

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE OTORGA A NOVASOL INVEST LA ISLA, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA LA ISLA DE 182,5 MW, LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA A 30/220 KV Y LA LÍNEA AÉREA A 220 KV PARA EVACUACIÓN, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ALCALÁ DE GUADAÍRA, EN LA PROVINCIA DE SEVILLA.

Expediente nº: INF/DE/125/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

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

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 27 de septiembre 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 NOVASOL INVEST LA ISLA, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica La Isla de 182,5 MW, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra, en la provincia de Sevilla, 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 1 de septiembre de 2017, NOVASOL INVEST LA ISLA, S.L. (en adelante NOVASOL) presentó, ante el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD¹), solicitud de Autorización Administrativa y Declaración de Impacto Ambiental para la instalación solar fotovoltaica La Isla de 157,5 MW nominales y 182,5 MWp, su subestación elevadora (220 MVA 30/220 kV) y la

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

línea de interconexión emplazada en el término municipal de Alcalá de Guadaíra (Sevilla). Previamente, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de fecha 27 de julio de 2017, la planta solar fotovoltaica La Isla (en adelante PSF LA ISLA) resultó adjudicataria en el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico celebrada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio², y en la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio³.

Con fecha 4 de septiembre de 2017 NOVASOL solicitó, ante la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Delegación Territorial de Sevilla de la Junta de Andalucía, Autorización Ambiental Unificada (AAU) para la PSF LA ISLA, conforme al procedimiento previsto por la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental y el Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada.

Con fecha 19 de octubre de 2017 la Subdirección General de Energía Eléctrica, del MINETAD comunicó al Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla la mencionada solicitud de autorización para la PSF LA ISLA, con objeto de que se iniciaran los trámites de información pública y traslado a las distintas administraciones y organismos afectados.

En el Boletín Oficial del Estado (BOE) número 252, de 19 de octubre de 2017, se publicó el Anuncio de dicha Área de Industria y Energía por el que se sometía a información pública conjunta la solicitud de autorización administrativa previa y declaración de impacto ambiental de la PSF LA ISLA, la subestación a 30/220 kV y la línea de evacuación a 220 kV.

Con fecha 18 de diciembre de 2017 la mencionada Área de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla emitió informe con el resultado del procedimiento de información pública del proyecto de la PSF LA ISLA y dio traslado del expediente a la DGPEM del MINETAD, indicando que se deben tener en consideración las alegaciones y condicionados procedentes de los organismos y empresas consultadas. Con fecha 1 de junio de 2018 la misma Área ha remitido nuevo informe de subsanación a requerimiento de la DGPEM al procedimiento de información pública del proyecto, que complementa al anterior.

Con fecha 29 de enero de 2018 tuvo entrada en la Subdirección General de Evaluación Ambiental del entonces Ministerio de Agricultura y Pesca,

² Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.

³ Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA⁴) la solicitud de inicio de evaluación de impacto ambiental para el proyecto PSF La ISLA, junto con el resultado de la información pública y documentación del proyecto, recibíendose el expediente completo con fecha de entrada 7 de marzo de 2018. Con fecha 18 de mayo de 2018, la mencionada Subdirección General requirió documentación adicional al promotor. Con fecha de 4 de junio de 2018 tuvo entrada la documentación adicional en el órgano ambiental.

Mediante Resolución de 25 de julio de 2018 (publicada en el BOE de 15 de agosto de 2018), la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO formuló Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la realización del proyecto PSF LA ISLA, la subestación eléctrica a 30/220 kV y línea aérea a 220 kV para evacuación, en el término municipal Alcalá de Guadaíra (Sevilla), siempre y cuando se realice en la alternativa y condiciones señaladas en el análisis técnico desarrollado para la propia DIA, y se apliquen las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante el proceso de evaluación de impacto ambiental.

Asimismo, mediante Resolución de 24 de agosto de 2018, la Delegación Territorial de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio en Sevilla ha otorgado AAU para la PSF LA ISLA (subestación La Isla y línea de evacuación incluidas), promovida por NOVASOL, conforme a las características definidas en el Estudio de Impacto Ambiental presentado.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 15 de junio de 2017, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de operador del sistema y transportista único, emitió informe de actualización de la contestación respecto al acceso a la red de transporte en la subestación existente Don Rodrigo 220 kV, por la inclusión de las centrales solares fotovoltaicas Cerrado Cabrera (39,375 MW nominales), El Primo Alemán (39,375 MW nominales), Hazas de las Sesenta (39,375 MW nominales), Los González (39,375 MW nominales) y La Isla (157,50 MW nominales), plantas que cuentan con permiso de acceso. Dicho informe concluye que, una vez realizados los estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, la evacuación del contingente de generación previsto resultaría técnicamente viable, con los condicionantes que se indican en el mismo.

Con fecha 30 de enero de 2018, REE emitió informe de actualización de la contestación respecto a la conexión coordinada a la red de transporte en la subestación existente Don Rodrigo 220 kV, debida a la inclusión de las instalaciones solares indicadas anteriormente. Dicho 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

⁴ En la actualidad segregado en Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) para cuestiones medioambientales, y por otra parte en Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

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.

Con fecha 22 de mayo de 2018, REE emitió informe de actualización respecto al acceso y conexión a la red de transporte en la subestación Don Rodrigo 220 kV, detallando las fases de implantación del conjunto de instalaciones de generación renovable previsto, de forma que la PSF LA ISLA se encontraría incluida en el contingente de generación que se prevé incorporar en una denominada 'Fase 2 de conexión', que supondrá el escenario definitivo de conexión en esta posición y para el que continúan siendo válidos el ICCTC y el IVCTC que fueron remitidos junto a la anterior comunicación de fecha 30 de enero de 2018, con los condicionantes expuestos en dichos informes.

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

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 13 de julio 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 LA ISLA, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea de evacuación a 220 kV. Se ha adjuntado, asimismo, la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) el Proyecto de la instalación fotovoltaica, de la subestación de transformación y de la línea eléctrica de evacuación—se incluye 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 Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; d) Informe del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla, y e) Resolución por la que formula DIA favorable al Proyecto.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- 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 TRLSC).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.
- Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de la Junta de Andalucía.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que NOVASOL ha presentado solicitud de autorización administrativa previa para las instalaciones (PSF LA ISLA, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea de evacuación a 220 kV), y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el Real Decreto 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, e indica que dicha Área de Industria y Energía emitió sendos informes con fechas 18 de diciembre de 2017 y 1 de junio de 2018.

Asimismo, la propuesta indica que el proyecto de la instalación y su estudio de impacto ambiental han sido sometidos al procedimiento de evaluación de

impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, para que formule una declaración de impacto ambiental si lo considera oportuno⁵.

También se informa en la Propuesta que REE emitió el ICCTC con fecha 18 de enero de 2018 y, con fecha 30 de enero 2018, el IVCTC, informes relativos a la solicitud para la conexión del parque fotovoltaico en la subestación de Don Rodrigo 220 kV, propiedad de REE, que se encuentra incluida en el documento acordado por el Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre. Además, se indica que la infraestructura de evacuación que está dentro del ámbito de la autorización se limita a la subestación eléctrica 30/220 kV y a la línea aérea a 220 kV que conecta con el centro de seccionamiento, previo a la subestación de Don Rodrigo 220 kV, ya que esta última infraestructura para la evacuación de energía eléctrica es común de varios parques fotovoltaicos hasta la red de transporte.

La Propuesta describe las principales características de la central: se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 182,5 MW; la subestación de transformación eléctrica a 30/220 kV contiene dos transformadores de 110 MVA; la línea aérea de evacuación a 220 kV tiene como origen la subestación transformadora a 30/220 kV de la instalación fotovoltaica, discurriendo su trazado hasta el centro de seccionamiento; es una línea de corriente alterna trifásica con un circuito y de unos 1.200 metros de longitud.

La Propuesta determina que la autorización del centro de seccionamiento y la infraestructura para la evacuación de energía eléctrica común de varios parques fotovoltaicos hasta la red de transporte no está dentro del ámbito de la actual autorización, ya que el objeto de ésta es la construcción de una instalación fotovoltaica para la generación de energía eléctrica y la evacuación de dicha energía generada a la red.

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

Visto todo lo anterior, se propone otorgar a NOVASOL la autorización administrativa previa para la ISF LA ISLA, la subestación y la línea aérea de

⁵ La Propuesta no ha incluido la Resolución de 25 de julio de 2018 de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del MITECO por la que se ha formulado DIA favorable a la realización del proyecto, siempre y cuando se realice en la alternativa y condiciones señaladas en el análisis técnico desarrollado, y se apliquen las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante el proceso de evaluación de impacto ambiental. Tampoco se ha incorporado a la Propuesta la Resolución de 24 de agosto de 2018 de la Delegación Territorial de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio en Sevilla que otorga AAU para la PSF LA ISLA (subestación La Isla y línea de evacuación incluidas), promovida por NOVASOL, conforme a las características definidas en el Estudio de Impacto Ambiental presentado.

evacuación, con las características definidas en el “Proyecto básico Planta solar fotovoltaica La Isla (182,5 MWp), subestación La Isla (30/220 kV) y línea de interconexión (220 kV)”, de agosto de 2017.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

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

El generador fotovoltaico previsto estará formado por 535.920 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino capaces de entregar una potencia de 340 W cada uno de ellos en condiciones estándar y con una eficiencia de alrededor del 16 %, fijados a una estructura móvil con una inclinación variable de los módulos, siendo la potencia pico de la instalación 182,5 MWp.

La operación de los inversores será totalmente automatizada. Una vez que el generador fotovoltaico genera la potencia suficiente para excitar al inversor, arranca y la electrónica de control comienza con la conversión de corriente continua a corriente alterna. Por el contrario, cuando la potencia de entrada baja por debajo del punto de excitación del inversor para la conexión, dejará de trabajar. La energía que consume la electrónica procederá del generador fotovoltaico, y por la noche el equipo sólo consumirá una pequeña cantidad de energía procedente de la red de suministro. El bloque del inversor tendrá un rendimiento de 98,5%. Se elegirá un inversor que trabaje a tensiones elevadas con el fin de reducir las pérdidas en el cableado de baja tensión (siendo el máximo 1.500 V en corriente continua).

En cuanto a la estructura soporte, en el caso de la PSF LA ISLA, se plantea el montaje de una estructura con seguimiento solar de un eje orientado norte-sur, con filas independientes, que eliminan los corredores especiales de la barra de conexión central, proporcionan un rango de seguimiento de $\pm 55^\circ$ y pueden configurarse para una potencia requerida con un mayor potencial de rendimiento.

Para calcular el rendimiento de la instalación se ha utilizado la herramienta de cálculo para instalaciones fotovoltaicas 'PVSYST V6.62', que utiliza el método de cálculo del Joint Research Centre⁶. Las estimaciones de producción de energía realizadas han arrojado un resultado de 319.041 MWh/año y un factor de rendimiento del 82,65%.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto hace referencia a un listado exhaustivo de legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales, con las modificaciones de la Ley 54/2003 de 12 de diciembre; el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción; el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; 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; el Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos; el Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión; y normativa europea que habrán de cumplir las instalaciones —Normativa Europea EN, la Normativa CENELEC, las Normas UNE y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—.

Según se especifica en el Proyecto, todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por un laboratorio reconocido, lo cual se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente —Certificados según las normas: IEC 61.215 (Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación) y IEC 61.730 (Cualificación de la seguridad eléctrica de los módulos)—, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

⁶ Centro Común de Investigación, es una Dirección General de la Comisión Europea que proporciona asesoramiento científico y técnico a la Comisión Europea y a los estados miembros de la Unión Europea para la concepción, desarrollo, implementación y seguimiento de sus políticas.

Los módulos estarán conectados en serie mediante terminales tipo MultiContact o similar, que incorporan los propios módulos fotovoltaicos en sus cajas de conexiones, de manera que se facilita la instalación y se aseguran la durabilidad y seguridad de las conexiones.

Los inversores cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

Se instalarán todos los equipos necesarios de servicios auxiliares, medida, control y protecciones para el correcto funcionamiento de la instalación. Desde el cuadro principal de corriente alterna se alimenta a los equipos rectificador-batería que constituyen las fuentes autónomas que dan seguridad funcional a la subestación eléctrica. Además, en el edificio de control se instalarán los equipos de telecomunicaciones que se utilizarán para proporcionar los servicios requeridos para el correcto funcionamiento de la subestación.

La planta fotovoltaica contará con un cierre o vallado perimetral con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la planta y un sistema de vigilancia perimetral que dote de seguridad al parque protegiendo su interior ante cualquier intrusión que se pueda producir y reaccionar ante este evento de manera automática, activando los diferentes dispositivos conectados.

El sistema de seguridad está compuesto básicamente por equipos de detección perimetral (cámaras térmicas de detección de movimiento), un equipo de grabación y transmisión de video y un sistema de control de acceso.

Por lo que respecta a la línea eléctrica de evacuación, cada apoyo dispondrá de una conexión rígida y permanente a tierra, conexión que deberá resistir la corrosión, los esfuerzos mecánicos y la corriente de falta⁷ más elevada; asimismo garantizará la seguridad de la instalación y de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra. El Proyecto también establece las distancias mínimas de seguridad para evitar descargas (Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido: 1,70 metros; Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido: 2 metros).

El conjunto de la instalación, es decir, tanto la PSF como la subestación y los elementos a instalar en el interior e inmediaciones de los centros de transformación, entradas y salidas de conductores, celdas de protección, equipos de protección, sus materiales y forma de instalación cumplirán lo establecido en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y en todas sus instrucciones y normas adyacentes a las que pudiera hacer

⁷ Corriente que circula hacia tierra como consecuencia de un defecto del aislamiento.

referencia así como otra normativa técnica de aplicación (los mencionados Reales Decretos 223/2008 y 337/2014, entre otros).

Por otra parte, indicar que el Proyecto no incluye el “Estudio de Seguridad y Salud”—si bien el concepto ‘Seguridad y Salud’ sí ha sido considerado en el Presupuesto—, ni tampoco hace una descripción específica del sistema de protección contra incendios.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

En escrito de fecha 15 de junio de 2017, REE, en su calidad de Operador del Sistema Eléctrico y Gestor de la Red de Transporte, actualiza la contestación a SUNSHINE LATIN GMBH & Co. KG (en adelante SUNSHINE), promotor del Parque Solar Fotovoltaico Don Rodrigo (PSF DON RODRIGO) que, en su calidad de Interlocutor Único de Nudo (IUN) solicitó, con fecha 26 de mayo de 2017, actualización coordinada de acceso a la red de transporte en la subestación Don Rodrigo 220 kV como consecuencia de la incorporación de las nuevas plantas fotovoltaicas Cerrado Cabrera, El Primo Alemán, Hazas de las Sesenta, Los González y La Isla, plantas a las que este escrito de REE otorga permiso de acceso.

