN de accionamiento automático.

La refrigeración del transformador es ONAN/ONAF/ODAF mediante radiadores adosados a la cuba (con independización mediante válvulas) y motoventiladores accionados por termostato.

Las protecciones propias del transformador constan del siguiente equipo:

- Un indicador magnético de nivel de aceite para el aceite de la cuba del transformador con contacto de alarma por nivel bajo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo.
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro microinterruptores ajustados con los siguientes usos: conexión de la ventilación forzada, alarma de temperatura, disparo y alarma de disparo por temperatura.

En el lado de baja tensión se instalarán transformadores tipo bushings para una de las protecciones diferenciales de transformador con las siguientes características:

- Relación de Transformación 4.000/5-5 A
- Potencias y precisiones 30 VA 5P20

3. Sistema de 30 kV

El sistema de 30 KV de la subestación está constituido por los siguientes elementos:

- Cabinas blindadas aisladas en gas SF₆.
- Transformadores de servicios auxiliares.
- Aparamenta intemperie de salida del transformador lado 30 KV instalada sobre soporte en el parque intemperie.
 - Pararrayos autoválvulas 30 kV.
 - Reactancias de puesta a tierra.
 - Aisladores soporte.
 - Embarrado y racores de conexión.
- Conectores intemperie / celda y cable aislado 18/30 KV tendido por canalización de interconexión entre celdas y el transformador de potencia y entre celdas y transformador de servicios auxiliares.

3.1 Cabinas aisladas en SF₆ nivel de tensión de 30 kV

Estos equipos incorporan la apartamenta de maniobra para el nivel de tensión de 30 KV en el interior de recintos blindados en atmósfera de gas SF₆.

El sistema de celdas de 30 KV se compone de:

- Diecinueve cabinas de posición de línea, L1-L19, 12 en servicio y 7 de reserva (tres para el embarrado 1, dos para el embarrado 2 y dos para el embarrado 3).
- Tres cabinas de posición de transformador.
- Una cabina de posición de servicios auxiliares.
- Tres módulos de tensión de barras

Las características principales de estos equipos son:

- Tensión nominal de aislamiento 36 kV
- Nivel de aislamiento:
 - A frecuencia industrial (50 Hz) 70 kV (eficaz)
 - A onda de choque tipo rayo 170 kV (cresta)
- Tensión de servicio 30 kV
- Tensión de los circuitos de control 125 Vcc
- Grado de protección circuitos principales de corriente IP 65
- Grado de protección frontal de operación IP 3XD
- Intensidad nominal del embarrado 3.150 A
- Corriente de cortocircuito trifásico simétrica 31,5 kA

La conexión del lado 30 kV del transformador de potencia a su correspondiente embarrado de 30 kV, se realiza mediante celda constituida por los siguientes elementos:

- 1 interruptor de potencia de corte de vacío.
- 1 seccionador tripolar de tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.
- 3 transformadores de intensidad de fase.
- 1 detector trifásico de presencia de tensión.

Las características nominales de la apartamenta de maniobra y poder de corte del interruptor son:

- Intensidad nominal..... 3.150 A
- Intensidad de cortocircuito de corta duración (3 seg.)..... 31,5 kA
- Intensidad de cortocircuito, valor cresta 80 kA

Las características de los transformadores de intensidad de fases para medida y protección son:

- Frecuencia..... 50 Hz
- Intensidad térmica de corta duración 31,5 kA
- Intensidad nominal dinámica..... 80 kA
- Intensidad nominal térmica permanente.....1,2 In
- Relación de transformación..... 2500/5-5A

Cada una de las posiciones de línea está integrada por los siguientes elementos:

- 1 interruptor automático de corte en SF6.

- 1 seccionador tripolar de tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.
- 3 transformadores de intensidad de doble secundario.
- 1 detector trifásico de presencia de tensión.

Las características nominales de la aparamenta de maniobra y poder de corte del interruptor son:

- Intensidad nominal1.250 A
- Intensidad dinámica nominal..... 80 kA
- Poder de corte nominal en cortocircuito31,5 kA
- Duración admisible nominal de la corriente de cortocircuito1 seg
- Secuencia de maniobra del interruptor.....O-O,3s-CO-3m-CO

Las características de los transformadores de intensidad de fase son:

- Frecuencia..... 50 Hz
- Intensidad térmica de corta duración..... 31,5 kA
- Intensidad nominal dinámica..... 80 kA
- Intensidad nominal térmica permanente..... 1,2 In
- Relación de transformación..... 300/5-5 A

La posición de medida de tensión en barras está integrada por tres transformadores de tensión aislados en resina, conectados directamente a las barras de 30 kV.

Las características de los transformadores de tensión inductivos, con encapsulado unipolar en resina son:

- Frecuencia..... 50 Hz
- Tensión nominal..... 30 kV
- Relación de transformador..... 30.000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ -110:3 V

La posición de medida de tensión en barras está integrada por los siguientes elementos:

- 1 seccionador tripolar de tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.
- 3 transformadores de intensidad de doble secundario.
- 3 transformadores de tensión aislados en resina 30 kV.
- 1 seccionador tripolar de tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra.

Las características de los transformadores de intensidad de fase son:

- Frecuencia..... 50 Hz
- Intensidad térmica de corta duración..... 31,5 kA
- Intensidad nominal dinámica..... 80 kA
- Intensidad nominal térmica permanente..... 1,2 In
- Relación de transformación..... 2.500/5-5 A

Las características de los transformadores de tensión inductivos, con encapsulado unipolar en resina son:

- Frecuencia..... 50 Hz
- Tensión nominal..... 30 kV
- Relación de transformador..... 30.000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ -110:3 V

La posición de protección del transformador de servicios auxiliares está integrada por los siguientes elementos:

- 1 interruptor-seccionador tripolar de posición triple: conectado, seccionado y puesta a tierra.
- 3 fusibles de Alto Poder de Ruptura.
- 1 detector trifásico de presencia de tensión.

Las características nominales de la apartamta de maniobra y poder de corte del interruptor son:

- Intensidad nominal de embarrado 3.150 A
- Intensidad nominal de derivación 1.250 A
- Intensidad dinámica nominal..... 31,5 kA
- Duración admisible nominal de la corriente de cortocircuito..... 1 s

3.2 Transformadores de servicios auxiliares

Para dar suministro de electricidad en baja tensión a los diferentes consumos de la subestación se requiere la instalación de dos transformadores de servicios auxiliares.

Las características principales de este elemento serán las siguientes:

- Tipo..... Seco encapsulado
- Potencia AN..... 250 kVA
- Tensión de devanado primario..... 30.000 V
- Regulación lado MT:
 - Tipo..... En vacío
 - Posiciones de regulación $\pm 2,5 \pm 5$ %
 - Número de posiciones..... 5
- Tensión secundaria..... 400 V
- Servicio..... Continuo
- Instalación..... Interior
- Grupo de conexión..... Dyn11
- Frecuencia..... 50 Hz
- Temperatura ambiente (máx. / mín.)..... 40 °C/ -25 °C
- Altitud < 1.000 m.s.n.m.
- Construido según normas CEI-726 / UNE EN 60076

3.3 Aparellaje 30 kV intemperie

Sobre el soporte metálico de salida del transformador de potencia por el lado de 30 kV se instalarán los elementos descritos a continuación:

a) Pararrayos autoválvulas

En el secundario del transformador de potencia, se instalará un juego de pararrayos autoválvulas de óxidos metálicos para atenuar las sobretensiones de origen atmosférico.