El escrito indica que, según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación Don Rodrigo 220 kV a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación —posición de línea de 220 kV perteneciente a las instalaciones de conexión no transporte—. REE recuerda que, si bien la ampliación para la evacuación de generación renovable de la subestación mencionada se encuentra incluida en la Planificación 2015-2020⁸, esta actuación sólo se consolida tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del CTA.

REE 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.12.1⁹, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁰ 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 vigente⁸ denominada horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyen que, para el actual nudo de Don

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

⁹ 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).

¹⁰ 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):

$$MWins_{EÓLICA} \leq 1,25 * MWprod$$
$$MWins_{NO EÓLICA} + (0,8/1,25) * MWins_{EÓLICA} \leq MWprod$$

Rodrigo 220 kV y aplicando la limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito, el ámbito nodal permite una capacidad técnica de conexión de 565 MW de potencia nominal para evacuación de generación no eólica no gestionable, por lo que la evacuación del contingente de generación previsto se considera técnicamente viable¹¹.

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 Don Rodrigo 220 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 crítico de cada parque, y, 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 Don Rodrigo 220 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del Real Decreto 1955/2000, no existe reserva de capacidad en red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción de generación renovable en la zona, consecuencia de los planes de instalación de generación que se pudieran llevar a cabo.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función 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,

¹¹ No obstante, REE indica que, con la red de transporte actual y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores que las presentadas, pudiendo darse restricciones significativas de producción en la operación en tiempo real para preservar la seguridad del sistema.

será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Por otra parte, mediante escrito de REE de fecha 30 de enero de 2018, se adjunta el ICCTC y el IVCTC actualizados, relativos a la solicitud de conexión coordinada en la actual subestación Don Rodrigo 220 kV realizada por SUNSHINE LATIN GMBH & Co. KG, en su calidad de IUN, para las instalaciones de generación citadas anteriormente —entre las que se encuentra la PSF LA ISLA—, cuyo acceso y conexión a la red de transporte se considera aceptable con las consideraciones indicadas. Dicho escrito supone el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para la autorización administrativa de las instalaciones generadoras que incluye, según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013.

No obstante, REE recuerda que la culminación del procedimiento de conexión es el CTA a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, por lo que, tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de las instalaciones de generación y evacuación, coincidentes con la información remitida a REE, deberán proceder a la firma de dicho CTA según lo establecido en el RD 1955/2000.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.1.

Mediante escrito de REE de fecha 22 de mayo de 2018, que actualiza al anterior, se indica que la conexión de las instalaciones incluidas en dicho procedimiento de acceso y conexión al nudo Don Rodrigo 220 kV se realizará en dos fases:

- Fase 1 de conexión: Incorporará la PSF DON RODRIGO que cuenta con permisos de acceso y conexión previos y que este último escrito actualiza manteniendo su vigencia.
- Fase 2 de conexión: incorporará toda la generación fotovoltaica prevista por un contingente total de 530,6 MW de potencia instalada (465 MW nominales) de generación renovable (IGRE), que no cuenta en la fecha del escrito —22 de mayo de 2018— con Autorización Administrativa, y que introduce una nueva configuración de conexión en el nudo y modifica la instalación de enlace prevista en la Fase 1.

El resto del escrito ratifica lo ya expresado en los anteriores, los cuales actualiza, y en los que se consideraba viable el acceso y conexión de las instalaciones en el nudo Don Rodrigo 220 kV con las consideraciones y condicionantes expuestos, así como considera válidos los ICCTC y IVCTC remitidos tanto para la instalación de la Fase 1 como para las instalaciones de la Fase 2. Asimismo, recuerda que para culminar el procedimiento de conexión deberán proceder a la firma del CTA las instalaciones correspondientes a la Fase 2, y, en el caso de la

instalación de la Fase 1, PSF DON RODRIGO, formalizar adenda al CTA firmado en su día.

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

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

La Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental¹², a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental del MAPAMA, ha formulado, mediante Resolución de fecha 25 de julio de 2018, DIA favorable a la realización del proyecto PSF LA ISLA de 182,5 MWp, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra (Sevilla), por quedar adecuadamente protegido el medio ambiente y los recursos naturales, siempre y cuando se realice en la denominada 'alternativa 1'¹³, con las condiciones señaladas en la propia Resolución que resultan del análisis técnico realizado durante la evaluación de impacto ambiental practicada.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta solar, subestación 30/220 kV y línea aérea de evacuación (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje, del patrimonio cultural, 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 el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en la propia DIA, de forma diferenciada para las fases de construcción y de explotación. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado.

¹² El Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica, establece en su artículo 7.1.c) que corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de los proyectos de competencia estatal.

¹³ El estudio de impacto ambiental ha determinado que la alternativa 1, tanto para la planta como para la línea eléctrica de evacuación, es la más favorable desde el punto de vista ambiental, territorial y técnico-económico, debido fundamentalmente a la longitud de la línea de evacuación y al número reducido de apoyos que habría que realizar. Además, frente a las alternativas 2 y 3 presenta un impacto paisajístico «bajo» y no hay ningún espacio natural protegido cercano a la misma, como sí ocurre en el caso de la alternativa 2. Por último, frente a la alternativa 3, no se ubica ninguna Zona Importantes para las Aves Esteparias (ZIAE), ni existe ningún Plan de Conservación y Recuperación de especies amenazadas.

Posteriormente, la Delegación Territorial de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio en Sevilla emitió Resolución de 24 de agosto de 2018, por la que se otorga AAU para para el Proyecto objeto del presente Acuerdo, cuyo promotor es NOVASOL. En dicha Autorización se incluye un exhaustivo detalle en cuanto a las condiciones de funcionamiento de la planta, tanto en la fase de obras como en la de explotación, a efectos de la verificación de valores tras la puesta en marcha de la actividad y en relación con la protección de los hábitats, flora y fauna. También se incluyen las condiciones de cierre, clausura y desmantelamiento de la instalación, se detalla el “Plan de Vigilancia Ambiental” y las medidas correctoras a aplicar para que la construcción de la PSF resulte viable, así como un condicionado para autorizar la ocupación temporal de las vías pecuarias y sobre el tránsito de vehículos y maquinaria por las mismas (*«Pliego de condiciones técnicas y administrativas que habrá que regir en la ocupación temporal autorizada de las vías pecuarias denominadas “Cañada de Matalageme” y “Cordel del Gallego», para el proyecto de Planta Solar Fotovoltaica “La Isla”, subestación y línea eléctrica en el municipio de Alcalá de Guadaíra (Sevilla)»* y *«Resolución de la Delegación Territorial de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio en Sevilla por la que se autoriza a Novasol Invest La Isla S.L. al tránsito de vehículos y maquinaria por el camino que discurre por el interior de la vía pecuaria “Cañada de los Palacios» para el acceso durante las obras de la Planta Solar Fotovoltaica “La Isla”, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra, provincia de Sevilla»*), así como un condicionado relativo a la separata forestal. El Anexo II a este acuerdo también se detalla el contenido de esta AAU.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La planta solar fotovoltaica estará distribuida en cinco áreas o parcelas, que cuentan con una superficie total de 402,7 hectáreas, de las que 380,8 estarán ocupadas por todas las instalaciones que componen la planta solar. Las actuaciones proyectadas se ubicarán en la Provincia de Sevilla, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra, entre las localidades de Los Palacios y Villafranca (a 6 km), Dos Hermanas (a 2,8 km) y Utrera (a 7 km). En concreto, la planta solar fotovoltaica se localiza al sureste del núcleo urbano de Dos Hermanas, en un entorno agrícola de escaso relieve, y en distintas parcelas, conocidas como Almenara, Chaparra, Chamorro y Verdiales, con sus respectivas referencias catastrales, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra ambas (parcelas 4, 5, 6 y 24 del polígono 27 y parcelas 1, 2, 3, 4, 10, 19, 22, 36 y 37 del polígono 29).

La subestación eléctrica transformadora a 30/220 kV asociada a la planta solar se localiza en el extremo este, dentro de los terrenos destinados a la planta fotovoltaica, en concreto en el interior de la parcela 6 del polígono 27 del término municipal de Alcalá de Guadaíra

La línea eléctrica de evacuación, con una longitud de unos 1.230 metros, conecta la subestación transformadora de la planta solar con la subestación de seccionamiento, que se ubicará en el polígono 27 del término municipal de Alcalá

de Guadaíra (parcelas 2 y 7), afectando parcialmente a las parcelas de La Pintada y Bujadillos.

La planta se divide en cinco recintos vallados independientes, delimitados por la vía ferroviaria de la línea C1 de cercanías Sevilla de Renfe, la carretera provincial SE-426 y la Cañada de Matalageme. Los accesos a dichos recintos se realizarán desde la Cañada de Matalageme (accesos 1, 2, 6, 7 y 8) y desde la carretera SE-426 (acceso 3, 4 y 5)

Las parcelas donde se ubicará la planta son cruzadas por el oleoducto Coria-Arahal y por el gasoducto Huelva-Sevilla. La carretera SE-426, divide la planta en dos partes en su zona central. Asimismo, en el entorno del proyecto se encuentran otras vías de comunicación (A-376 a 1,2 km al noreste de la planta y A-8029 a un kilómetro al sur de la misma), la vía férrea Sevilla-Cádiz que discurre y atraviesa la planta en su porción noreste, el Centro Integral de Residuos Sólidos Urbanos Montemarta-Cónica, colindante con la parcela 10 del polígono 29 de la planta solar, la subestación eléctrica de Don Rodrigo de 150 MW —que cuenta con Resolución de Declaración de Impacto Ambiental favorable de fecha 3 de julio de 2015— y las diferentes líneas eléctricas que discurren hacia ella.

La ocupación de la planta e infraestructuras de evacuación se refleja en la siguiente tabla:

Superficie total de la planta	402,7 hectáreas
Superficie total ocupada por los módulos	276,5 hectáreas
Longitud de viales interiores	15.670 metros
Longitud de vallado perimetral	21.580 metros
Superficie ocupada por la SET	4.425 m ²
Longitud de la línea	1,23 kilómetros
Número aproximado de apoyos de la línea	5
Accesos a la planta	8

La ubicación del proyecto se define como suelo no urbanizable de especial protección por planificación territorial y urbanística. Está localizada en la cuenca hidrográfica del Guadalquivir. La red de arroyos más próximos a la ubicación seleccionada para la instalación la componen el arroyo de San Juan, que bordea por el noroeste la mitad norte de la planta y al que vierten varios afluentes que discurren entre diversas parcelas de los polígonos 27 y 29,

La mayoría de parcelas donde se ubica el proyecto se dedican al cultivo agrícola de herbáceos en secano, suponiendo una superficie 350,15 hectáreas del total de la superficie ocupada por la planta solar.

El proyecto no coincide con espacios naturales protegidos. Los espacios de la Red Natura 2000 más próximos son la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) Brazo del Este a 12,5 kilómetros de distancia, la Zona de Especial Conservación (ZEC) Bajo Guadalquivir a 14 kilómetros y la ZEC Río Guadaíra a 20 kilómetros de distancia.

Por otra parte, en la ubicación de la planta solar se localizan cinco bienes inmuebles de naturaleza arqueológica, los cuales son Matajame, Hacienda Almenara, Cortijo La Chaparra, Hacienda Pintada I y Hacienda Pintada II.

Asimismo, tanto en la localización de la planta solar fotovoltaica como de la línea de evacuación se ubican cuatro vías pecuarias: la cañada de Matalageme, que atraviesa la planta en dirección noreste-suroeste a lo largo de 4,45 kilómetros, partiendo de la carretera provincial SE-426 en dirección suroeste; la colada Pelay-Correa cruza la planta 430 metros por una de las parcelas centrales; el cordel del Gallego, discurre fuera del área de la planta solar, pero es cruzado por la línea de evacuación planteada para la instalación fotovoltaica; y la cañada de Los Palacios, que se sitúa fuera del área de la planta solar, pero limita 815 metros con la parcela situada más al sur de la misma.

Por otra parte, en los informes del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Sevilla, de fechas 18 de diciembre de 2017 y 1 de junio de 2018, se indica que el Ayuntamiento de Alcalá de Guadaíra, en contestación de fecha 7 de diciembre de 2017, considera viable urbanísticamente el emplazamiento propuesto.

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 Anteproyecto”.

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 Proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

NOVASOL es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 23 de junio de 2009, cuyo único socio fundador fue NOVASOL INVEST, S.L. (sociedad constituida el 29 de septiembre de 2008 con análogo objeto social al de la que ahora se constituye), y regida, según se indica en las mencionadas escrituras, por la Ley de Sociedades de

Responsabilidad Limitada¹⁴, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos, el artículo 3 de los cuales define su objeto social, entre otros, como «*estudios, redacción y dirección de proyectos, instalaciones, montaje, reparación, restauración, comercialización, conservación y mantenimiento de todo tipo de instalaciones eléctricas en general, telecomunicaciones e instalaciones de radioeléctricas de televisión, electrónicas, de seguridad, informáticas, de fontanería, contraincendio, frigoríficas, de frío, calor, de acondicionamiento de aire y climatización, gas, de aparatos elevadores de cualquier clase y tipo, e instalaciones mecánicas en general y cualquier instalación complementaria para todo tipo de obras en general, por cuenta propia o ajena, incluso con las Administraciones Públicas*», actividades que podrá desarrollar la propia Sociedad, de modo indirecto, total o parcialmente, mediante la participación en otras sociedades con objeto idéntico o análogo.

El socio único y fundador de NOVASOL, NOVASOL INVEST, S.L. (en adelante NOVASOL INVEST), según consta en la escritura de fecha 16 de mayo de 2017, decidió, vista la situación patrimonial de la Sociedad, realizar una ampliación de capital de la misma mediante compensación de créditos, siendo asignadas y suscritas las nuevas participaciones representativas de dicho aumento de capital por PRODIEL PROYECTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, S.L. (en adelante PRODIEL), en pago de los créditos que había concedido a NOVASOL y que de esta forma quedan extinguidos y canceladas sus garantías. PRODIEL es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo la denominación de NOVAMPER, S.L. mediante escritura de fecha 23 de noviembre de 2007, siendo su objeto social análogo al de NOVASOL. Por tanto, y a partir de ese momento, NOVASOL contará con dos socios con muy diferente participación en su capital: PRODIEL es titular de las participaciones que representan el 94,27% del capital social, mientras que NOVASOL INVEST dispone de las participaciones que representan el 5,73% de dicho capital.

Mediante escritura de fecha 2 de noviembre de 2017 se eleva a publico el contrato de compraventa de participaciones por el que LOTAPERA, S.L.U. ha comprado a PRODIEL y a NOVASOL INVEST las participaciones sociales que constituyen la totalidad del capital social de NOVASOL.

LOTAPERA, S.L.U. (en adelante LOTAPERA) es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida el 22 de noviembre de 2016, cuyo único socio fundador fue MEDITERRANEAN SEARCH, S.L.U. (Sociedad a su vez constituida el 20 de noviembre de 1990 bajo la denominación de MEDITERRANEAN TRUST, S.L. que cambió su denominación por la actual según escritura de fecha 7 de noviembre de 2005), regida por la TRLSC, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social, entre otros, como «*la compra, venta, alquiler, parcelación y urbanización de solares, terrenos y fincas de cualquier naturaleza, pudiendo proceder a la edificación de los mismos y a su*

¹⁴ Actualmente TRLSC, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, que derogó, entre otras, la anterior Ley 2/1995, de 23 de marzo, de Sociedades de Responsabilidad Limitada.

enajenación, íntegramente, en forma parcial o en régimen de propiedad horizontal; la compra, suscripción, permuta y venta de valores mobiliarios nacionales y extranjeros, acciones y participaciones sociales, por cuenta propia y sin actividad de intermediación», actividades que podrá desarrollar la propia Sociedad, total o parcialmente, de modo directo o indirecto, mediante la titularidad de acciones y/o participaciones en sociedades u otro tipo de entidades, con o sin personalidad jurídica, residentes en España o en el extranjero, con objeto idéntico o análogo.

Mediante escritura 5 de mayo de 2017 se elevan a públicos los acuerdos sociales de la misma fecha en los que, entre otras cuestiones, se amplía el objeto social de LOTAPERA y, por consiguiente, se modifica el artículo 2 de los estatutos sociales, incluyendo un nuevo apartado en el que se indica que también será objeto de la Sociedad *«fabricar y distribuir productos de energía solar y fotovoltaica y desarrollar proyectos solares»*, matizando, además que *«la Sociedad podrá desarrollar las actividades integrantes del objeto social, especificadas en el/los párrafo/s anterior/es, total o parcialmente, de modo directo o mediante la titularidad de acciones y/o participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo»*.

Mediante escritura de la misma fecha MEDITERRANEAN SEARCH, S.L.U., como titular en pleno dominio de las participaciones representativas de la totalidad del capital social de LOTAPERA, vende a JINKOSOLAR INTERNATIONAL DEVELOPMENT LIMITED (en adelante JINKOSOLAR) el total de las mismas, de forma que JINKOSOLAR compra y adquiere el pleno dominio de las 3.500 participaciones sociales correspondientes. La mencionada escritura reconoce a JINKOSOLAR como una sociedad válidamente constituida y existente con arreglo a las leyes vigentes en Hong Kong (China) e inscrita en el Registro Mercantil sito en dicha ciudad.

Mediante escritura de fecha 18 de diciembre de 2017 se eleva a pública la certificación liberada por el administrador único de LOTAPERA, de fecha 4 de diciembre de 2017, declarando el cambio de socio único, dejando de ser la sociedad mercantil JINKOSOLAR para pasar a ser JINKO POWER (HK) COMPANY LIMITED (en adelante JINKO POWER), sociedad debidamente constituida y existente de conformidad con las leyes vigentes en Hong Kong, con domicilio social en dicha ciudad e inscrita en su Registro Mercantil, según consta en dicha certificación. Previamente, con fecha 24 de octubre de 2017, JINKOSOLAR y JINKO POWER firmaron un acuerdo de compra-venta de la totalidad de las participaciones sociales de LOTAPERA.

Por tanto, en la actualidad, NOVASOL tiene por socio único a LOTAPERA, sociedad que, a su vez, se encuentra participada en un 100% por JINKO POWER, sociedad de nacionalidad china perteneciente al Grupo JINKO POWER cuya matriz es la sociedad Jinko Power Technology Co., Ltd.

En definitiva, NOVASOL 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.

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

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

Como se ha expuesto, aunque NOVASOL fue constituida el 23 de junio de 2009 con el objeto social, entre otros, de realizar estudios y proyectos, instalaciones, montaje, reparación, restauración, comercialización, conservación y mantenimiento de todo tipo de instalaciones eléctricas, en la actualidad no ostenta la titularidad de ninguna instalación de producción de energía eléctrica¹⁵. Como ya se ha indicado, el socio único de NOVASOL, LOTAPERA, es una sociedad que se encuentra participada en un 100% por JINKO POWER, sociedad perteneciente al Grupo JINKO POWER. Por tanto, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio y el grupo empresarial al que pertenece el que acredite su capacidad técnica.

Jinko Power Technology Co., Ltd., matriz del Grupo JINKO POWER, fue creada en julio 2011, y ha desarrollado sus proyectos inicialmente en el mercado chino, habiendo alcanzado en el año 2017 una capacidad instalada total de 2.816 MW, de los cuales son propiedad de JINKO POWER 2.639 MW. Posteriormente el Grupo amplía su actividad al resto del mundo con proyectos en construcción en México, Argentina y Abu Dabi por un total de 1.520 MW — 578 MW son propiedad de JINKO POWER—, destacando el proyecto de Abu Dabi “Sweihaan” con una potencia total de 1.177 MW, que es el mayor proyecto fotovoltaico del mundo y en el que JINKO POWER tiene un 20% de participación. En total el Grupo cuenta con 4.326 MW de capacidad instalada — 3.217 MW propiedad de JINKO POWER—.

¹⁵ En los años 2013 y 2014 sí tuvo la titularidad de alguna instalación fotovoltaica.

El Grupo también cuenta con experiencia en labores de operación y mantenimiento de las plantas fotovoltaicas, en concreto en 2.577 MW, así como en el desarrollo de proyectos EPC (*Engineering, Procurement, Construction*; es decir, desarrollo de un proyecto 'llave en mano' que comprende ingeniería y diseño, adquisición de equipos y materiales y ejecución de obra) en 354 MW.

El detalle de los proyectos llevados a cabo por el Grupo JINKO POWER desde el comienzo de su actividad y con una potencia instalada de 3 MW o más, son los siguientes:

Proyectos ≥ 3 MW	Capacidad instalada (MW)			Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
	Total MW	% Jinko	MW Jinko			
DeLingha phase 1	10	88,7%	9	Montado en tierra	Qing Hai Province	dic/2011
DeLingha phase 2	20	88,7%	18	Montado en tierra	Qing Hai Province	ene/2013
LongChang	20	100,0%	20	Montado en tierra	Gan Su Province	feb/2013
JinChang	200	28,0%	56	Montado en tierra	Gan Su Province	ago/2013
GongHe	10	100,0%	10	Montado en tierra	Qing Hai Province	sep/2013
ShaYa phase 1	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	oct/2013
ShaYa phase 2	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	dic/2013
Alaer phase 1	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	dic/2013
WuSu	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	dic/2013
BoHu	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	dic/2013
ErLongshan	15	100,0%	15	Montado en tierra	Jiang Su Province	may/2014
SongShan	24	100,0%	24	Montado en tierra	Jiang Su Province	jun/2014
XiangShui	100	100,0%	100	Montado en tierra	Jiang Su Province	sep/2014
AZuoqi	40	86,7%	35	Montado en tierra	Nei Menggu Province	dic/2014
DengKou	50	86,7%	43	Montado en tierra	Nei Menggu Province	dic/2014
TuYouqi	60	86,7%	52	Montado en tierra	Nei Menggu Province	dic/2014
HengFeng	50	100,0%	50	Montado en tierra	Jiang Xi Province	feb/2015
FeiChengtianchen	20	100,0%	20	Montado en tierra	Shan Dong Province	mar/2015
Alaer phase 2	30	100,0%	30	Montado en tierra	Xin Jiang Province	mar/2015
ShiZuishan	10	100,0%	10	Montado en tierra	Ning Xia Province	abr/2015
YaTedianqi phase 2	4	100,0%	4	Sobre cubierta	Zhe Jiang Province	may/2015
JianDe	20	100,0%	20	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	jun/2015
ChaBei	20	100,0%	20	Montado en tierra	He Bei Province	jun/2015
Atushi	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	jun/2015
ShuFu	20	100,0%	20	Montado en tierra	Xin Jiang Province	jun/2015
YuanHuachangxiaocun	5	100,0%	5	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	ago/2015
YuanHuahongxincun	6	100,0%	6	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	sep/2015
HeBi	20	100,0%	20	Montado en tierra	He Nan Province	sep/2015
QinJiang	20	100,0%	20	Montado en tierra	Jiang Xi Province	sep/2015
Dongxiang	20	100,0%	20	Montado en tierra	Jiang Xi Province	sep/2015
LingWu	50	100,0%	50	Montado en tierra	Ning Xia Province	sep/2015

Puyang	20	100,0%	20	Montado en tierra	He Nan Province	dic/2015
HeNeng phase 1	10	100,0%	10	Montado en tierra	Shan Dong Province	dic/2015
LangXi phase 1	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	dic/2015
JinYun	20	100,0%	20	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	dic/2015
AnJi	13	100,0%	13	Sobre cubierta	Zhe Jiang Province	dic/2015
YuHuan phase 1	80	100,0%	80	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	dic/2015
LuJiangshagangcun	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	abr/2016
LuJiangshenglicun	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	may/2016
PoYangraofeng	120	100,0%	120	Montado en tierra	Jiang Xi Province	may/2016
PoYangzhegang	60	100,0%	60	Montado en tierra	Jiang Xi Province	jun/2016
FuZhou	19	100,0%	19	Montado en tierra	Jiang Xi Province	jun/2016
ShangYouyingqian	30	100,0%	30	Montado en tierra	Jiang Xi Province	jun/2016
YuZhou	20	100,0%	20	Montado en tierra	He Nan Province	jun/2016
DaTong	50	100,0%	50	Montado en tierra	Shan Xi Province	jun/2016
HongAn	50	100,0%	50	Montado en tierra	Hu Bei Province	jun/2016
JiaXian	12	100,0%	12	Montado en tierra	He Nan Province	ago/2016
BinHai	10	100,0%	10	Montado en tierra	Jiang Su Province	ago/2016
ShangRaoqianshan	50	100,0%	50	Montado en tierra	Jiang Xi Province	ago/2016
NanYang	8	100,0%	8	Montado en tierra	He Nan Province	sep/2016
LuJiangbalicun	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	nov/2016
YuHuan phase 2	120	100,0%	120	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	dic/2016
XuWenlongtang	40	100,0%	40	Montado en tierra	Guang Dong Province	judic/2016
BoZhou	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	dic/2016
Jinkosolar factory	6	100,0%	6	Sobre cubierta	Zhe Jiang Province	dic/2016
SuZhou	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	dic/2016
RuiChang	30	100,0%	30	Montado en tierra	Jiang Xi Province	dic/2016
DaRunda	6	100,0%	6	Sobre cubierta	He Bei Province	dic/2016
XuZhoujindicheye	18	100,0%	18	Sobre cubierta	Jiang Su Province	dic/2016
CaoFeidian	18	100,0%	18	Sobre cubierta	He Bei Province	dic/2016
YiXing	35	100,0%	35	Montado en tierra	Jiang Su Province	ene/2017
ChenZhoujiahe	20	100,0%	20	Montado en tierra	Hu Nan Province	ene/2017
MeiZhou	20	100,0%	20	Montado en tierra	Guang Dong Province	ene/2017
ChangFeng	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	ene/2017
YuZhoushaolou	30	100,0%	30	Montado en tierra	He Nan Province	febe/2017
AnLu	20	100,0%	20	Montado en tierra	Hu Bei Province	feb/2017
DaWu	20	100,0%	20	Montado en tierra	Hu Bei Province	feb/2017
AnJihenglinyiye	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Zhe Jiang Province	mar/2017
LinXiang	20	100,0%	20	Montado en tierra	Hu Nan Province	mar/2017
HuoQiu	20	100,0%	20	Montado en tierra	An Hui Province	mar/2017
SiHongjingjikaifaqu	9	100,0%	9	Sobre cubierta	Jiang Su Province	mar/2017
HaiTonghaianmeile	9	100,0%	9	Sobre cubierta	Jiang Su Province	mar/2017
LiaoChengyanggudianlan	8	100,0%	8	Sobre cubierta	Shan Dong Province	mar/2017
ZiBo	20	100,0%	20	Montado en tierra	Shan Dong Province	abr/2017
QuZhou	20	100,0%	20	Montado en tierra	He Bei Province	abr/2017

LanXi	20	100,0%	20	Montado en tierra	Zhe Jiang Province	abr/2017
DongYinghuasheng	6	100,0%	6	Sobre cubierta	Shan Dong Province	abr/2017
ChuZhoutiankang	4	100,0%	4	Sobre cubierta	An Hui Province	may/2017
HeFeiTCLdianqi	5	100,0%	5	Sobre cubierta	An Hui Province	may/2017
JiangYinfaersheng	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Jiang Su Province	may/2017
WuHujiruizhonggong	8	100,0%	8	Sobre cubierta	An Hui Province	may/2017
XinXiangxinnengyuanqiche	15	100,0%	15	Sobre cubierta	He Nan Province	may/2017
QingDaojiaozhoumingzhug a nggou	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Shan Dong Province	may/2017
JieShengda	3	100,0%	3	Sobre cubierta	He Nan Province	jun/2017
BoZhoubaiheshi	5	100,0%	5	Sobre cubierta	An Hui Province	jun/2017
JiuJiang	30	100,0%	30	Montado en tierra	Jiang Xi Province	jun/2017
BinHaizhongbiao phase 1	6	100,0%	6	Montado en tierra	Jiang Su Province	jun/2017
YangJiang	20	100,0%	20	Montado en tierra	Guang Dong Province	jun/2017
YiYang	20	100,0%	20	Montado en tierra	Hu Nan Province	jun/2017
LeiZhou	60	100,0%	60	Montado en tierra	Guang Dong Province	jun/2017
ChengMai	20	100,0%	20	Montado en tierra	Hai Nan Province	jun/2017
NanYangzengbu	6	100,0%	6	Montado en tierra	He Nan Province	jun/2017
ZhangQiudongfenggongyey uan	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
TangshanHuidaweiyu	7	100,0%	7	Sobre cubierta	He Bei Province	jun/2017
YiWuguojiangshangmaocheng	20	100,0%	20	Sobre cubierta	Zhe Jiang Province	jun/2017
JunLijiancaishichang	10	100,0%	10	Sobre cubierta	Tian Jin Province	jun/2017
JinShanhailiangshipin	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Shang Hai Province	jun/2017
XiangXuehai	16	100,0%	16	Sobre cubierta	He Nan Province	jun/2017
YangZhoupuluosi	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
LinHaibiaoma	9	100,0%	9	Sobre cubierta	Zhe Jiang Province	jun/2017
DeZhouluosailuodechanyey uan	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
AnyangYuanda	10	100,0%	10	Sobre cubierta	He Nan Province	jun/2017
MinQuanbingxiong	11	100,0%	11	Sobre cubierta	He Nan Province	jun/2017
QingDaohaidelijidongfangxi ongdi	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
ChuZhoumuchuchanyeyuan	9	100,0%	9	Sobre cubierta	An Hui Province	jun/2017
DongTaitongyong, gaozhongya	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
KenDiyamuye phase 1	4	100,0%	4	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
SuQianjiersenshiye	4	100,0%	4	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
FoShanyusheng	10	100,0%	10	Sobre cubierta	Guang Dong Province	jun/2017
ZongHenggaokedianlan	5	100,0%	5	Sobre cubierta	An Hui Province	jun/2017
YiChangxintongdianlan	20	100,0%	20	Sobre cubierta	Hu Bei Province	jun/2017
BengBubaodaoxinnengyua n qiche 1	6	100,0%	6	Sobre cubierta	An Hui Province	jun/2017
XinGemotuoch	10	100,0%	10	Sobre cubierta	He Nan Province	jun/2017
GuangZhouhuangchaojiasi	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Guang Dong Province	jun/2017
HandanAihuadianzi	3	100,0%	3	Sobre cubierta	He Bei Province	jun/2017
FuNingzhongyiqiche	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
JianHujianyangshiyouzhu an gbeichanyeyuan	12	100,0%	12	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017