Las características de los pararrayos a instalar en cada transformador son las siguientes:

- Número de autoválvulas..... 3
- Tensión nominal pararrayos..... 24 kV
- Intensidad nominal de descarga.....10 kA
- Clase de descarga según CEI 99-4..... Clase 2

b) Reactancia 30 kV

- Instalación..... Intemperie
- Número de fases..... 3
- Frecuencia nominal..... 50 Hz
- Modo de refrigeración..... ONAN
- Tensión de servicio..... 30 kV
- Tensión más elevada para el material..... 36 kV
- Máxima corriente de falta a tierra..... 500 A
- Duración máxima de la falta a tierra..... 30 s
- Conexión..... ZN0

c) Aisladores de soporte

Se instalarán aisladores C4-125 montados sobre la estructura metálica con la función de soportar los elementos de salida del transformador por el lado de 30 kV.

- Línea de fuga..... 395 mm.
- Tensión soportadas:
 - A frecuencia industrial bajo lluvia..... 50 kV
 - A impulso.....125 kV

3.4 Cables aislados de interconexión celdas con transformadores de servicios auxiliares

Para la interconexión entre la celda y el transformador se tenderán bajo tubo y se realiza mediante cuatro ternas de cables aislado para cada unión de las siguientes características:

- Tipo de conductor..... RHZ1 18/30 kV

- Material..... Al
- Aislamiento..... Polietileno reticulado (XLPE)
- Sección 1 x 630 mm²
- Intensidad admisible, considerando instalación al aire 575 A

Para la interconexión entre la celda y el transformador de SS.AA. se tenderán bajo tubo y se realiza mediante ternas de cables aislado de las siguientes características:

- Tipo de conductor..... RHZ1 18/30 kV
- Material..... Al
- Aislamiento..... Polietileno reticulado (XLPE)
- Sección 1 x 95 mm²
- Intensidad admisible, considerando instalación al aire 255 A

4. Sistemas auxiliares

Para la alimentación de los equipos y los diferentes servicios auxiliares, se plantean las siguientes alimentaciones auxiliares:

a) Corriente alterna

400/230 Vca obtenidos en el secundario del transformador de Servicios Auxiliares.

La corriente alterna se utiliza para alimentación de los siguientes sistemas:

- Alumbrado interior.
- Alumbrado exterior.
- Tomas de corriente.
- Calefacciones de aparatos.
- Climatización y extracción del edificio de control.
- Cargadores de baterías.
- Alimentación cambiador de tomas de transformadores.

b) Corriente continua

125 Vcc obtenidos de dos sistemas rectificador - batería instalado en el edificio y alimentado con corriente alterna, proporcionando una fuente de energía en ausencia de tensión de red, permitiendo mantener el control de la instalación por un periodo de tiempo determinado sin corriente alterna.

La corriente continua se utiliza básicamente en:

- Alimentación motores de tensado de muelles de interruptores.
- Alimentación de equipos de protección.
- Alimentación de equipos de mando.
- Alimentación equipos de señalización y alarmas.

Además de los equipos mencionados anteriormente se instalará una fuente de alimentación conmutada para los equipos de comunicaciones, que se alimentará a 125 V c.c. y tendrá una tensión de salida de 48 V c.c.

5. Sistema de medida, control y protección

Para la subestación proyectada, se plantea la instalación de un sistema integrado de mando, medida, protección y control de la instalación, constituido a base de UCP (unidades de control de posición) cuyas funciones de protección se completan con relés independientes, comunicados todos ellos con una UCS (unidad de control de subestación) equipada con una consola de operación local.

La captación de señales de tensión e intensidad se realiza a través de las UCP, al igual que la señalización de aparamenta y alarmas asociadas.

Las UCP y el resto de protecciones asociadas al nivel de tensión 400 kV, se instalan en los cuadros de control correspondientes. Las protecciones asociadas al nivel de control de 30 KV se instalarán en los cubículos de BT de la celda correspondiente a la posición a controlar.

Los equipos de control y protección asociados al nivel de 400 KV se alojarán en armarios independientes. La parte de 30 KV irá integrada dentro de las unidades de control (UCP'S) como conjuntos únicos.

De esta manera los armarios a instalar serán los siguientes:

- 1 armario para protecciones de línea 400 KV
- 1 armario para protecciones de transformador 400/30 KV

Los armarios de control y protección estarán compuestos por chasis contruidos 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.

6. Sistema de medida de energía para facturación

Los requerimientos en cuanto a medida de energía para facturación habrán de ser:

- En el sistema de 400 kV se instalaran contadores de medida fiscal principal (instalado en un recinto de medida anexo a la subestación de Arañuelo de REE) y comprobante acorde a la legislación vigente con dos contadores combinados de activa/reactiva a cuatro hilos clase 0,2S en activa y 0,5 en reactiva, bidireccional, con emisor de impulsos, $3 \times 110 \sqrt{3}$ V y 3×5 A, simple tarifa y montaje empotrado, dotado con un módulo tarificador-registrador de cuatro entradas con reloj interno incorporado y salida serie de comunicaciones. Estos contadores harán las funciones de medida principal de la instalación y comprobante.

- En el sistema de 30 kV se instalarán contadores de medida fiscal que permitirán la contabilización de los diferentes parques a instalar tanto actualmente como a futuro.
- El resto de medidas de las posiciones de todo el parque se integrarán bien directamente o bien a través de convertidor en la ULC's.

7. Instalaciones de baja tensión

El uso destinado a la instalación se enmarca dentro de la categoría de explotación industrial, sin poseer ningún local con tipo de riesgo especial (local húmedo, mojado, polvoriento, incendio o explosión, ...).

Las tensiones de corriente alterna que se utilizarán serán 400 / 230 V, y se emplearán para los siguientes servicios:

- Instalación de interior:
 - Alumbrado interior.
 - Tomas de corriente.
 - Climatización y ventilación.
 - Equipo rectificador de corriente continua.
 - Resistencias calefactoras anticondensación en celdas.
- Instalación de intemperie:
 - Alumbrado exterior.
 - Resistencias calefactoras anticondensación en cuadros de campo.

Las tensiones de corriente continua que se emplearán (125 Vcc – 48 Vcc) alimentarán los siguientes servicios:

- Instalación interior:
 - Circuitos de protección.
 - Circuitos de maniobra de apartamento en celdas y parque.
 - Circuitos de señalización de apartamento en celdas y parque.
 - Circuitos de comunicaciones.
- Instalación de intemperie:
 - Circuitos de maniobra de apartamento de parque.
 - Circuitos de señalización de apartamento de parque.

El suministro de energía al edificio de control se realizará con cable aislado bajo tubo del tipo RV 0,6/1 kV Cu 4 x 150 mm². Partirá desde el transformador de servicios auxiliares hacia los cuadros de estos servicios auxiliares.

Desde dicho cuadro se centralizará la protección y el mando de todos los subcircuitos que compondrán la instalación. En él se situará una protección general, constituida por un interruptor automático en caja moldeada, con protección diferencial. Desde este interruptor se dividirán en los distintos subcircuitos, los cuales darán alimentación a los servicios de corriente alterna

indicados anteriormente. Estos subcircuitos estarán protegidos mediante la correspondiente protección magnetotérmica y diferencial.

La recogida y distribución de señales a los distintos cuadros y/o aparataje se realizará empleando cables que discurrirán por el interior de canales practicados en la solera del edificio o por canales prefabricados de hormigón cuando discurran por el parque intemperie.

Cuando sea necesario comunicar un determinado elemento con el canal, se instalará un tubo de material plástico (rígido o corrugado, según conveniencia) que le proporcione protección mecánica a los conductores que discurran por su interior. El número de tubos y diámetro de los mismos que se dispondrán dependerá de la cantidad y tipo de conductores.

La sección de los conductores de señales será de 2,5 mm² de cobre, siendo los cables de tipo apantallado, con nivel de aislamiento 0,6/1 kV.

Por otra parte, las canalizaciones que se emplearán en el interior del edificio para dar suministro a los distintos receptores serán de distinto tipo:

- Bandeja metálica o de material plástico, con conductores con nivel de aislamiento 0,6/1 kV.
- Tubo rígido o canal protectora de montaje superficial, con conductores de nivel de aislamiento 750 V ó 0,6/1 kV.
- Tubo corrugado empotrado en la construcción, con conductores de nivel de aislamiento 750 V ó 0,6/1 kV.

Todos los conductores serán de tipo no propagadores de la llama según UNE-EN 50265-2-1.

El alumbrado interior en el edificio de mando y control se realizará con pantallas para tubos fluorescentes de 40 W o tipo LED que proporcionarán la iluminación exigida a cualquier necesidad. Dentro del interior del edificio se instalará un sistema de alumbrado de emergencia, compuesto por lámparas de incandescencia y alimentado en corriente continua con posibilidad de doble ciclo de 15 minutos (uno automático y otro manual).

Para la iluminación exterior se montarán proyectores de aluminio anodizado, cerrados, que alojan lámparas de vapor de sodio alta presión, de 250 y 400 W. Los proyectores se instalarán sobre soportes de una altura de 2,5 metros, 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 irá montado el contactor y los fusibles que protegen el correspondiente circuito.

En cuanto a las tomas de corriente, se prevén en todas las dependencias del edificio y en el parque exterior.

C. PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA LÍNEA AÉREA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 400 KV SIMPLE CIRCUITO³³

Para la evacuación de la energía eléctrica generada en el PSF TALAYUELA, GENIA EXTREMADURA ha proyectado la construcción de la línea aérea de energía eléctrica de simple circuito a 400 kV denominada “TALAYUELA SOLAR - ARAÑUELO”, en la provincia de Cáceres, con una longitud aproximada de 21,4 kilómetros, que unirá la futura subestación de Talayuela Solar y la subestación de Arañuelo, que será el punto de enganche y acometida a la red eléctrica en alta tensión, ya que REE dotará en dicha subestación una posición de enganche en 400kV.

Las características principales de la línea objeto del Proyecto son las siguientes:

- Sistema..... Corriente alterna trifásica
- Frecuencia..... 50 Hz
- Tensión nominal 400 kV
- Tensión más elevada de la red 420 Kv
- Origen de la línea de alta tensión ST Talayuela Solar
- Final de la línea de alta tensión SE Arañuelo
- Temperatura máxima de servicio del conductor 85 °C
- Capacidad térmica de transporte por circuito³⁴..... 1812 (MVA)/circuito
- Nº de circuitos 1
- Nº de conductores por fase 2
- Tipo de conductor RAIL (AW)
- Nº de cables compuesto tierra-óptico 1
- Tipo de cable compuesto tierra-óptico OPGW 15,3–48FO
- Nº de cables de tierra convencional 1
- Tipo de cable de tierra convencional 7n7
- Aislamiento Aisladores de vidrio
- Apoyos Torres metálicas de celosía
- Cimentaciones De patas separadas de hormigón en masa
- Puestas a tierra Anillos cerrados de acero descarbonado
- Longitud 21,4 km aproximadamente
- Provincia afectada Cáceres (21,4 km)
- Términos Municipales afectados: Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata

³³ Proyecto de ejecución de la ‘Línea Aérea de Transporte de Energía Eléctrica a 4100 kV simple circuito’ visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales y de Grado de Valencia con fecha 31 de agosto de 2018. En este anexo se incluyen los datos que constan en dicho Proyecto en vez de los presentados en la solicitud ante el MINETAD, que adjuntaba el Anteproyecto de la PSF TALAYUELA de marzo de 2017, puesto que los datos son más actualizados y ya incluyen los condicionados establecidos en la DIA.

³⁴ Según Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

La línea aérea a 400 kV de simple circuito proyectada estará formada por 14 alineaciones y discurre por la provincia de Cáceres. El Proyecto detalla la relación de alineaciones y cruzamientos de la línea proyectada, así como una relación exhaustiva de los apoyos —57 apoyos y dos pórticos— y sus características (tipo, distancia respecto al origen, ángulo, cota del terreno, altura, etc.).

Se aplicarán las normas relativas a los cruzamientos de la línea, recogidas en el apartado 5 de la ITC-LAT-07 del vigente Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

La seguridad en los cruzamientos se reforzará con diversas medidas adoptadas a lo largo de la línea:

- En las cadenas de suspensión se utilizarán grapas antideslizantes y en las cadenas de amarre grapas de compresión.
- El conductor y el cable de tierra tienen una carga de rotura muy superior a 1.200 daN.

El Proyecto incluye una tabla base para determinar distancias y detalla distintos casos de cruzamiento con sus distancias de seguridad.

Asimismo, se recuerda que, según el punto 5.12.4 de la ITC-LAT-07 del vigente Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, por motivos de seguridad de las líneas eléctricas aéreas de conductores desnudos, queda prohibida la instalación de nuevos aerogeneradores en la franja de terreno definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada en la altura total del aerogenerador, incluida la pala, más 10 metros.

En cuanto a los accesos necesarios para atender al establecimiento, vigilancia, conservación, reparación de la línea eléctrica y corte de arbolado, si fuera necesario, se llevarán a cabo según los siguientes criterios:

- Sobre los caminos privados existentes y en buen estado.
- Sobre las fincas afectadas adyacentes al camino existente (en los márgenes) para el paso o ubicación temporal de maquinaria durante la fase de construcción.
- En las fincas sobre las que haya que construir un nuevo acceso, la servidumbre de paso comprenderá la explanada a realizar.

La actuación sobre un acceso puede crear la necesidad de afectar una construcción existente (muro, pozo, verja, acequias, etc.) ocasionándole daños, que GENIA EXTREMADURA repondrá y/o indemnizará, así como se responsabilizará del mantenimiento de todos los servicios necesarios para la

adecuada explotación y uso de las fincas afectadas durante la ejecución de las obras, realizando todas aquellas actuaciones que resulten necesarias, aun cuando fuera con carácter provisional y sin perjuicio de su reposición definitiva.

La selección de la óptima de un acceso se realizará no sólo en base a los criterios técnicos anteriormente expuestos, sino que se consideran también criterios ambientales, de manera que produzca sobre el medio ambiente el menor impacto posible y criterios socioeconómicos, de forma que la afección al propietario también se minimice.

1. Cálculo mecánico de los cables

1.1. Cálculo mecánico de los conductores

El conductor a emplear es el RAIL AW (acero recubierto de aluminio).

Las características de los conductores RAIL AW son las siguientes:

- Denominación RAIL AW
- Sección total 516,84 mm²
- Sección Al 483,84 mm²
- Sección Acero recubierto de aluminio 33,54 mm²
- Diámetro 29,61 mm
- Peso 1,56 daN/m
- Carga de rotura 12.100 daN
- Módulo de elasticidad 6.500 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación 21,2 x 10⁻⁶/°C
- Resistencia unitaria a 20 °C 0,0585 ohm/km

El Proyecto adjunta tabla detallada de flechas y tensiones finales calculadas en base a un EDS³⁵ de un 21% y una temperatura de 15 °C, para una instalación que se ubicará en Zona A y con una altitud inferior a 500 metros.