XuZhoujinpengcheye	10	100,0%	10	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
YanChenghengli	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
XingHuadianzichanyeyuan	3	100,0%	3	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
DongYinghuanghesanjiaozh houwuliugang	6	100,0%	6	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
GaoMiyongfengjixie	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
CangZhourixinyilaguan	6	100,0%	6	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
WeiFanghuachuangjiqiren	20	100,0%	20	Sobre cubierta	Shan Dong Province	jun/2017
XiPingjinfengshiye	15	100,0%	15	Sobre cubierta	He Nan Province	jun/2017
KenDiyamuye phase 2	5	100,0%	5	Sobre cubierta	Jiang Su Province	jun/2017
Total Proyectos: 126	2.676		2.509			
Proyectos en China sobre cubierta<3MW: 121	130		130			
Total proyectos en China: 247	2.806		2.639			

En cuanto a los proyectos que el Grupo JINKO POWER tiene previsto poner en marcha en próximas fechas fuera de China, se encuentran los siguientes:

Proyecto	Capacidad instalada (MW)			Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
	Total MW	% Jinko	MW Jinko			
Las Viborillas	127	100,0%	127	Montado en tierra	México	jul/2018
Cuncunul	97	100,0%	97	Montado en tierra	México	dic/2018
San Ignacio	25	100,0%	25	Montado en tierra	México	jul/2018
San Juan	94	100,0%	94	Montado en tierra	Argentina	jul/2018
Sweihan	1.177	20,0%	235	Montado en tierra	Abu Dhabi	abr/2019
Total Proyectos: 5	1.520		578			

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel internacional como en España, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de su socio y del Grupo empresarial a que pertenece, 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 Básico para la PSF LA ISLA, de fecha 25 de agosto de 2017, adjuntado a la solicitud presentada en el MITECO, el presupuesto para la construcción de la PSF, a fecha de 7 de agosto de 2017, era de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Como ya se ha indicado anteriormente, NOVASOL es la sociedad constituida para desarrollar el proyecto de la PSF LA ISLA, participada al 100% por la sociedad LOTAPERA, participada asimismo por JINKO POWER, sociedad perteneciente al Grupo JINKO POWER.

NOVASOL, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.100 euros, dividido en 100 participaciones sociales de

31 euros de valor nominal cada una de ellas, suscritas en su totalidad por el único socio fundador.

Tras la decisión adoptada por su socio único el 10 de mayo de 2017, se realizó una ampliación de capital en 50.964 euros mediante la emisión de 1.644 nuevas participaciones sociales de 31 euros de valor nominal cada una de ellas asumidas por PRODIEL en compensación del crédito que ésta ostentaba a su favor frente al socio único, NOVASOL INVEST, que renuncia a su derecho de suscripción preferente capitalizándose la deuda que mantenía con PRODIEL mediante este acto.

Mediante escritura de fecha 2 de noviembre de 2017 se elevó a público el contrato de compraventa por el que NOVASOL INVEST y PRODIEL venden a LOTAPERAS las participaciones sociales que constituyen la totalidad del capital social de NOVASOL.

Las Cuentas Anuales Abreviadas de NOVASOL 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, tras la ampliación de capital realizada en noviembre de 2017, que ha supuesto que, el capital social de NOVASOL ascienda a 54.064 euros, y esté representado por 1.744 participaciones sociales de 31 euros de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas por su socio único LOTAPERAS.

Verificadas las Cuentas Anuales Abreviadas de esta Sociedad, LOTAPERAS, depositadas en el Registro Mercantil correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas presentadas en el Registro Mercantil por LOTAPERAS, se comprueba la existencia de patrimonio neto negativo y un evidente desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad a cierre de 2017, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes. La Sociedad, que fue constituida con un capital social de 3.500 euros representado por 3.500 participaciones indivisibles y acumulables de un euro de valor nominal cada una de ellas, 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, por lo que LOTAPERAS debería o bien haber realizado los movimientos necesarios en su capital social para evitar incurrir en dicha causa, o bien haber

sido disuelta. Dicha situación ha sido reconocida en la Memoria presentada por la Sociedad para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2017, donde afirma que *«La Sociedad se encuentra a 31 de diciembre de 2017 en los supuestos contemplados en los artículos 327 y 363 de la Ley de Sociedades de Capital. No obstante, se prevé que se realizará una ampliación de capital durante el ejercicio 2018 que restablecerá el equilibrio patrimonial de la compañía»*.

Vista y reconocida esta situación, el Socio único de LOTAPERA, mediante decisión de 17 de julio de 2018, ha realizado una aportación de 100.000 euros a LOTAPERA, reconocido no como un aumento de capital sino como una aportación no reintegrable del socio único —por lo que no constituye un ingreso, sino que se ha de registrar directamente en los Fondos propios de la Sociedad— con el objeto de restablecer el equilibrio patrimonial y reforzar la situación financiera de la compañía. Se ha verificado tanto el Acta donde consta dicha decisión del socio único como la fecha de la operación en la que se realiza dicha transferencia (24 de julio de 2018), por lo que en la actualidad se considera reestablecido el equilibrio patrimonial de LOTAPERA.

LOTAPERA, tras la operación de compraventa escriturada en fecha 5 de mayo de 2017, fue adquirida por la mercantil JINKOSOLAR, Sociedad que a su vez la transfiere a JINKO POWER —previo acuerdo de compra-venta de fecha 24 de octubre de 2017 entre JINKOSOLAR y JINKO POWER y escritura de cambio de socio único de LOTAPERA a JINKO POWER de fecha 18 de diciembre de 2017—.

Por tanto, en la actualidad, NOVASOL cuenta con un Socio Único, LOTAPERA, Sociedad participada en un 100% por JINKO POWER, sociedad perteneciente al Grupo JINKO POWER. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de NOVASOL en función de los resultados del Grupo JINKO POWER y la matriz del mismo, Jinko Power Technology Co., Ltd., al que, finalmente, pertenece.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo JINKO POWER correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, según Informe de Auditoría de fecha 31 de marzo de 2018, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2017, el Grupo JINKO POWER cuenta con un patrimonio neto equilibrado, siendo su Capital Social de 2.000.000.000 Yuanes dividido en 2.000.000.000 de acciones de un Yuan de valor nominal cada una.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, NOVASOL, pertenece a un Grupo societario que presenta una situación económica holgada, lo cual le permitiría prestar el apoyo financiero necesario para la realización del proyecto objeto del presente acuerdo. Por ello, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de NOVASOL, tanto por la propia situación

patrimonial de la empresa como por la de su socio único y pertenencia al Grupo JINKO POWER.

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 NOVASOL INVEST LA ISLA, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica La Isla de 182,5 MW, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra, en la provincia de Sevilla, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto

PROYECTO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA LA ISLA (182,5 MWp), SUBESTACIÓN LA ISLA (30/220 KV) Y LÍNEA DE INTERCONEXIÓN (220 KV) EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ALCALÁ DE GUADAÍRA (SEVILLA).¹⁶

1. Características generales

Según el Proyecto de fecha 26 de enero de 2018, se pretende la construcción de una planta solar fotovoltaica de 182,5 MW de potencia pico. La infraestructura de evacuación prevista consiste en una subestación de planta de 30/220 kV con dos transformadores de 110 MVA y una línea aérea de alta tensión de 220 kV, de aproximadamente 1,23 km y simple circuito hasta un centro de seccionamiento previo a la Subestación de Don Rodrigo de 220 kV, en el que se conectarán todas las plantas de las promociones que tienen su punto de conexión previsto en la misma subestación de REE, de modo que la llegada a dicha subestación sea a través de una única línea. Finalmente, la línea entrará a dicho centro de seccionamiento, denominado Centro de Seccionamiento Alcalá de Guadaíra, en 220 kV, si bien esta última parte es objeto de otro proyecto.

Las actuaciones proyectadas se localizan en la Provincia de Sevilla, en el término municipal de Alcalá de Guadaíra, entre las localidades de Dos Hermanas, Utrera, Los Palacios y Villafranca. La planta solar fotovoltaica se localiza al sureste del núcleo urbano de Dos Hermanas, en un entorno agrícola de escaso relieve, y en distintas parcelas, conocidas como Almenara, Chaparra, Chamorro y Verdiales.

La Subestación a 30/220 kV se localiza en el extremo este, dentro de los terrenos destinados a la planta fotovoltaica.

La línea de evacuación, de unos 1.230 metros, conectará la subestación con el Centro de Seccionamiento Alcalá de Guadaíra (en proyecto, estará conectado a la subestación de Don Rodrigo de REE con una línea de 220 kV), afectando parcialmente a las parcelas de La Pintada y Bujadillos.

La planta fotovoltaica se divide en 32 bloques modulares de 4,5 MWp iguales, que se corresponden con 32 estaciones de potencia (Power Stations), con dos inversores cada una, que se conectan a un mismo transformador de 5.500 kVA. El generador fotovoltaico previsto estará formado por 536.790 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino capaces de entregar una potencia de 340 W cada uno de ellos en condiciones estándar y con una eficiencia de alrededor del

¹⁶ En la solicitud remitida al MITECO se incluyó el Proyecto Básico de fecha 7 de agosto de 2017. No obstante, en este Anexo se incluirán los datos contenidos en el Proyecto de Ejecución de fecha 26 de enero de 2018 que ha sido remitido a la CNMC, junto con otros documentos actualizados, a lo largo de la elaboración del presente Acuerdo, y se recogen los datos actualizados y coincidentes con los que presenta la Declaración de Impacto Ambiental, cuya Resolución está fechada el 25 de julio de 2018.

16 %, fijados a una estructura móvil con una inclinación variable de los módulos, siendo la potencia pico de la instalación 182,5 MWp. Los módulos se dispondrán en seguidores, que contendrán tres *strings*¹⁷ compuestos por 29 módulos cada uno. Las salidas de los *strings* se reúnen en cajas de suma de 6 y de 24 series. Desde las cajas de suma se alimentan los inversores que están dispuestos en las estaciones de potencia o unidades de conversión, cada una de las cuales está formada por 2 inversores, transformador de potencia, transformador de servicios auxiliares, unidad de celdas, cuadros eléctricos de BT, dispositivos de control (SCADA) e interconexiones entre elementos. La planta dispone de un total de 32 estaciones de potencia, cuyas dimensiones son 6,50 x 7,00 metros.

Se dispondrá de un edificio para uso de centro de control y almacén de la planta fotovoltaica, utilizando, en la medida de lo posible, las edificaciones existentes en las parcelas afectadas, como el Cortijo de la Chaparra, y como almacén una explanación de terreno sin ningún tipo de infraestructura de unos 9.000 m², para depositar el material de obra. Una vez finalizada la fase de construcción, esta zona de acopio se reducirá a unos 2.000 m².

La planta dispondrá de una subestación transformadora a 30/220 kV de 220 MVA, con aislamiento en aire, con una superficie total ocupada de 4.424,7 m² (plataforma de la subestación constituida por una losa de hormigón) y un cerramiento 4.150,10 m² de superficie y una longitud de 270,6 m, a la cual irá asociada un edificio destinado a centro de control y protección, con una superficie de 164,84 m².

2. Instalación Fotovoltaica

1.1. Generador fotovoltaico

Tal y como se ha indicado, el generador fotovoltaico estará formado por 536.790 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino capaces de entregar una potencia de 340 W en condiciones estándar y con una eficiencia de alrededor del 16 %, fijados a una estructura móvil con una inclinación variable de los módulos, siendo la potencia pico de la instalación 182,5 MWp. El módulo fotovoltaico se ha elegido de acuerdo con las siguientes características: Tecnología policristalina, 72 células, degradación lineal, resistente al PID¹⁸, bajo las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, certificados según las normas IEC 61.215 e IEC 61.730, tolerancia positiva, fabricado en plantas homologadas con ISO 9001 y ISO 14001.

En la siguiente tabla se resumen las características generales tipo para un módulo de referencia:

¹⁷ Módulos fotovoltaicos conectados en serie.

¹⁸ Controlador PID (Controlador Proporcional-Integral-Derivativo): Mecanismo de control por realimentación ampliamente usado en sistemas de control industrial que calcula la desviación o error entre un valor medido y un valor deseado. Permite mantener una variable a un determinado valor de referencia.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Dimensiones (mm)	1.956x992x46
Peso (kg)	27
Tipo de Célula	Silicio Policristalino
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS @ STC¹⁹	
Potencia Nominal (W)	340
Tolerancia P _{MÁX} (%)	0/+3
Corriente de Máxima Potencia, I _{mp} (A)	8,90
Tensión de Máxima Potencia, V _{mp} (V)	38,2
Corriente de Cortocircuito, I _{sc} (A)	9,22
Tensión de Circuito Abierto, V _{oc} (V)	47,4
Eficiencia, η (%)	16
COEFICIENTES DE PÉRDIDAS POR TEMPERATURA	
T ^a de Operación (°C)	-40°C a +85°C
Coefficiente de Temperatura de I _{sc} (%/°C)	-0,046
Coefficiente de Temperatura de V _{oc} (%/°C)	-0,33
Coefficiente de Temperatura de P _{mp} (%/°C)	-0,40

La corriente de cada serie o *string* se sumará a la del resto de las series hasta el inversor. Las tensiones de las series serán las mismas, y vendrán fijadas por el inversor de corriente continua a corriente alterna en su búsqueda del punto de máxima potencia. Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo.