1.2. Cálculo mecánico de los cables de tierra

Se instalará un cable de tierra convencional con las siguientes características:

- Denominación 7N7 AWG
- Sección total 73,87 mm²
- Diámetro 11 mm
- Peso 0,491 daN/m
- Carga de rotura 8.645 daN

³⁵ EDS: Every Day Stress es la tensión a la que está sometido el cable a una temperatura determinada, sin sobrecargas y dada en tanto por ciento respecto de la carga de rotura, a la que se considera que no se produzcan efectos vibratorios (tense al límite estático-dinámico).

- Módulo de elasticidad 16.170 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación 1,3 x 10⁻⁵/°C

El Proyecto adjunta tabla detallada de flechas y tensiones finales calculadas en base a un EDS de un 12% y una temperatura de 15 °C, para una instalación que se ubicará en Zona A y con una altitud inferior a 500 metros.

1.3. Cálculo mecánico cable compuesto tierra-óptico

Se instalará un cable compuesto tierra-óptico con las siguientes características:

- Denominación OPGW-Tipo I-17kA-15.3
- Sección total 119,0 mm²
- Diámetro 15,3 mm
- Peso 0,68 daN/m
- Carga de rotura 10.000 daN
- Módulo de elasticidad 12.000 daN/mm²
- Coeficiente de dilatación 14,1 x 10⁻⁶/°C

El Proyecto adjunta tabla detallada de flechas y tensiones finales calculadas en base a un EDS de un 14% y una temperatura de 15 °C, para una instalación que se ubicará en Zona A y con una altitud inferior a 500 metros.

Asimismo, el Proyecto detalla la relación de todas las series y los vanos reguladores de cada una de ellas, la tabla con los valores de tense y flecha para distintos vanos reguladores y temperaturas (para un EDS del 21% y tracción máxima del 40%), la tabla con los valores de tense y flecha para distintos vanos reguladores y temperaturas del cable de tierra (para un EDS del 12% y tracción máxima del 40%) y la tabla con los valores de tense y flecha para distintos vanos reguladores y temperaturas del cable compuesto tierra-óptico (para un EDS del 14% y tracción máxima del 40%).

2. Cálculos eléctricos

Las características de la línea y las hipótesis de cálculo utilizadas son las siguientes:

- Tipo de apoyo predominante: 41S1
- Longitud de la parte aérea: 21,883 km
- Conductor de fase: RAIL AW
- Conductores de tierra: OPGW 15,3-48FO y 7n7
- Frecuencia de cálculo: 50 Hz
- Altitud media de la línea sobre el nivel del mar: 270 m
- Cálculos realizados para resistividad del terreno: 100 ohm.m
- Cadenas de aisladores predominante: suspensión
- Temperatura máxima de trabajo del conductor: 85 °C
- Velocidad del viento perpendicular al conductor: 0,6 m/s

a) Capacidad de Transporte

Se ha calculado la capacidad de transporte del tramo de la línea aérea con una velocidad de viento de 0,6 m/s perpendicular al conductor y considerando el efecto de la radiación solar en las condiciones climáticas de la zona más desfavorables. Se muestran los valores de capacidad de transporte por circuito e intensidad por subconductor.

Temperatura del conductor de 85 ° C:		
T. Invierno: 12 °C	1775 MVAs	1281 A
T. Verano: 33 °C	1466 MVAs	1058 A

b) Parámetros de la línea

b.1) Impedancia y potencia característica

	Impedancia característica ZC	
	Módulo Zcl	Valor complejo
Secuencia directa e inversa	303,3. Ω	302,99-j 13,77 Ω

b.2) Resistencia

La resistencia de la línea por unidad de longitud es:

$$R_{total} = 0,02925 \Omega/\text{km}$$

b.3) Reactancia

La reactancia de la línea por unidad de longitud es:

$$X_{total} = 0,3212 \Omega/\text{km}$$

b.4) Susceptancia

La susceptancia de la línea por unidad de longitud es:

$$B_{total} = 3,5062 \cdot 10^{-6} \text{ S}/\text{km}$$

c) Caída de tensión

No se considera el cálculo de la caída de tensión debido a que, al tratarse de una red mallada, la tensión en los extremos de la línea viene determinada por el flujo de cargas del conjunto de la red y no exclusivamente por el flujo a través de la propia línea.

d) Efecto corona

El Proyecto de determina a qué tensión el gradiente de potencial en la superficie del conductor es superior a la rigidez dieléctrica del aire.

El valor de la tensión crítica disruptiva de la línea a 400 kV en valor eficaz es de 432 kV en tiempo seco y de 371 kV en tiempo húmedo. Como la tensión más elevada de la línea es de 420 kV, se producirá un pequeño efecto corona en tiempo húmedo.

e) Sistemas de puesta a tierra

REE realizará el sistema de puesta a tierra de los apoyos según establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado mediante Real Decreto RD 223/2008 en el Consejo de Ministros del 15 de febrero de 2008 en el apartado 7 de la instrucción técnica complementaria ITC-LAT 07 "Líneas aéreas con conductores desnudos".

Todos los apoyos de material conductor, como es el caso de los apoyos metálicos, deberán conectarse a tierra mediante una conexión específica. En el caso de líneas eléctricas que contengan cables de tierra a lo largo de toda su longitud, el diseño de su sistema de puesta a tierra deberá considerar el efecto de los cables de tierra.

Los apoyos que sean diseñados para albergar las botellas terminales de paso aéreo a subterráneo deberán cumplir los mismos requisitos que el resto de apoyos en función de su ubicación.

La conexión a tierra de los pararrayos instalados en apoyos no se realizará a través de la estructura del apoyo metálico.

El diseño del sistema de puesta a tierra cumple los siguientes criterios básicos:

- Resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la corrosión
- Resistencia desde un punto de vista térmico
- Garantizar la seguridad de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra.
- Proteger de daños a propiedades y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea.

3. Aislamiento

El aislador a utilizar en las cadenas de suspensión y de amarre será el U160 BS según la denominación CEI-305. Este aislador tiene las siguientes características:

- Clase U160BS (CEI-305)

- Material Vidrio templado
- Paso 146 mm
- Diámetro 280 mm
- Tensión de perforación en aceite 130 kV
- Línea de fuga 380 mm
- Carga de rotura 160 kN
- Peso 6,3 kg
- Unión normalizada IEC 20

Las cadenas de suspensión estarán formadas por 23 aisladores U160, que garantizan las siguientes características (en kV):

- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco 985
- Tensión soportada a frecuencia industrial lluvia 725
- Tensión soportada al choque 1.620
- Contorneo a frecuencia industrial bajo lluvia 825
- Tensión 50% bajo onda de choque (+) 1.810
- Tensión 50% bajo onda de choque (-) 1.860

Las cadenas de amarre llevarán 1 aislador más por razones operativas del mantenimiento de la línea.

Nivel de aislamiento:

- La longitud de la línea de fuga es: $23 \times 380 = 8.740$ mm
- Para una tensión más elevada de 420 kV el nivel de aislamiento es:
 $8.740/420 = 20,81$ mm/ kV fase-fase
- Corresponde con un grado de aislamiento "II Medio", de acuerdo con la clasificación del grado de contaminación reflejado en la norma UNE EN 60071-2.