1.2. Estructura soporte. Seguidor.

Para la PSF LA ISLA se plantea el montaje de una estructura con seguimiento solar. Un seguidor de un eje orientado Norte-Sur, con filas independientes, que eliminan los corredores especiales de la barra de conexión central, proporcionan un rango de seguimiento de $\pm 60^\circ$ y pueden configurarse para una potencia requerida con un mayor potencial de rendimiento.

¹⁹ 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: 1000W/m², Distribución espectral: AM 1,5G [AM=Masa de Aire ; AM1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa mundial e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25° C

La estructura metálica será de las siguientes características: Estructura hincada de acero conformado en frío calidad S-275 o S-355, tratamiento superficial de la superficie de la estructura a base de galvanizado en caliente por inmersión de acuerdo a la Norma EN ISO 1.461:2009 o ASTM A123/A123M-15, sin soldaduras o cortes a realizar en destino. El 100% de las uniones se realizarán con tornillería galvanizada acorde a la Norma UNE-EN-ISO 1461; tornillería del módulo de acero inoxidable, con un posible elemento aislante entre el marco de aluminio del panel y la estructura galvanizada con el fin de asegurar que no se produzca la corrosión galvánica.

La estructura metálica se establece con la configuración de 2 módulos en vertical en filas de 22 a cada lado del motor. Como eléctricamente las series son de 29 módulos, quedaría una posición sin instalar.

Las características técnicas generales del seguidor se recogen a continuación:

Modelo de seguidor	2x43,5 módulos por seguidor
Angulo de giro	Este/Oeste $\pm 60^\circ$
Dimensiones	4 m Este-Oeste / 44,8 m Norte-Sur
Profundidad de hincado	Pilar hincado 1500 mm en el suelo
Filas por seguidor	Monofila
Módulos por fila	87 módulos (29 módulos por <i>string</i>)
Disposición de los módulos	2 alturas
Dimensiones de módulos	1960 mm x 992 mm
Potencia de los módulos	340 Wp
Potencia del seguidor	29,58 kWp
Altura libre de pilar (máximo y mínimo)	2000 mm – 1600 mm
Máxima pendiente admisible	17%

Las características del controlador son las siguientes:

Algoritmo del seguidor	Algoritmo astronómico NOAA
Margen de error del seguidor	$\pm 1^\circ$
Configuración de red	Maestro - esclavo
Configuración de Software	Configuración paramétrica
Fuente de Alimentación y base de datos	Cableada o inalámbrica
SCADA	Sí

Sistema de protección frente al viento	Sí, configurable
Tiempo a posición de bandera	3 minutos aproximadamente

El diseño de la estructura de cada campo correspondiente a un inversor será con la siguiente configuración: 98 seguidores con dos alturas de módulos en vertical (*portrait*) y 22 módulos de largo a cada lado del motor, quedando un hueco libre.

Para situaciones de viento continuo de más de 50 km/h y 10 segundos de duración, o más de tres vientos racheados de más de 50 km/h y 3 segundos de duración en menos de un minuto, se contempla la posición de bandera del seguidor, con un ángulo válido para esta posición desde los -3º Oeste a los 3º Este.

Respecto al anclaje de la estructura metálica al terreno, se plantea que se realice mediante hincados y unión a éstos de la estructura por medio de pernos. Estas soportaciones serán idénticas y estarán separadas a una distancia constante entre ellas. Para la ejecución de los trabajos de hincado se utilizará maquinaria especializada, máquina hincaposte, que satisface las exigencias del hincado de postes en condiciones difíciles, en campo abierto y con pendientes importantes.

La cimentación de la estructura ha de resistir los esfuerzos derivados de sobrecargas del viento en cualquier dirección y el peso propio de la estructura y módulos soportados.

La separación entre filas será de 10 metros entre puntos homólogos equivalentes de seguidores contiguos (*pitch*). El control del seguidor hará un movimiento de *back-tracking* que evita el sombreado entre filas consecutivas, disminuyendo la inclinación de los módulos a primeras horas del día y a últimas horas de la tarde. La parte inferior del marco de los módulos de la fila inferior deberá tener una distancia mínima de 0,5 metros con respecto al punto más próximo donde pueda crecer vegetación, para evitar sombras y salpicaduras.

1.3. Instalación eléctrica corriente continua

La planta solar se estructurará modularmente, en 61 grupos de 2.898,8 kWp correspondientes a cada Inversor, con 2 inversores más con 2.839,7 kWp, 63 en total, que se instalarán en unidades de conversión a inversores de 2.500 kW, conectados a su vez de dos en dos a un transformador de 5.500 kVA (como son impares, habrá una unidad de conversión con un solo inversor).

La infraestructura eléctrica de corriente continua de la instalación fotovoltaica abarcará desde los módulos al inversor: campo solar, conexión de *strings*, cajas de conexión, inversores y conexión de alimentadores desde las cajas.

Cada campo fotovoltaico conectado a un inversor de 2.500 kW (2.898,8 kWp) está formado por 8.526 módulos de 340 W, instalados sobre seguidor a un eje, distribuidos en 98 seguidores de 22x2 + 22x2 módulos. Cada campo está

compuesto por 294 *strings* de 29 módulos en serie, que se conectan en paralelo en cajas de 24 entradas. En total, se instalan 12 cajas de agrupamiento de 24 *strings* y otra de 6 *strings* por cada campo de un inversor: 294 *strings*. Habrá dos inversores especiales con 288 *strings* de 29 módulos en serie, que se conectan en paralelo en cajas de 24 entradas. En total, 12 cajas de agrupamiento de 24 *strings* por cada inversor: 288 *strings*.

En las siguientes tablas se recogen las características generales de la planta fotovoltaica y de una instalación de 1 inversor:

PFV “LA ISLA” (157,5 MW)	
Características generales de la Planta FV “La Isla”	
Potencia Pico	Hasta 182,5 MWp
Módulos	536.790 módulos de 340 W
	29 módulos por <i>string</i>
	18.510 <i>strings</i>
Estructura	Seguidor a un eje N-Sr
	6.170 seguidores de 44x2 módulos
	Separación entre filas 10 m (<i>pitch</i>)
Cajas de agrupamiento	756 cajas de 24 <i>strings</i>
	61 cajas de 6 <i>strings</i>
	Fusibles de 15 A en cada <i>string</i>
	Descargador de sobretensiones
	Seccionador de salida
Inversores	63 inversores
Transformadores	32 Transformadores de 5.500 kVA

CAMPO SOLAR 1 INVERSOR (2,5 MW)		
Características generales de cada campo por inversor		
	Inversor con 294 <i>strings</i> (61)	Inversor con 288 <i>strings</i> (2)
Potencia Pico	2.898,84 kWp	2.839,68 kWp
Módulos	8.526 módulos de 340 W	8.526 módulos de 340 W
	29 módulos por <i>string</i>	29 módulos por <i>string</i>
	294 <i>strings</i>	288 <i>strings</i>
Estructura	Seguidor a un eje N-S	Seguidor a un eje N-S

CAMPO SOLAR 1 INVERSOR (2,5 MW)		
Características generales de cada campo por inversor		
	98 seguidores de 3x29 módulos	96 seguidores de 3x29 módulos
	Separación entre filas 10 m (pitch)	Separación entre filas 10 m (pitch)
Cajas de agrupamiento	12 Cajas de 24 <i>strings</i>	12 Cajas de 24 <i>strings</i>
	1 caja de 6 <i>strings</i>	
	Fusibles de 15 A en cada <i>string</i>	Fusibles de 15 A en cada <i>string</i>
	Descargador de sobretensiones	Descargador de sobretensiones
	Seccionador de salida	Seccionador de salida

Se ha optado por la siguiente configuración para cada campo de 1 inversor: Cada inversor agrupará 13 cajas; cada rama estará compuesta por 29 módulos fotovoltaicos cumpliendo así con el número máximo/mínimo de módulos.

El conexionado entre los módulos fotovoltaicos se realizará con terminales tipo MultiContact o similar, que incorporan los propios módulos fotovoltaicos en sus cajas de conexiones, de manera que se facilita la instalación y se asegura la durabilidad y seguridad de las conexiones.

El conductor de baja tensión que se utilizará para la conexión de los módulos fotovoltaicos en la formación de *strings* y para conectar éstos a la caja de agrupamiento es de cobre del tipo RV-k 0,6/1 kV de 6 mm² de calidad “solar”.

El cableado entre los paneles de cada serie se realizará de un panel al siguiente, sujeto a los perfiles que constituyen la estructura del seguidor, evitándose que queden sueltos o que cuelguen y se enganchen, llegando finalmente hasta la caja concentradora.

Los cables que conectan los módulos se fijan por la parte posterior de los propios módulos, donde la temperatura puede alcanzar de 70° a 80° C. Por esta razón, estos cables deben de ser capaces de soportar temperaturas elevadas y rayos ultravioletas (UV) cuando se instalan a la vista. Por lo tanto, se utilizan cables especiales, por lo general cables unipolares con envoltura de goma y aislamiento, tensión nominal de 0,6 /1 kV, una temperatura máxima de funcionamiento no inferior a 120 ° C y alta resistencia a la radiación UV.

El sistema se compone de 18.510 *strings* de 29 paneles conectados en serie, dividiéndose en campos de 2,5 MW de 294 ramas cada uno (habrá dos campos con 288 ramas)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL STRING	
Nº Módulos FV	29

Potencia Nominal (W)	9.860
Corriente de Máxima Potencia, Imp (A)	8,90
Tensión de Máxima Potencia, Vmp (V)	1.107,8
Corriente de Cortocircuito, Isc (A)	9,22
Tensión de Circuito Abierto, Voc (V)	1.374,6

1.4. Estaciones de potencia (o unidades de conversión)

Se prevén 63 inversores distribuidos en un mínimo de 32 unidades de conversión, cada una con un máximo de 2 inversores de 2.500 kW y 1 transformador de 5.500 kVA, así como las celdas de protección asociadas, y la interconexión entre todos los elementos. Cada unidad de conversión se ubicará con preferencia en una posición centrada respecto al generador fotovoltaico al que está conectado, respetando las distancias necesarias para evitar sombras, y accesible a través de un camino transitable por vehículos de carga.

Estos centros de inversión/transformación constan de una plataforma metálica sobre la que van montados los inversores, y otra con el conjunto transformador/celdas de Media Tensión, cuadros de Baja Tensión, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

Cada uno de los centros de inversión/transformación tipo incluirá los siguientes componentes: Dos inversores fotovoltaicos de 2.500 kVA; Transformador de potencia de 5.500 kVA.; Transformador de servicios auxiliares para la alimentación de los cuadros de los servicios auxiliares y comunicación; Celdas de Media Tensión (MT) para el sistema de 30 kV; Cuadros eléctricos, dispositivos de control (SCADA) e interconexiones entre los diversos elementos.

a) Inversor

El inversor será el equipo encargado de la conversión de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la misma frecuencia de la red. Desde la salida del inversor se evacuará la energía al transformador que será el encargado de elevar la tensión establecida para la red de Media Tensión de la central.

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. Una vez que el generador fotovoltaico genera la potencia suficiente para excitar al inversor, arranca y la electrónica de control comienza con la conversión. Por el contrario, cuando la potencia de entrada baja por debajo del punto de excitación del inversor para la conexión, dejará de trabajar. La energía que consume la electrónica, procederá del generador fotovoltaico, y por la noche el equipo sólo consumirá una pequeña cantidad de energía procedente de la red de suministro. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. Cuando ésta es suficiente, el inversor comienza a

inyectar a la red. El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares.

Se instalarán 63 inversores de 2.500 kW de potencia, que cumplirán todos los estándares de calidad requeridos.

El bloque del inversor tiene un rendimiento de 98,7%. Se tendrá en cuenta para seleccionar los inversores la tensión de funcionamiento: se elegirá uno que trabaje a tensiones elevadas con el fin de reducir las pérdidas en el cableado de baja tensión (siendo el máximo 1.500 Vcc).

Los inversores tendrán además que cumplir las siguientes características técnicas: Producción de una alimentación eléctrica sinusoidal síncrona con la red; Rápida y exacta detección y seguimiento del punto de operación (regulación MPP) con la máxima producción de potencia; Alta eficiencia en funcionamiento, incluso en régimen de carga parcial; Funcionamiento completamente automático, sencillo control operativo e indicación de fallos; Funcionamiento fiable incluso con altas temperaturas ambiente, así como resistencia a la intemperie y a la temperatura; Opción de visualización de datos, pantalla para mostrar rendimientos y mensaje de fallos; Soportará huecos de tensión, inyectará potencia reactiva y controlará la potencia activa de la red; Cumplirán con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión (2006/95/CE), así como con las directivas Comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (2004/108/CE).

Dispondrán además de: Protecciones fusibles en continua, Descargadores de sobretensiones atmosféricas en continua, Descargadores de sobretensiones atmosféricas en alterna, Protección contra fallo de aislamiento en continua, Vigilante de aislamiento de alterna, Kit para soportar huecos de tensión, Kit de motorización del seccionador magneto-térmico de alterna, Protección contra funcionamiento en isla, Protección contra tensión y frecuencia de red fuera de rango, Protección contra polaridad inversa, Protección contra sobretemperatura, Protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos en la salida y 'Seta' de parada de emergencia.

Con el fin de evitar el efecto PID, o degradación inducida por potencial eléctrico de los módulos fotovoltaicos, el polo negativo de continua del inversor se conecta a la red de tierra. En este sentido, las condiciones ambientales del emplazamiento de la instalación fotovoltaica juegan un papel fundamental: Los entornos de altas temperaturas con altos valores de humedad pueden ser más propensos a la aparición del fenómeno PID.

b) Transformador

Para adecuar el nivel de tensión de salida del inversor, de BT a MT, la Planta FV contará con transformadores de BT, 30/0,550 kV de 5.500 kVA, que cumplirán todos los estándares de calidad requeridos. En el devanado de Baja Tensión de cada transformador se conectarán tres inversores.