Tipos de cadenas:

Las cadenas de suspensión sencilla estarán formadas por una fila de 23 aisladores de 160 kN de carga nominal de rotura, siendo la carga de rotura mínima de la cadena de 160 kN.

Considerando un coeficiente de seguridad mínimo de 2,5, el vano máximo para esta cadena en la hipótesis más desfavorable de tracción máxima en zona A (hipótesis de viento de 140 km/h) será:

- Vano de viento 1077 metros
- Vano de peso zona A 769 metros

Las cadenas de suspensión doble estarán formadas por dos filas de 23 aisladores U160 de 160 kN de carga nominal de rotura, siendo la carga de rotura mínima de la cadena 320 kN.

Se emplearán cadenas de suspensión doble en cruzamientos con Autopistas, Autovías, Carreteras Nacionales, Ferrocarriles, Ríos y canales navegables.

Las cadenas horizontales estarán formadas por dos filas de 24 aisladores de 160 kN de carga nominal de rotura, siendo la carga de rotura mínima de la cadena de 320 kN.

Considerando una tracción máxima por subconductor igual a 4935 kg, correspondiente a la carga máxima admisible (40% C.R.), el coeficiente de seguridad mínimo es de: $32000/(4839,6 \times 2) = 3,3 > 2,5$

Los apoyos de esta línea pertenecen a la normalización REE para líneas a 400 kV simple circuito.

Todos los apoyos han sido calculados por ordenador utilizando un programa matricial basado en el método de las rigideces o desplazamientos.

La estructura se considera articulada en todos sus nudos y todas las fuerzas que se aplican son axiales.

Los perfiles utilizados en la construcción de los apoyos son angulares de alas iguales según Norma UNE 36.531 de las siguientes características:

- Acero S355J2G3 de 355 N/mm² de límite elástico para angulares de 70 x 5 y superiores.
- Acero S275JR de 275 N/mm² de límite elástico para angulares de 60 x 5 e inferiores.
-

Las chapas serán de calidad S355J2G3, los tornillos de calidad 8.8 según Norma UNE-EN ISO 898-1 de 640 N/mm² de límite de fluencia y las tuercas de calidad 8 según Norma UNE-EN 20898-2. Las dimensiones de los tornillos y las tuercas son M16, M20 y M24 según Norma 17115.

Para los apoyos de esta línea se han diseñado cimentaciones tipo pata elefante, que se han calculado para dos tipos de suelo: normal y flojo.

Cuando, debido a las características excepcionales del suelo, no se puedan utilizar los tipos de cimentaciones descritas, se diseñará un tipo específico de cimentación que se adapte a las características mecánicas del terreno.

El Proyecto calcula las cargas que transmiten al suelo los apoyos con cimentaciones independientes para la hipótesis más desfavorable y la altura máxima.

Las cimentaciones 'pata de elefante' están formadas por un macizo de hormigón en masa en forma de pata de elefante. La zapata se comprueba al arranque, calculándose las fuerzas que se oponen al tiro de la torre y que son:

- Peso propio de la zapata (peso específico hormigón = 2.300 daN/m³).
- Peso del cono de tierra que arrastraría el macizo de hormigón caso de ser arrancado (peso específico tierras = 1.700 daN/m³).

Se han considerado dos ángulos de arranque: 30° para terreno normal y 20° para terreno flojo.

El coeficiente de estabilidad de la zapata —peso opuesto al arranque dividido por la carga nominal de arranque— tiene que ser mayor de 1,5 en las hipótesis normales y mayor de 1,2 en el caso de hipótesis excepcionales.

El total de estas cargas, dividido por la superficie de la solera no debe sobrepasar la sigma admisible del terreno (3 daN/cm² para terreno normal y 2 daN/cm² para terreno flojo).

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

El Proyecto a que se refiere el presente Acuerdo se encuentra comprendido en el apartado j) del grupo 3 del Anexo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental, por lo que, habiéndose sometido a evaluación de impacto ambiental, con carácter previo a su autorización administrativa, de conformidad con lo establecido en su artículo 7.1, procede formular su declaración de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 41 de la citada Ley.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica, corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal.

Mediante Resolución de 25 de julio de 2018 de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, formula DIA favorable a la realización del proyecto PSF TALAYUELA, subestación eléctrica 30/400 kV y la línea aérea a 400 kV para evacuación, situada en Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata (Cáceres), al concluirse que no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se realice las alternativas ³⁶señaladas en la propia Resolución, que resultan de la evaluación practicada.

Las medidas del estudio de impacto ambiental que deben ser modificadas, así como aquellas medidas adicionales establecidas como respuesta a los informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado, según determina la mencionada Resolución, son las siguientes:

A. Suelo:

De forma previa al inicio de actividad, el promotor deberá presentar ante el organismo competente, el informe de situación de suelo conforme a lo establecido en el Decreto 49/2015, de 30 de marzo, por el que se regula el régimen jurídico de los suelos contaminados en la Comunidad Autónoma de Extremadura.

B. Agua:

³⁶ Alternativa 3 de la planta sola (797,10 hectáreas en el término municipal de Talayuela y a una distancia de la subestación de Arañuelo de 13,4 kilómetros), la alternativa este de la subestación y a la alternativa 1 de la línea de evacuación (31.426 metros afectando a los términos municipales de Talayuela, Rosalejo y Navalmoral de la Mata, con un trazado paralelo a una línea existente en los últimos seis kilómetros).

Según establece el artículo 6 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, se respetarán las servidumbres de 5 m de anchura de los cauces públicos.

Durante la fase de obra se deberán evitar las afecciones derivadas del aporte de sólidos a los cauces adoptando las medidas necesarias: uso de filtros de retención de partículas, riegos constantes de caminos, control la velocidad de los vehículos, entoldado de camiones, etc.

Del mismo modo, se deberán adoptar las medidas adecuadas para evitar la contaminación del agua, estableciendo áreas específicas acondicionadas para las actividades que puedan causar más riesgo, como puede ser el cambio de aceite de la maquinaria o vehículos empleados.

Se implantará un foso de recogida de aceite bajo los transformadores; dicho foso estará dimensionado para albergar todo el aceite del transformador en caso de derrame del mismo y estará impermeabilizado para evitar riesgos de filtración y contaminación de aguas superficiales y subterráneas.

En el paso de todos los cursos de agua y vaguadas por los caminos y viales que puedan verse afectados, se deberán respetar sus capacidades hidráulicas y calidades hídricas.

De forma previa al inicio de las obras, el promotor deberá solicitar a la Confederación Hidrográfica del Tajo las autorizaciones preceptivas para actuaciones en el Dominio Público Hidráulico (DPH), cruces de línea eléctrica sobre DPH y posibles vertidos o captaciones de agua.

C. Vegetación y hábitats de interés comunitario:

De forma previa al inicio de las obras y bajo la supervisión de Agentes de Medio Natural de la Junta de Extremadura, se realizarán prospecciones del terreno, en la época adecuada y por técnico especializado en botánica, para identificar la posible presencia de *Narcissus assoanus*, elemento clave de la ZEC Cañada del Venero. En caso de afirmativo se paralizarán las obras y se pondrá en conocimiento del organismo gestor del citado espacio.

El promotor deberá elaborar un Plan de Gestión Forestal, para la reserva forestal planteada, donde se establezcan el aprovechamiento ganadero del pastizal de la planta, de la reserva forestal y la bellota, y se realicen dos estudios científicos, uno sobre el efecto de la poda y otro sobre la disponibilidad de agua en el suelo, y el efecto de ambos en el estado sanitario y producción de las encinas, en el marco del cambio climático, durante la vida útil de la planta. A tal efecto, se seguirán las indicaciones dadas por la Secretaria General de Desarrollo Rural y Territorio de la Junta de Extremadura en su escrito de julio de 2018, que validará dicho Plan.

Como compensación al arbolado cortado, se desarrollará un Plan de Restauración Forestal, que será validado por el órgano autonómico competente,

que incluya actuaciones de densificación, apostado, charcas naturalizadas, etc., en parcelas con buenas características para este tipo de actuaciones.

Tal y como indicó el promotor en la documentación elaborada, se respetará cualquier otro encharcamiento no identificado previamente si así lo estiman los técnicos competentes durante la prospección de las obras, procediendo a reubicar los paneles y viales para no afectarle.

Se deberá proceder a la adecuación ambiental (adecuación de accesos para la fauna, creación de islas flotantes, posaderos para ardeidos, etc.) de los encharcamientos existentes.

Como medida complementaria por la eliminación del HIC 3170^{*37}, la eliminación de la balsa artificial y para favorecer el establecimiento de poblaciones de anfibios que pudieran verse afectadas por la ocupación y puesta en funcionamiento de la planta fotovoltaica, se construirán dos encharcamientos temporales mediterráneos, con el control de la disponibilidad hídrica, ajustados a las medias pluviométricas históricas, con una superficie de 0,5 hectáreas cada uno.

La ubicación y metodología a seguir para la instauración de los encharcamientos seminaturales deberán estar consensuadas con la Secretaría General de Desarrollo Rural y Territorio de la Junta de Extremadura.

Como medida complementaria por la eliminación del HIC 6220^{*38} se deberán establecer acuerdos con los propietarios de las parcelas colindantes del extremo SE de la zona de implantación, en la que no hay representación de ese hábitat, de cara a desarrollar una estrategia de manejo de ganado (preferiblemente ovino que permita evolucionar la composición del pasto hacia especies herbáceas de mayor calidad, compuesto por gramíneas y tréboles como *Poa bulbosa* y *Trifolium subterraneum*. Este manejo consistirá en establecer áreas de descanso del ganado en diversas superficies estipuladas sobre el terreno de manera que se distribuya su abono. Estos descansaderos se irán rotando para no llegar a nitrificar el terreno. En el supuesto de no poder alcanzar los acuerdos necesarios, se deberá consensuar con el organismo ambiental autonómico otro tipo de medida para compensar la eliminación de HIC 6220*.

Las instalaciones del proyecto contarán con un plan de prevención de incendios, así como con una memoria técnica de prevención de incendios forestales, según lo establecido en el Decreto 260/2014, de 2 de diciembre, por el que se regula la Prevención de los Incendios Forestales en la Comunidad Autónoma de Extremadura.

³⁷ Hábitat de interés comunitario 'Estanques temporales mediterráneos'.

³⁸ Hábitat de interés comunitario 'Zonas subestépicas de gramíneas y anuales del Thero-Brachypodietea'

Durante la ejecución de las obras se tendrá que atender a las medidas preventivas para evitar el inicio de incendios forestales. Estas medidas están reguladas en las diferentes órdenes de declaración de épocas de peligro. El responsable de Medio Ambiental de la obra deberá realizar acciones de concienciación para evitar incendios tanto en la fase de construcción como de explotación.

D. Fauna:

Durante la fase de obras se respetará el cronograma de construcción establecido por el promotor en el documento de contestación al requerimiento del órgano ambiental. De esta manera, para la implantación de la línea de evacuación se respetará el periodo de invernada de la grulla, comprendido entre noviembre y marzo, ambos inclusive, y se adaptará la construcción de la planta fotovoltaica y de la línea al periodo de reproducción y cría de la mayoría de las especies de aves que se reproducen en el área extendida del proyecto, esto es, el comprendido entre el 1 de marzo y el 15 de julio.

Los módulos fotovoltaicos incluirán un tratamiento químico anti reflectante, que minimice o evite el reflejo de la luz, incluso en periodos nocturnos con luna llena, con el fin de evitar el efecto llamada de los paneles sobre la avifauna acuática, o la excesiva visibilidad desde puntos alejados de la planta.

De forma previa al inicio de las obras y durante su ejecución, y bajo la supervisión de personal de la Junta de Extremadura, se llevará a cabo prospecciones con el fin de determinar la existencia de ejemplares, nidos o madrigueras. En caso de localizar especies de interés, se trasladarán las actuaciones más molestas a zonas alejadas para no provocar perturbaciones en la fauna y poder avanzar las obras en otros sectores. En caso de localizar nidos o camadas de especies protegidas, se paralizarán las actividades y se informará a los organismos competentes para que dispongan las medidas oportunas para su conservación. Sin menoscabo de las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir estas instalaciones, el diseño de la línea de evacuación se realizará de tal forma que el plano donde estén los conductores sea único, y otro para los cables de tierra, atenuando el riesgo de colisión en una zona con tanta abundancia de aves, principalmente invernantes.

En el tramo que discurre al norte de la Laguna del Palancoso, la línea deberá tener la menor altura posible, de acuerdo con el reglamento electrotécnico de líneas, con objeto de atenuar el impacto paisajístico y el riesgo de colisión para las aves.

Se deberá señalar la línea eléctrica, tanto en los cables de tierra, como en los conductores. En el cable de tierra, con los señalizadores fotoluminiscentes, tipo aspas, colocados en ambos cables de tierra, alternativamente cada 15 metros en cada cable de tierra. Los conductores deberán ser señalizados con señalizadores luminosos de inducción, alternativamente, un señalizador por vano y conductor, durante toda la línea, incrementando a dos señalizadores por

vano y conductor en el tramo del kilómetro más próximo a la Laguna del Palancoso.

Tal y como indicó la Dirección General de Medio Ambiente en el trámite de consultas, no se instalará alambre de espino en el cerramiento proyectado.

Se deberá señalar el vallado del cerramiento de la planta para atenuar el riesgo de colisión de aves contra él, con una señal grisácea de 20 x 20 cm de lado, colocada a 1,75 metros de altura, una por cada vano de la alambrada, así como la señalización de todos los ventanales con cristalerías relacionadas con la planta.

Medidas agroambientales: De forma previa al inicio de las obras se procederá a la gestión de la superficie de 78,6 ha seleccionada por el promotor al sur de la Autovía A-5, o en la ubicación que finalmente haya establecido el organismo ambiental autonómico, con las medidas agroambientales para mejorar el hábitat estepario. De esta manera se pondrá en marcha una pradera de regadío de 16.000 m², alrededor de esta pradera dos zonas de 40.000 m² de pasto natural, 240.000 m² de posío, alrededor de esta zona, otra de 240.000 m² de barbecho y finalmente, alrededor de la zona de barbecho, una zona de 250.000 m² de siembra de cereales y leguminosas. Asimismo se deberán llevar a cabo una serie de medidas para el correcto manejo de los cultivos y pastizales, como las que se citan a continuación: se evitará el cambio de uso de los pastizales, se mantendrán linderos, se eliminarán los tratamientos fitosanitarios, dejando sin tratar linderos y barbechos, para que se desarrollen poblaciones de invertebrados, se retrasará la cosecha para asegurar el correcto desarrollo de las nidadas y se desbrozará en las zonas de interés aquellas áreas con matorrales antes de que éstos fructifiquen, ya que un excesivo desarrollo de la vegetación leñosa resulta perjudicial para muchas aves esteparias.