Los transformadores serán trifásicos, de exterior, con regulación en carga en el lado de MT, con refrigeración por aceite. El transformador elegido deberá cumplir las características que se recogen en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TRANSFORMADOR	
Clase	Transformador de aceite
Instalación	Intemperie
Regulador de Tensión de Primaria	$\pm 2 \times 2,5\%$
Grado de Aislamiento. Devanado Primario	36 kV: 36/70/170 kV
Grado de Aislamiento. Devanado Secundario	1,1/3 kV
Grupo de Conexión	Dy11y11
Clases ambientales, climáticas y de comportamiento al fuego	E2/C2/F1
Clase Térmica	F/F
Tipo de Refrigeración	Natural al Aire
Impedancia de Cortocircuito a 75 °C	6 %
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS TRANSFORMADOR	
Potencia (kVA)	5.500
Pérdidas en Vacío (W)	10.000
Pérdidas en Carga (75° C)	28.500
Tensión de Impedancia (75° C)	6 %
Corriente en Vacío (75° C)	0,9 %
Nivel Sonoro LwA	78 dB(A)
Nivel Sonoro LpA (a 1.0 m)	67 dB(A)

Se utilizarán transformadores especialmente diseñados para plantas fotovoltaicas, asegurando el funcionamiento en continuo para carga nominal-

c) Celdas de media tensión (MT).

Cada estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán los elementos necesarios de maniobra y protección. La instalación eléctrica de Media Tensión en los centros de transformación es un sistema compacto, formado por celdas modulares, completamente sellado en tanque de acero inoxidable, en el cual se disponen todas las partes activas y los elementos de interrupción.

Las celdas serán modulares con aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF_6), cuyos embarrados se conectan de forma totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.). La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando, y en la parte inferior se encuentran las tomas para las lámparas de señalización de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

Se emplearán celdas de tipo modular, de forma que en caso de avería sea posible retirar únicamente la celda dañada, sin afectar al resto de las funciones. El embarrado de las celdas estará dimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las celdas podrán incorporar protecciones del tipo autoalimentado, es decir, que no necesitan imperativamente alimentación externa. Igualmente, estas protecciones serán electrónicas, con entrada para disparo por termostato sin necesidad de alimentación auxiliar.

Cada transformador se conectará a su respectiva celda de protección que estará en un embarrado común con una celda de entrada y otra de salida, ambas seccionables. De este modo, se realizará una distribución en Media Tensión con tipología en estrella, y varios circuitos partiendo de la subestación.

La planta dispondrá de una unidad de celdas por cada estación de potencia, que incorporará la aparamenta necesaria de maniobra y protección, para un sistema con un nivel de tensión de 36 kV y 50 Hz de frecuencia. Las partes que compondrán estas celdas serán:

- 2 x Celdas de línea (una sola en los casos de finales de línea): cada una estará provista de un interruptor/seccionador y un seccionador de puesta a tierra con dispositivos de señalización que garanticen la ejecución de la maniobra, pasatapas y detectores de tensión que sirvan para comprobar la presencia de tensión y la correspondencia de fases.
- 1 x Celda de protección de transformador: estará provista de un interruptor-fusible combinado de salida y un seccionador de puesta a tierra con dispositivos de señalización que garanticen la ejecución de la maniobra, pasatapas y detectores de tensión que sirvan para comprobar la presencia de tensión y correspondencia de fases.

Los interruptores tendrán tres posiciones: conectados, seccionados y puestos a tierra. Los mandos de actuación serán accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada.

d) Instalación de corriente alterna. Cuadro de Servicios Auxiliares (SSAA).

Los cables de alterna de Baja Tensión (BT) se emplearán para conectar los inversores con el secundario del transformador. Se realizará una derivación hacia cada transformador de SSAA de relación 550/400 V (separación galvánica), que alimente a través de un cuadro de protecciones los diferentes circuitos auxiliares (iluminación, ventilación, comunicación, inversor...).

1.5. Instalación de corriente alterna. Red de Media Tensión (MT).

La red de media tensión, canalizada subterráneamente, interconecta las unidades de conversión con la sala de MT de la Subestación Elevadora de La Isla, permitiendo evacuar la energía total generada por la planta a través de la misma, tras su elevación a 30 kV en los transformadores. La red se diseña en estrella, por la configuración irregular de la planta, con doce circuitos que convergen en la sala de MT.

El cableado de MT se realizará con cable AI HEPRZ1 18/30 kV de secciones variables según memoria de cálculos, con aislamiento dieléctrico seco directamente enterrado, depositado en el fondo de zanjas tipo, sobre cama de arena, de profundidad media de 1,1 metros. Las zanjas se repondrán compactando el terreno de manera apropiada.

1.6. Red de puesta a tierra

El diseño de la puesta a tierra cumplirá las exigencias del Reglamento de Baja Tensión, concretamente el capítulo XXIII "Puesta a Tierra". Se instalará una red de tierras común para toda la instalación mediante cable de cobre de 35 mm² directamente enterrado. Con este cable se realizará una red mallada que garantice unos valores de tierra adecuados, según el artículo 9 "Resistencia de Tierra", el valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en local o emplazamiento conductor y a 50 V en los demás casos. Estos valores para corrientes de defecto que sean eliminadas en menos de 5 segundos.

Hay que considerar dos sistemas de puesta a tierra diferentes:

a) Puesta a Tierra de Protección

La puesta a tierra de protección une con tierra los elementos metálicos de la instalación que son accesibles al contacto de personas que normalmente están sin tensión, pero que pueden estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones, como: módulos fotovoltaicos, estructura soporte del generador fotovoltaico, envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. No se unirán, por el contrario, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.

Se dispondrán las siguientes puestas a tierras interconectadas:

- Red de tierras general que discurrirá por las canalizaciones subterráneas de BT y MT, formada por conductor de cobre desnudo de 35 mm² de sección.
- Puesta a tierra del generador fotovoltaico, por contacto directo de los marcos de los paneles a la estructura soporte a través de la tornillería.
- Puesta a tierra de la estructura soporte mediante la conexión del pilar extremo de cada fila con la red de tierras general mediante latiguillos de cobre aislado de 25 mm² de sección. Todas las mesas de una misma fila se interconectarán mediante latiguillos de cobre aislado de 25 mm².
- Conexión a tierra de los cuadros de conexión, mediante latiguillos de cobre aislado de 16 mm² de sección.
- Red de tierras exterior a cada una de las unidades de conversión, formada por un anillo de conductor de cobre desnudo de 50 mm² y picas en sus extremos, unido a una caja de seccionamiento. A ésta se interconectará la red general de tierras antes descrita así con la red de tierras de todas las partes metálicas de los equipos (inversor, transformador, celdas, cuadro de BT) que se ubicarán en el interior de los centros de transformación.

b) Puesta a Tierra de Servicio

Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios y entre ellos: Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida; Los limitadores, descargadores y pararrayos para la eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas; Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Se utilizarán como mínimo los siguientes dispositivos de protección:

- Vigilantes permanentes de aislamiento de alterna en inversor.
- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles o interruptores automáticos.

Por tanto, tal y como ha quedado descrito, se dispone de un mallado de la red de tierras de la instalación que hace que toda la superficie ocupada por la central fotovoltaica sea equipotencial.

1.7. Obra civil

La obra civil engloba la preparación del terreno, la realización de zanjas y canalizaciones para las conducciones eléctricas, el trazado de viales, los drenajes, cunetas y badenes necesarios, así como la cimentación y la

construcción de los edificios donde se situarán parte de las protecciones, los inversores, transformadores y seccionamiento de la central fotovoltaica.

a) Movimiento de tierras

La suave topografía ondulada de las parcelas, con pendientes máximas menores del 10%, permite un trazado en alzado prácticamente enrasado con el terreno, lo cual minimiza el movimiento de tierras.

Los trabajos de explanación consistirán en la limpieza de la zona de la parcela que se va a ocupar. Se retirarán todos los vallados y elementos existentes en la parcela, si los hubiese.

b) Red de viales interiores

La red de viales interiores de la planta unirá las unidades de conversión con el edificio de control/almacén, para su uso durante la vida de la planta en su operación y mantenimiento, así como con la subestación.

Estos viales de 4 metros de ancho estarán formados por una sub-base de suelo seleccionado debidamente compactada y una base de zahorra artificial de 20 centímetros de espesor compactada al 98 % del PM²⁰.

Se realizará un cajeadado previo de los caminos, de forma que se desbroce y regularice el terreno previamente a la ejecución de la sub-base. Se sanearán todos aquellos puntos donde aparezca terreno blando. En todos aquellos puntos donde aflore agua se colocará una base de piedra y se conducirá el agua a una zona donde no afecte a las instalaciones.

El tráfico que debe soportar este viario durante la fase de explotación de la instalación es muy ligero, reduciéndose al tráfico de vehículos todo terreno y vehículos de carga para labores de mantenimiento y reparación de los paneles solares. No obstante, y de forma puntual, podrá ser necesario el acceso de vehículos pesados articulados para el transporte de equipos de gran volumen (componentes de las unidades de conversión).

c) Drenajes

El ámbito del proyecto se enmarca en la Demarcación Hidrográfica del Guadalquivir, limitado por el Oeste por el Arroyo de San Juan y cruzado por alguno de sus afluentes.

El clima es suave y templado con lluvias cortas y de gran intensidad, que originan cursos irregulares e inestables, característicos de una escorrentía torrencial, con aparición de crecidas y riesgos de inundación.

²⁰ Próctor Modificado. El Ensayo Próctor es una prueba de laboratorio que sirve para determinar la relación entre el contenido de humedad y el peso unitario seco de un suelo compactado

Se realizará un sistema de evacuación de aguas que evacue todas las pluviales hacia los drenajes naturales de las fincas. El sistema de drenaje debe estar diseñado para controlar, conducir y filtrar el agua al terreno.

El drenaje de las aguas de escorrentía superficial será canalizado mediante una red de cunetas longitudinales en los viales de la instalación fotovoltaica. Estas cunetas captarán las escorrentías y las conducirán hasta los puntos bajos del trazado, donde se localizan las obras de fábrica de paso de pluviales bajo los caminos, que dan continuidad a la red de drenaje natural de la parcela.

Se realizarán las acciones necesarias para evitar afecciones por las posibles aguas provenientes de fincas colindantes.

d) Cimentación para las unidades de conversión

Se instalarán por lo menos 32 unidades de conversión, con un conjunto de 2 inversores, 1 transformador, así como las celdas de protección asociadas, y la interconexión entre todos los elementos.

Estos centros de inversión/transformación, constan de una plataforma sobre la que van montados los inversores con el conjunto transformador/celdas de MT, cuadros de BT, dispositivos de control, y las interconexiones entre los diversos elementos.

Parte del montaje y equipamiento interior pueden ser realizados en fábrica, a falta tan solo de las interconexiones entre los equipos que se transportan por separado.

1.8. Vallado perimetral y sistema de seguridad

La planta fotovoltaica contará con un cierre o vallado perimetral con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la planta. Se instalará un cerramiento de malla anudada cinégetica. Los postes serán tubulares de acero galvanizado, colocándose un poste cada 3 metros y cada 30 metros un poste de tensión.

La cimentación se ejecutará mediante hincado o dados de 300x300x400 milímetros de hormigón HM-20.

La disposición de las parcelas que componen la planta, con pasos de ferrocarril, carreteras y cañadas, hace que se disponga de cinco recintos independientes, vallados y separados entre sí.

Para los accesos a los recintos se dispone de puertas metálicas de 8x2 metros, galvanizadas.

El cruce del cerramiento con los arroyos se realizará mediante una cerca con vigas de hormigón, ya que se trata de una estructura duradera que presenta poca oposición al paso del agua en caso de necesidad y de sencilla construcción, continuándose con un cerramiento permeable en las zonas inundables del arroyo. Esta tipología de cerramiento, impedirá el paso al otro lado del vallado de especies animales de mediano y gran tamaño.

Como medida para reducir la mortalidad de aves causada por colisión contra el vallado, se señalizará mediante placas de poliestireno expandido de dimensiones de 30 centímetros x 15 centímetros x 1 milímetro, de un llamativo color blanco que se disponen a 2 metros unas de otras y a distintas alturas para dar heterogeneidad. Se sujetan a las vallas con dos puntos en sus extremos mediante alambre liso de acero.

El sistema de vigilancia perimetral para un parque fotovoltaico tiene como principal función dotar de seguridad al parque protegiendo su interior ante cualquier intrusión que se pueda producir y reaccionar ante este evento de manera automática, activando los diferentes dispositivos conectados.

El sistema de seguridad está compuesto básicamente por equipos de detección perimetral (cámaras térmicas de detección de movimiento), un equipo de grabación y transmisión de video y un sistema de control de acceso. Será diseñado a lo largo de todo el perímetro de la instalación. El sistema tendrá al menos los siguientes componentes:

- Vallado perimetral.
- Sistema de Iluminación.
- Sistema de control de acceso. En la puerta principal de acceso a la instalación fotovoltaica se instalará un sistema de control de acceso consistente en dos lectores de proximidad, uno por la parte exterior (de entrada) y otro por la parte interior (de salida) que indicarán al sistema la llegada y el abandono de la planta fotovoltaica, respectivamente.
- Puesto de vigilancia central con tableros e instrumentos de control.
- Sistema de Circuito Cerrado de cámaras que permitirá la supervisión y vigilancia de todo el perímetro de la instalación y el edificio de control y la verificación de las señales de alarma generadas por las cámaras de video-detección de intrusiones.
- Sistema de grabación.
- Sistema SAI/UPS²¹ (2 horas).
- Sistemas auxiliares.

El sistema permitirá conectarse mediante una conexión de datos para visualizar de forma remota todas las cámaras de la instalación en tiempo real con alta calidad. El sistema será capaz de ser visto y operado remotamente a través de acceso IP. El sistema elegido está compuesto por cámaras térmicas de

²¹ Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI), en inglés *uninterruptible power supply* (UPS).

detección de movimiento y monitores, de forma que se transmiten señales desde las primeras a los segundos formando un circuito cerrado.

1.9. Sistema de monitorización y control

El sistema de monitorización de la planta solar fotovoltaica estará constituido por una red de tarjetas de comunicación instaladas en cada uno de los inversores de la planta, como sistema de supervisión de la planta. Será el encargado de adquirir los datos de campo, visualizarlos y almacenarlos, además estará comunicado con el Sistema de Control de Planta, de manera que se pueda llevar a cabo una monitorización y gestión integral del parque.

a) Estación meteorológica

La instalación fotovoltaica estará equipada con una estación meteorológica, situada en las proximidades del Centro de Control. Es un módulo de adquisición de medidas de parámetros meteorológicos (irradiancia, temperatura de panel, temperatura ambiente, velocidad de viento, etc.), que deberá estar definida por los siguientes equipos:

- Piranómetro para medir radiación global.
- Dos células calibradas con una inclinación igual a la de los módulos fotovoltaicos.
- Dos células calibradas horizontales.
- Dos sondas para medir la temperatura de dos módulos fotovoltaicos (PT100).
- Anemómetro.
- Termohigrómetro.
- *Logger*²² y comunicaciones.