Las reservas planteadas para las aves esteparias deberán estar funcionando desde el inicio del ciclo agrícola del año del comienzo de la construcción de la planta, hasta la finalización de la fase de explotación.

De forma previa al inicio de las obras y con los permisos necesarios, se construirá un muladar con aportes para las aves necrófagas, con un doble objetivo: por un lado, para dar solución a los cadáveres del ganado ovino utilizado en la gestión de los pastos de la planta, y por otro para aportar alimento a las aves necrófagas presentes en esta importante zona ganadera (buitre negro, alimoche, milano real, etc.) realizando aportes de material sandach³⁹ debidamente autorizado, semanalmente, de pequeño calibre, para seleccionar preferentemente su consumo por las especies objetivo (buitre negro, alimoche y milano real), frente a especies no objetivo (buitre leonado). Se situará lo suficientemente alejado para que las obras no interfieran en su funcionamiento. En la fase de explotación será suficiente con el aporte de los restos sandach de la explotación ganadera vinculada a la planta.

³⁹ Subproductos animales no destinados a consumo humano.

Se construirán tres miradores para la realización de censos de grullas, ya que, debido al relieve tan suave existente en todo el núcleo de grullas, su censo en las horas crepusculares se hace muy difícil. Un mirador se situará, siguiendo instrucciones del personal de la Junta de Extremadura, en las proximidades de la Laguna del Palancoso, otro en las proximidades del Centro de Interpretación de la planta, con capacidad para 25 personas, y una altura mínima de 8 metros, que tendrá carácter de uso público, para fomentar la observación de los movimientos de las grullas en las horas crepusculares, y un tercero en las proximidades de la ZEC Cañada del Venero.

Se construirán en el interior de la planta veinticinco refugios para reptiles, consistentes en un montón de piedras de 2 x 2 m de superficie y 50 cm de altura, dispuestos irregularmente.

Para el control biológico de las poblaciones de ortópteros se deberán colocar cien cajas nido tipo carraca y quince tipos lechuza común, sobre postes de 6 m de altura, excluida la cimentación, manteniéndolos durante toda la vida útil de la planta.

En cada apoyo de la línea de evacuación se colocarán dos cajas nidos por apoyo, alternando, tipo cárabo, lechuza y carraca.

Para evitar la nidificación de aves de mediano y gran tamaño en los apoyos de la línea eléctrica, se colocarán elementos antiposada-antinidificación. Éstos no serán metálicos ni de tipo aguja, ya que según informó la Dirección General de Medio Ambiente de la Junta de Extremadura, pueden causar la muerte de los individuos que utilicen el apoyo, y aumentar su riesgo de electrocución.

Se desarrollará un programa de recuperación del conejo de monte, como presa básica de los grandes depredadores de la zona, construyendo un núcleo de reproducción en la reserva forestal, contemplando el mantenimiento de las infraestructuras para la reproducción del conejo, así como el aporte de ejemplares durante toda la vida útil de la planta.

Se llevarán a cabo estudios sobre la dinámica diaria, selección de hábitat y problemática de conservación de las especies con mayor valor de conservación presentes, para ellos el promotor deberá realizar el radioseguimiento con GPS de las siguientes especies para conocer de forma detallada la incidencia del proyecto sobre estas:

- Cinco ejemplares de grulla común por invernada, durante el período central de la invernada (diciembre-enero), durante las cinco primeras invernadas. Los resultados se expondrán en la web del proyecto y en el Centro de Interpretación de la planta.
- Dos ejemplares de espátulas, por temporada, de la colonia reproductora situada en las proximidades de la alternativa sur de la línea de evacuación,

durante las siguientes cinco temporadas.

Desde el año 11 de funcionamiento, hasta el final de la vida útil, se radioseguirán dos ejemplares cada año, de especies presentes en las zonas experimentales de la dehesa, para conocer como estas especies responden a los manejos ensayados.

Para atenuar la afección a las poblaciones de anfibios, se deberán construir pasos para anfibios en todas las intersecciones de caminos del interior de la planta con vaguadas, zonas encharcadizas, proximidad de charcas, cauces, etc. Además, cada paso irá acompañado con barreras antiatropello a 100 metros a cada lado del camino en ambos sentidos.

E. Red Natura 2000:

En caso de que las zonas finalmente seleccionadas para la reforestación e implementación de las medidas agroambientales formen parte o linden con algún espacio perteneciente a la Red Natura 2000, el promotor deberá contar con informe favorable del organismo gestor del mismo.

F. Paisaje:

En cumplimiento de lo establecido por la Dirección General de Medio Ambiente de la Junta de Extremadura, en un plazo máximo de seis meses tras la finalización de las obras el promotor deberá dismantelar y retirar las instalaciones temporales de obra y deberá gestionar, conforme a la legislación correspondiente, los acúmulos de materiales.

Se implantará una pantalla vegetal en todo el perímetro externo de la planta. Dicha pantalla vegetal consistirá en la plantación de especies autóctonas de porte arbustivo y leñosas como acebuche, jaras pringosas, tomillos, escobas blancas, escobas amarillas, genistas, lavandas y retama, pudiendo alcanzar portes de hasta 3-4 metros de altura.

La pantalla vegetal de la zona norte deberá realizarse con especies de gran desarrollo en altura (Casuarinas, chopos, etc.) para atenuar la afección paisajística desde las zonas altas de Gredos.

Las especies que finalmente conformen la pantalla vegetal y su disposición se deberán consensuar con el órgano competente de la Junta de Extremadura.

La pantalla vegetal se instalará, en función de la climatología, entre los meses de enero y mayo y llevará al menos durante el primer año protector o malla electrosoldada para protegerlas de roedores y entutorado con bambú en aquellas especies de mayor porte. Durante toda la fase de explotación se llevará a cabo el mantenimiento de las plantas.

G. Población, salud humana:

Para evitar que la PSF TALAYUELA genere contaminación lumínica, el promotor ha asumido las prescripciones sobre alumbrado establecidas por la Dirección General de Medio Ambiente de la Junta de Extremadura. De esta manera, no se instalará alumbrado exterior en la planta fotovoltaica, a excepción del asociado a los edificios auxiliares que, en cualquier caso, será de baja intensidad y apantallado hacia el suelo, iluminando exclusivamente el área deseada. Se instalarán interruptores con control de encendido y apagado de la iluminación según la hora de puesta y salida del sol. En cualquier caso, se cumplirá con las condiciones establecidas en el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias, especialmente en lo referente a contaminación lumínica, así como lo establecido en la Ley 16/2015, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura.

La línea de evacuación deberá mantener una altura mínima que permita el uso de todo tipo de maquinaria agrícola durante cualquier época del año, tal y como ha indicado el Servicio de Regadíos de Cáceres, adscrito a la Dirección General de Desarrollo Rural de la Junta de Extremadura, en su informe de fecha 16 de junio de 2017.

H. Patrimonio arqueológico:

Se realizará un control y seguimiento arqueológico por parte de técnicos cualificados de todos los movimientos de tierra. Dicho control será permanente y a pie de obra, y se hará extensivo a todas las actuaciones que derivadas de la obra generen movimientos de tierra en cotas bajo rasante natural.

En caso de hallazgos de restos arqueológicos susceptibles de verse afectados, se procederá a la paralización inmediata de las obras en la zona de afección, se balizará la zona, se realizará una primera aproximación cronocultural de los restos, y se definirá la extensión máxima del yacimiento en superficie. Estos datos se remitirán a la Dirección General de Bibliotecas, Museos y Patrimonio Cultural, que visitará la zona de forma previa a la emisión de informe de necesidad de excavación completa de los hallazgos localizados.

Finalizada, en su caso, la intervención arqueológica y emitido el informe técnico exigido por la legislación vigente, el promotor deberá solicitar autorización para el levantamiento de las estructuras localizadas con carácter previo a la continuidad de las actuaciones en ese punto.

El promotor, antes del comienzo de las obras, deberá presentar ante la Secretaria General de Desarrollo Rural y Territorio de la Junta de Extremadura, el proyecto de ejecución de todas las medidas antes indicadas, junto con las ya previstas en el estudio de impacto ambiental, debidamente presupuestadas, que formarán parte del proyecto constructivo o una adenda al mismo previamente a su aprobación.

I. Programa de vigilancia ambiental (PVA).

El estudio de impacto ambiental contiene un programa de vigilancia cuyo objetivo consiste en garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras descritas. En cada una de las fases de dicho programa, se realizará un seguimiento de la eficacia de las medidas adoptadas y sus criterios de aplicación, emitiendo los correspondientes informes de vigilancia.

En virtud del análisis técnico realizado, el programa de vigilancia previsto en el estudio de impacto ambiental, cuyas líneas principales se resumen a continuación, debe completarse con los aspectos adicionales que también se mencionan en este apartado.

Además de los objetivos generales, el PVA propuesto en la documentación complementaria plantea una serie de objetivos específicos, entre los que se incluyen, en línea con lo solicitado por la Dirección General de Medio Ambiente, el garantizar la no afección a la avifauna del entorno, incluyendo censos cuantitativos y el seguimiento de la mortandad de aves en el trazado de la línea de evacuación; el seguimiento y control de las medidas de integración paisajística y de las medidas complementarias de reforestación, así como la propuesta de medidas complementarias de actuación para la protección ambiental.

El promotor propone una metodología de seguimiento basada en indicadores de realización, que miden la aplicación y ejecución efectiva de las medidas correctoras y/o (dependiendo de la medida) indicadores de eficacia, que miden los resultados obtenidos con la aplicación de la medida correctora.

Destaca el control y evaluación ambiental de las modificaciones técnicas del proyecto que deberán ser evaluadas ambientalmente con carácter previo a su aprobación y aplicación, incluyendo el modelo de ficha de solicitud correspondiente que el Jefe de Obra deberá presentar a tal efecto, ante el Jefe de Vigilancia Medioambiental.

El PVA entra en funcionamiento con la aprobación del proyecto por parte de la Administración y se desarrollará a lo largo de la ejecución de las obras y durante la operación de la instalación fotovoltaica. La propuesta de PVA describe las acciones a desarrollar y el tipo de informes a emitir en cada fase (previa, de construcción y de explotación). Adicionalmente, incorpora fichas descriptivas de las medidas de seguimiento a implementar sobre los diferentes elementos del medio a proteger en las que se identifican, entre otros, los indicadores a tener en cuenta, los puntos y parámetros de control, la frecuencia, la duración del control y la existencia de informes asociados.

Durante la fase de construcción el equipo de Vigilancia ambiental emitirá informes mensuales de la incidencia de las obras sobre el medio ambiente. Durante la fase de explotación también se emitirán informes mensuales y

además, un informe anual durante toda la vida útil de la instalación fotovoltaica, tal y como sugirió el organismo autonómico y asumió el promotor.

No obstante, en las diferentes fichas de seguimiento no se establece un control durante toda la vida útil; así por ejemplo el del encharcamiento seminatural y el de las reforestaciones será al menos durante dos años, el de la pantalla vegetal y las medidas agroambientales al menos durante cinco años, y el de la avifauna al menos durante 7 años.

El promotor nombrará los responsables de la adopción de las medidas correctoras, de la ejecución del PVA, de la emisión de los informes técnicos periódicos sobre el grado de cumplimiento de lo establecido en la documentación ambiental, y de su remisión al órgano sustantivo, con copia al órgano autonómico competente.

La documentación complementaria incluye una propuesta de seguimiento ambiental de la avifauna en fase de funcionamiento dentro de la instalación y a lo largo del trazado de la línea de evacuación, acorde con el estudio de avifauna, que en todo caso deberá contar con la validación del organismo ambiental autonómico.

Como consecuencia del procedimiento de evaluación ambiental llevado a cabo, el PVA se completará con los siguientes aspectos:

a) Generales

El seguimiento ambiental de la fase de explotación abarcará toda la vida útil de la planta solar.

Las medidas complementarias recogidas en este documento serán objeto de seguimiento ambiental durante toda la fase de explotación.

Durante todo el periodo de explotación de la instalación se redactarán informes anuales de seguimiento para evaluar la incidencia de la instalación y la efectividad de las medidas efectuadas. Dichos informes se remitirán con copia al organismo autonómico con competencias en medioambiente durante la primera quincena de enero de cada año.

b) Vegetación, hábitats de interés comunitario

En los encharcamientos temporales mediterráneos creados y en las restantes charcas de la planta, se realizará un seguimiento con cámaras de fototrampeo del uso que la biodiversidad hace de ellos.

c) Avifauna

El plan de vigilancia ambiental, incluirá el seguimiento de la avifauna y de mortandad de la infraestructura de evacuación eléctrica durante al menos 7 años

a partir de la puesta en marcha de la planta fotovoltaica.

Dentro del plan de seguimiento de las poblaciones de aves se elaborarán censos cuantitativos y de distribución de grulla, espátula y milano real y aves esteparias, en la zona de influencia del proyecto, indicando metodología y reflejándolo sobre cartografía. Toda esa documentación se incorporará en el informe anual de seguimiento.

Las fases, duración, ámbitos territoriales, especies objetivo y metodología a utilizar en el seguimiento de la avifauna deberán contar con la aprobación previa del organismo ambiental autonómico.

El seguimiento de la mortandad de avifauna con la línea de evacuación se realizará con el protocolo de Red Eléctrica de España actualizado, durante toda la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Tal y como establece el Estudio de afecciones a la Red Natura 2000 los resultados del seguimiento de la mortandad de la avifauna serán vinculantes. De esta manera, si el órgano gestor de las ZEPA ubicadas en el área de influencia de la línea de evacuación considera elevados los valores registrados de mortalidad, el promotor deberá proponer una solución al impacto, que podría implicar el soterramiento del tramo/s de línea conflictivo/s.

En todo caso, se deberán tomar medidas adicionales inmediatas si existiera algún tramo de la línea que pudiera suponer un riesgo de colisión para la avifauna incrementando el número de señalizaciones u otras medidas análogas.

d) Paisaje

El calendario de labores propuesto en la documentación complementaria para el seguimiento de la pantalla vegetal deberá contar con la aprobación del órgano autonómico competente.

e) Patrimonio arqueológico

La periodicidad del control del impacto sobre el patrimonio arqueológico no será semanal si no que se llevará a cabo, tal y como estableció la Dirección General de Bibliotecas, Museos y Patrimonio Cultural de la Junta de Extremadura en su informe de fecha 9 de noviembre de 2017, permanente y a pie de obra.

La autorización del proyecto incluirá el programa de seguimiento y vigilancia ambiental completado con las prescripciones anteriores, así como cualquier otra que haya establecido el órgano ambiental autonómico en su validación.

Asimismo, la DIA favorable no exime al promotor de la obligación de obtener todas las autorizaciones ambientales o sectoriales que resulten legalmente exigibles.