En la estación meteorológica se instalarán adicionalmente dos células calibradas, una horizontal y otra inclinada, para la medición de la suciedad en módulos.

Todos los medidores tendrán la precisión adecuada, cuyo error en ningún caso superará el $\pm 3\%$. Todos los equipos deberán contar con los correspondientes certificados de calibración para la configuración en la que se encuentran instalados.

Ningún equipo se encontrará obstaculizado por cualquier elemento, poniendo especial atención a las sombras. No habrá elementos que produzcan sombras en ningún equipo en ningún momento del año.

La estación estará siempre conectada a la Red de SSAA para evitar pérdidas de datos por descarga de baterías. Usándose estas únicamente en los casos en los

²² Dispositivo electrónico que registra datos en el tiempo o en relación a la ubicación por medio de instrumentos y sensores propios o conectados externamente.

que haya caídas en la línea que pudieran interrumpir la recepción correcta y normal de los datos.

La comunicación será mediante protocolo Modbus/TCP o Modbus/RTU²³.

b) Contador

Para la medición de la energía generada se instalará un contador electrónico trifásico bidireccional para medida en MT del conjunto de la instalación situado en el Edificio de Control de la Subestación. Se ajusta a la normativa metrológica vigente, al Reglamento de Puntos de Medida y a sus instrucciones técnicas complementarias.

El contador se conecta a los transformadores de tensión e intensidad del parque de intemperie en AT, será de precisión Clase 0,2S ó 0,5S y dispondrá de puerto óptico local y puerto remoto serie.

Dispondrá de una pantalla que permite la visualización de todos los parámetros que registra el equipo. La configuración de la pantalla de visualización es fija y completa, ya que se pueden consultar todos los parámetros que registra el equipo. Algunos de los parámetros que se pueden visualizar son: Energía generada absoluta por tarifa; Energías generadas absolutas de meses anteriores; Tensión, corriente, factor de potencia por fases, etc.; Potencia activa y reactiva.

La comunicación será mediante protocolo Modbus/TCP o Modbus/RTU.

c) Inversores

Incluyen un software de monitorización con versión también para *smartphone*, para facilitar las tareas de mantenimiento, mediante la monitorización y registro de las variables de funcionamiento internas del inversor a través de Internet (alarmas, producción en tiempo real, etc.), además de los datos históricos de producción.

Dispone de dos puertos de comunicación (uno para monitoreo y uno para control de planta), que permite un control rápido y simultáneo de la planta.

d) Sistema de control de planta

Se instalará una Unidad de Control Central, coordinadora de todos los inversores de la planta, y grabación en tiempo real de todas las condiciones en la red y en la planta fotovoltaica, con provisión de interfaces abiertas, protocolos estándar y

²³ Protocolo de comunicaciones basado en la arquitectura maestro/esclavo (RTU) o cliente/servidor (TCP/IP). Es un protocolo de comunicaciones estándar en la industria, el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales.

conexión flexible de Entada/Salida (E/S) externas para la grabación y transmisión de datos.

El sistema de control de la planta utilizará los equipos de comunicaciones (anillo de fibra óptica, convertidores *Ethernet*..), pero funcionará independientemente del SCADA de monitorización.

El controlador de energía de planta, a través de los inversores, gestionará todos los parámetros necesarios para garantizar una estabilidad permanente y sostenible de la red.

El Controlador de Planta permite al operador mantener los valores objetivo de la planta fotovoltaica y de la red. Debe garantizar que la planta se adapte a las exigencias de la red en cada fase de funcionamiento, y las consignas del Operador del Sistema.

La planta fotovoltaica tendrá capacidad para variar el suministro de energía reactiva, tanto por el día como por la noche, con valores constantes o dinámicos. El punto de medida de la instalación será la posición de la subestación de interconexión.

1.10. Edificio de control y almacén

Se dispondrá de un edificio para uso de centro de control y almacén de la planta fotovoltaica. Se intentará, en la medida de lo posible, utilizar las edificaciones existentes en las parcelas afectadas, como el Cortijo de la Chaparra, para este uso.

Se dotará de la siguiente equipación en cuanto a dependencias:

- Sala de Control.
- Sala Polivalente.
- Sala de Rack. Los elementos que produzcan ruidos durante su funcionamiento, como pueden ser los racks de comunicaciones, estarán ubicados en esta sala para evitar perturbaciones al personal que se encuentre trabajando en el edificio.
- Aseos y vestuarios para personal.
- Almacén. La pendiente máxima de la rampa de acceso al almacén será de 12 %. En dicho almacén se albergará correctamente clasificado y acopiado todo el *stock*. Dentro de este almacén los equipos estarán protegidos contra humedades, barro, polvo, radiación solar, etc.

3. Subestación Transformadora

La Subestación transformadora a 30/220 kV de 220 MVA, denominada La Isla, se realizará con tecnología convencional con aislamiento en aire, de acuerdo con las características ambientales del emplazamiento seleccionado.

Las condiciones ambientales del emplazamiento son las siguientes:

- Altura media sobre el nivel del mar: 65 m
- Temperaturas medias extremas: +35° C / +5° C
- Contaminación ambiental: Media

Para el cálculo de la sobrecarga del viento, se ha considerado viento horizontal con velocidad de 140 km/h.

Los embarrados y tendidos altos se han diseñado con las sobrecargas de hielo consideradas para la Zona A según “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias” y para el resto de la instalación con las sobrecargas consideradas en el Documento Básico de Seguridad Estructural SE-AE “Seguridad Estática. Acciones en la Edificación” del Código Técnico de la Edificación, del Ministerio de la Vivienda.

Respecto a las acciones sísmicas, la norma NCSR-02 contempla la necesidad de su aplicación en construcciones de especial importancia, como ésta, cuando la aceleración sísmica básica sea superior o igual a 0,04 g, siendo en Alcalá de Guadaíra (emplazamiento de la subestación) de 0,06 g. Por lo tanto, se tendrán en cuenta estas acciones sísmicas.

Para el diseño se considera una intensidad de cortocircuito de corta duración de 40 kA en 220 kV y 25 kA en 30 kV.

A efectos de cálculo se considera una resistividad del terreno de 100 Ω·m.

Nuevas posiciones de interruptor a instalar en 220 kV:	
Número de posiciones completamente equipadas	3
Características	
Tecnología	AIS
Instalación	INTEMPERIE
Configuración	Simple barra
Intensidad de cortocircuito de corta duración	40 kA

Nuevas posiciones de interruptor a instalar en 30 kV:	
Número de posiciones completamente equipadas	15
Número de posiciones parcialmente equipadas	4
Características	
Tecnología	GIS (celdas encapsuladas)
Instalación	INTERIOR
Configuración	Simple barra partida
Intensidad de cortocircuito de corta duración	25 kA

3.1. Características generales

La nueva subestación de La Isla responderá a las siguientes características principales:

Parque de 220 kV

- Tensión Nominal: 220 kV.
- Tensión más elevada para el material (Um): 245 kV.
- BIL: 1050 kV.
- Tecnología: AIS.
- Instalación: Intemperie.
- Configuración: Simple Barra.
- Intensidad de cortocircuito de corta duración: 40 kA.

Parque de 30 kV

- Tensión Nominal: 30 kV.
- Tensión más elevada para el material (Um): 36 kV.
- BIL: 170 kV.
- Tecnología: GIS (celdas encapsuladas).
- Instalación: Interior.
- Configuración: Simple Barra Partida.
- Intensidad de cortocircuito de corta duración: 25 kA.

3.2. Configuración y disposición general de la subestación

Parque de 220 kV: Adoptará una configuración de simple barra, en tecnología AIS.

Parque de 30 kV: Adoptará una tipología de simple barra partida, en tecnología GIS (celdas encapsuladas).

Transformadores de Potencia: Se instalarán dos transformadores trifásicos de potencia de 220 kV de Tensión del devanado primario, de 30 kV de tensión del devanado secundario, con 110 MVA de potencia nominal.

3.3. Sistema eléctrico

a) Magnitudes

Parque de 220 kV:

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión más elevada para el material (Ve): 245 kV

- Neutro: Rígido a tierra
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz): 40 kA
- Tiempo de extinción de la falta: 0,5 s
- Nivel de aislamiento:
 - a) Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial: 460 kV
 - b) Tensión soportada a impulso tipo rayo: 1.050 kV
- Línea de fuga mínima para aisladores: 6.125 mm (25 mm/kV)

Parque de 30 kV:

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión más elevada para el material (Ve): 36 kV
- Neutro: A tierra con reactancia
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz): 25 kA
- Tiempo de extinción de la falta: 0,5 s
- Nivel de aislamiento:
 - a) Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial: 70 kV
 - b) Tensión soportada a impulso tipo rayo: 170 kV
- Línea de fuga mínima para aisladores: 900 mm (25 mm/kV)

b) Distancias

Las distancias a adoptar serán como mínimo las que a continuación se indican, basándose para ello en las magnitudes eléctricas adoptadas y en la normativa aplicable.

Parque 220 kV:

- Distancias fase-tierra:
 - Conductor-estructura: 1.900 mm
 - Punta-estructura: 2.100 mm
- Distancias fase-fase:
 - Conductores paralelos: 2.100 mm

Parque 30 kV:

- Distancias fase-tierra:
 - Punta-estructura: 320 mm
- Distancias fase-fase:
 - Conductores paralelos: 320 mm

Las distancias adoptadas son válidas, dado que la altura de la instalación sobre el nivel del mar es inferior a 1.000 m.

Al considerar todo lo anterior, y de acuerdo con lo que se indica, se establecerán las siguientes distancias:

Parque 220 kV:

- Entre ejes de aparellaje: 4.000 mm
- Entre ejes de conductores rígidos: 3.500 mm
- Anchura de calle: 13.500 mm
- Altura de embarrados de interconexión entre aparatos: 6.000 mm
- Altura de barras: 10.500 mm
- Altura de amarre líneas: 14.950 mm

Parque 30 kV (intemperie):

- Entre ejes de conductores rígidos: 750 mm
- Altura de barras: 6.000 mm

Comunes:

- Anchura de vial principal: 5.000 mm
- Anchura de vial perimetral: 3.000 mm

Como se puede observar, las distancias mínimas establecidas son muy superiores a las preceptuadas en la normativa.

Con respecto a la altura de las partes en tensión sobre viales y zonas de servicio accesibles al personal, la normativa prescribe una altura mínima de 2.300 mm a zócalo de aparatos, lo que se garantizará con las estructuras soporte del aparellaje.

c) Embarrados

c.1) Disposición y tipo de embarrado

Parque de 220 kV: En los embarrados bajos, conexiones entre aparatos a 6 metros de altura. Se realizarán con cable de aluminio-acero. En los embarrados altos, barras principales de tubo de aluminio a 10,5 metros de altura en configuración apoyada sobre aisladores soporte.

Parque de 30 kV: En los embarrados de salida del transformador de potencia, barras de tubo de cobre a 6 metros de altura en configuración apoyada sobre aisladores soporte.

c.2) Embarrados en cable

Los embarrados formados por cables de aluminio con alma de acero tendrán la siguiente configuración y características:

- Tipo: RAIL
- Sección total del conductor: 516,82 mm²
- Diámetro exterior: 29,61 mm

- Intensidad admisible permanente a 35° C de temperatura ambiente y 75° C en conductor 1.032 Amperios.

El amarre de las conexiones tendidas a los pórticos se realizará mediante cadenas de aisladores de vidrio templado, con la piecería adecuada. La unión entre conductores y entre éstos y la aparamenta se realizará mediante piezas de conexión provistas de tornillos de diseño embutido, y fabricadas según la técnica de la masa anódica.

c.3.) Embarrados en tubo

Las características de los tubos destinados a los embarrados serán las siguientes:

Parque de 220 kV:

- Aleación: AlMgSiO, 5 F22
- Diámetros exterior/interior: 150/134 mm
- Sección total del conductor: 3.569 mm²
- Intensidad admisible permanente: 3.890 A

Parque de 30 kV:

- Material: Cobre, Cu
- Diámetros exterior/interior: 100/90 mm
- Sección total del conductor: 1.492 mm²
- Intensidad admisible permanente: 2.640 A

Los tubos no podrán ser soldados en ningún punto o tramo, por lo que se ha previsto que su suministro se realice en tiradas continuas y en tramos conformados, cortados y curvados en fábrica, debiéndose proceder a pie de obra tan sólo a su limpieza y montaje posterior.

En todos los tramos superiores a 6 metros se ha previsto la instalación en el interior de la tubería de cables de amortiguación. Estos serán del mismo tipo y características indicados para los embarrados en cable en formación simple.

3.4. Características de la aparamenta

Para aislamiento en aire, los aisladores serán de línea de fuga 6.125 mm, equivalente a 25 mm/kV (línea de fuga normal), referida a la tensión nominal más elevada para el material de 245 kV.

Para aislamiento en aire, los aisladores serán de línea de fuga 900 mm, equivalente a 25 mm/kV (línea de fuga normal), referida a la tensión nominal más elevada para el material de 36 kV.

Parque de 220 kV

a) Interruptores: Serán de mando unipolar, con cámaras de corte en SF6, y con las siguientes características:

- Tensión más elevada: 245 kV
- Intensidad nominal: 1250 A
- Intensidad de corte simétrica: 40 kA

b) Transformadores de Intensidad

Se dispondrán transformadores de intensidad de las siguientes características:

- Tensión más elevada: 245 kV
- Intensidad límite térmica: 40 kA

Las relaciones de transformación, potencias y clases de precisión se adaptarán a lo preceptuado en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y al sistema de protección y medida.

c) Seccionadores: Serán de tipo rotativo de dos columnas, con cuchillas de puesta a tierra (cuando aplique), de mando tripolar motorizado, y de las siguientes características:

- Tensión más elevada: 245 kV
- Intensidad nominal: 1250 A
- Intensidad de corte simétrica: 40 kA

d) Transformadores inductivos de tensión: Se dispondrán transformadores de tensión inductivos con las siguientes características:

- Tensión más elevada: 245 kV
- Factor de tensión nominal en servicio continuo: 1,2

Las relaciones de transformación, potencias y clases de precisión se adaptarán a lo preceptuado en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y al sistema de protección y medida.

e) Pararrayos: Se dispondrán autoválvulas con las siguientes características:

- Tensión nominal: 192 kV
- Tensión operación continua: 158 kV
- Intensidad nominal de descarga: 10 kA

f) Aisladores de apoyo: Los aisladores soporte para apoyo de los embarrados principales son de las siguientes características:

- Tipo: C10 -1050
- Carga de rotura a flexión: 10.000 N
- Carga de rotura a torsión: 4.000 Nm

- Longitud línea de fuga: ≥ 6.125 mm

g) Transformador trifásico: Se instalarán dos transformadores 30/220 kV de tipo trifásico acorazado con las siguientes características principales:

- Tipo: Acorazado, trifásico
- Tensiones nominales: 220/30 kV
- Potencia nominal: 110 MVA
- Refrigeración: ONAN/ONAF
- Grupo de transformación: YNd11

Parque de 30 kV

Se dispondrán reactancias zigzag a la salida del transformador de potencia con las siguientes características:

- Tensión más elevada: 36 kV
- Corriente monofásica a tierra: 200 A
- Tiempo de duración de la falta: 10 s
- Relación transformador de intensidad 200/5 A
- Potencia y clase de precisión de los devanados: 1º Devanado: 15 VA CL. 10P10

Se instalarán diecinueve celdas blindadas compactas con tecnología de aislamiento en SF₆, configuración de simple barra partida, formado por doce celdas de Línea, dos de Transformador de Potencia, dos de Medida de Barras, una de Servicios Auxiliares, una de Acoplamiento y una de Remonte.

Características Generales de las Celdas:

- Tensión nominal red: 30 kV
- Tensión nominal celda: 36 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial, 50 Hz: 70 kV
- Tensión soportada de impulso tipo rayo: 170 kV
- Corriente asignada en servicio continuo en barras: 2.500 A
- Corriente admisible de corta duración, 1 s: 25 kA
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensión de mando motor: 125 V CC
- Tensión bobinas: 125 V CC

3.5. Red de tierras

a) Red de tierras inferiores: Con el fin de conseguir tensiones de paso y contacto seguras, la subestación se proyecta dotada de una malla de tierras inferiores formada por cable de cobre, enterrada en el terreno formando retículas que se extienden por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluidas cimentaciones, edificios y cerramiento.

Se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se han unido a la malla: la estructura metálica, bases de aparellaje, cerramientos, neutros de transformadores de medida, etc.

Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales, que aseguran la permanencia de la unión, haciendo uso de soldaduras aluminotérmicas de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

- b) Red de tierras superiores: Con el objeto de proteger los equipos de la subestación de descargas atmosféricas directas, se dotará a la subestación con una malla de tierras superiores, formada por conductores *alumoweld* tendidos entre las columnas de los pórticos. Estos conductores estarán unidos a la malla de tierra de la instalación a través de robustos elementos metálicos, que garantiza una unión eléctrica suficiente con la malla

3.6. Estructuras metálicas

Las estructuras metálicas y soportes de la aparamenta del parque se han diseñado con perfiles de acero de alma llena. Todas las estructuras y soportes serán galvanizados en caliente como protección contra la corrosión.

Para el anclaje de estas estructuras, se dispondrán cimentaciones adecuadas a los esfuerzos que han de soportar, construidas a base de hormigón y en las que quedarán embebidos los pernos de anclaje correspondientes

3.7. Sistemas de control y protección

a) Sistema de control

El sistema de control estará formado por una unidad central, puesto de operación duplicado y unidades locales distribuidas. Desde la unidad central se establecerán enlaces con el centro de control de cada compañía.

Cada unidad de control local recoge las alarmas y señales y permite realizar control local, así como control desde nivel superior.

b) Sistema de protecciones

b.1) Embarrados: Se ha previsto la instalación de relés equipados con un sistema de protección independiente con la función de protección diferencial de barras(87B).

b.2) Sistema de protección de interruptor: En todas las posiciones se ha previsto la instalación de un relé de protección equipado con las siguientes funciones:

- Discordancia de polos (2).
- Comprobación de sincronismo y acoplamiento de redes (25-25AR).
- Protección por mínima tensión (27).
- Oscilografía (OSC).
- Fallo de interruptor (50S-62).

Adicionalmente se instalarán relés para la vigilancia de los circuitos de disparo (3).

b.3) Posiciones de línea: En cada posición se ha previsto un bastidor de relés equipado con dos sistemas de protección independientes.

b.4) Posiciones de transformador de potencia: En cada posición se ha previsto un bastidor de relés equipado con dos sistemas de protección independientes.

Por otro lado, los transformadores de potencia incluyen sus propias protecciones contra cortocircuitos y defectos internos: relés Buchholz, válvulas de sobrepresión, imágenes térmicas, temperatura del aceite e indicador del nivel de aceite.

3.8. Servicios auxiliares

a) Servicios Auxiliares de Corriente Alterna.

Los servicios auxiliares de la subestación se alimentarán a través de un transformador de servicios auxiliares (TSA), conectado a las barras de 30 kV de la subestación por medio de una celda blindada compacta con tecnología de aislamiento en SF₆.

Se ha proyectado, además, la instalación de un grupo electrógeno con potencia suficiente para realizar la operación normal de la subestación.

Estas fuentes alimentan un Cuadro Principal de Corriente Alterna que dispone de dos barras unidas por un interruptor de acoplamiento. La conmutación de las fuentes de alimentación principales es automática y se realiza en el Cuadro Principal de Corriente Alterna mediante un autómata programable.

b) Servicios Auxiliares de Corriente Continua.

Desde el Cuadro Principal de Corriente Alterna se alimentan a los equipos rectificador-batería que constituyen las fuentes autónomas que dan seguridad funcional a la subestación eléctrica. Cada equipo rectificador-batería podrá alimentarse de manera conmutada desde ambas barras del Cuadro Principal de Corriente Alterna.

El Cuadro Principal de Corriente Continua de 125 Vcc, está formado por dos juegos de barras con acoplamiento. Cada uno de uno de estos juegos está alimentado, en condiciones normales, desde su correspondiente equipo

rectificador–batería de 125 Vcc. Este cuadro da, entre otros, servicio a las alimentaciones necesarias de control, protección y de maniobra.

3.9. Sistema de telecomunicaciones

En el Edificio de Control se encontrarán ubicados los equipos de Telecomunicaciones que se utilizarán para proporcionar los servicios de telecomunicaciones requeridos para el correcto funcionamiento de la subestación.

Todos los equipos de comunicaciones requieren disponer de alimentación segura de 48 Vcc por medio de conjuntos de convertidores. Se establecerán enlaces de fibra óptica con cada extremo.

3.10. Obra civil y edificación

a) Movimiento de tierras

El movimiento de tierras será realizado conforme a las instrucciones de la Dirección Facultativa y a la vista del estudio geotécnico que ha de realizarse previamente al inicio de las obras. Será necesario realizar el saneamiento de los últimos 15 cm del terreno de la zona de la parcela donde se ubicará la nueva apartamenta, y acondicionar el terreno, compactando y nivelando el mismo en las partes que sea necesario.

El acabado superficial de la plataforma constituyente del parque de intemperie se realizará con una capa de 15 cm de espesor de grava machacada dispuesta sobre la cota NTE de la plataforma, con una granulometría de 20/40, que se deberá colocar en toda la extensión en que se realicen los trabajos y no quede ocupada por los viales.

Esta capa de grava tendrá una doble función: conseguir una resistencia superficial aproximada de 3000 Ω m que facilite el control de las tensiones de paso y contacto ya mencionadas, y favorecer el drenaje superficial.

b) Drenajes y saneamientos

Se han previsto los tubos drenantes necesarios para evacuar las aguas en un tiempo razonable, de forma que no se produzca acumulación de agua en la instalación y se consiga la máxima difusión posible de las aguas de lluvia.

La recogida de las aguas residuales se ha previsto con depósito estanco de poliéster reforzado con fibra de vidrio capaz de retener por un periodo determinado de tiempo las aguas servidas domésticas y equipado con tapa de aspiración y vaciado.

c) Cimentaciones, viales y canales de cables

Se han previsto las cimentaciones, canales de cables y viales necesarios conforme al plano Planta General de los Planos adjuntos al proyecto.

Para soporte y sujeción de los nuevos elementos que se instalan en la subestación, se dispondrán cimentaciones adecuadas al efecto.

Teniendo en cuenta el tipo de estructuras a cimentar y las características de los materiales sobre los cuales se prevé apoyar, se realizarán fundaciones de hormigón, del tipo superficial mediante zapatas. Además, se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

d) Edificios y casetas

En la subestación se construirá un edificio de una planta, de dimensiones adecuadas para albergar las instalaciones y equipos. Dispondrá de sala de control y protección, aseo, servicios auxiliares, así como dos salas independientes para albergar el sistema de 30 kV. En el edificio se instalarán los equipos de comunicaciones de toda la subestación, la unidad central y monitores del sistema de control digital, equipos cargador-batería cuadros de servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna.

La sala de control, comunicaciones y servicios auxiliares contará con falso suelo. En la parte inferior del muro se habilitarán huecos para el paso de cables.

En caso de que el suministro de agua al edificio no se pueda realizar con una acometida desde la red municipal, se dispondría un depósito enterrado de 15 m³ de capacidad y grupo de presión ubicado en el exterior. En este caso se dispondrá además lo necesario para el aprovechamiento de las aguas pluviales de la cubierta del edificio.

Asimismo, se instalará una fosa séptica estanca para recogida de las aguas residuales procedentes de los aseos del edificio de control de la subestación.

3.11. Instalación de alumbrado y fuerza

a) Alumbrado

El alumbrado normal de calles se realizará con proyectores orientables, montados a menos de 3 metros de altura. Serán de haz semiextensivo, para que con el apuntamiento adecuado se pueden obtener 50 lux en cualquier zona del parque de intemperie.

Para el alumbrado de viales, se utilizarán luminarias montadas sobre báculos de 3 m de altura, para un nivel de iluminación de 5 lux.

Los niveles de iluminación interior en las distintas áreas serán de 500 lux en salas de control y de 250 lux en aseos.

b) Fuerza

Se instalarán tomas de fuerza combinados de 3P+T (32 A) y 2P+T (16 A) en cuadros de intemperie anclados a pilares próximos a los viales, de forma que cubran el parque considerando cada conjunto con un radio de cobertura de 25 metros.

3.12. Sistema contraincendios y antiintrusismo

Para el sistema contraincendios se instalarán detectores de incendios en el edificio de la subestación. Serán del tipo óptico y también se dispondrán pulsadores y campana exterior de alarma. También se dispondrán de los correspondientes extintores en el edificio tanto de CO₂ como de polvo, así como carros extintores de 50 kg de polvo para el parque.

3.13. Cerramiento

Se realizará un cerramiento de toda la subestación de al menos 2,2 metros de altura. Este cerramiento será de valla metálica de acero galvanizado reforzado, rematado con alambrada de tres filas, con postes metálicos, embebidos sobre murete corrido de hormigón.

Además, se dispondrán de una puerta de acceso de peatones de 1 metro de anchura y otra para vehículos de 5 metros de anchura, de tipo corredera.

4. Línea eléctrica de evacuación

Línea eléctrica de transmisión de la energía generada en la planta fotovoltaica "La Isla" al centro de seccionamiento en 220 kV Alcalá de Guadaíra, en el que se conectarán todas las plantas de los promotores que tienen su punto de conexión previsto en la misma subestación de REE de Don Rodrigo.

Características generales:

- Nivel de tensión 220 kV
- Categoría Especial
- Frecuencia: 50 Hz
- Medio: Aéreo
- Longitud de trazado: 1,2 km
- Nº de alineaciones principales: 3
- Vano medio estimado: 250 m
- Vano máximo previsto: 327 m
- Número de apoyos: 6
- Tipo de apoyos: Celosía metálica
- Número de circuitos: 1 trifásico
- Configuración: Tresbolillo

- Número de conductores por fase: 1
- Tipo de conductor: Aluminio reforzado con acero
- Sección total: 281,1 mm²
- Temperatura máxima de operación: 85°C
- Capacidad de transporte: 235 MVA
- Cable de protección y comunicación: OPGW
- Elevación media sobre el nivel del mar: 65 m
- Zona: A
- Velocidad máxima del viento: 140 km/h

En el proyecto se utiliza para la totalidad de la línea (1.227 metros de trazado) un conductor de fase tipo LA-280, con un único conductor por fase. Se trata de una línea de simple circuito en disposición tresbolillo. Con esta configuración, la línea puede transportar 220 MVA.

4.1. Trazado

La línea conectará la subestación elevadora de la PSF LA ISLA, con el centro de seccionamiento en 220 kV Don Rodrigo (en proyecto), próximo a la subestación de la red de transporte Don Rodrigo, existente, propiedad de REE. El trazado de la línea, de 1,2 kilómetros de longitud, discurrirá en dirección Este-Sureste atravesando tierras de cultivo principalmente, sin desniveles notables, debiendo cruzar sobre dos líneas eléctricas de la red de distribución y sobre una línea de la red de transporte, no presentándose otros obstáculos notables. El Proyecto determina de forma exhaustiva las coordenadas y cotas de los apoyos.

4.2. Elementos de línea

a) Conductor: El conductor de fase será de aluminio reforzado con acero galvanizado, tipo 242-AL1/39-ST1A, según norma UNE EN 50182.

b) Cable de protección y comunicación: La línea dispondrá de un cable de protección frente a descargas atmosféricas, tendido en la parte superior de los apoyos, de tipo OPGW, que servirá a la vez de canal de comunicación por fibra óptica.

c) Aislamiento: En el proyecto se prevé la utilización de una línea simple de 16 aisladores tipo U120BS para las cadenas de amarre. La longitud de las cadenas de amarre es 2,63 metros.

Para las cadenas de suspensión se utilizará también una línea simple de 16 aisladores tipo U120BS. La longitud de las cadenas de suspensión es 2,63 metros.

Se deberán instalar además cadenas de suspensión para fijar los puentes flojos en las crucetas del lado exterior del ángulo de los apoyos fin de línea (1 y 6).

d) Herrajes para el conductor y OPGW.

En el proyecto se consideran los siguientes herrajes para la cadena de amarre del conductor:

Herraje	Cantidad	Peso aproximado (kg)	Carga de rotura (kg)
Grapa de Amarre	1	1,85	8.500
Grillete recto	2	0,45	13.500
Anilla bola	1	0,45	18.000
Rótula corta	1	0,51	14.000

En el proyecto se consideran los siguientes herrajes para la cadena de suspensión del conductor:

Herraje	Cantidad	Peso aproximado (kg)	Carga de rotura (kg)
Grapa armada de suspensión para LA-280	1	3,43	10.000
Rótula corta	1	0,65	13.500
Anilla bola	1	0,50	13.500
Grillete recto	1	0.45	13500

e) Apoyos: Los apoyos se conformarán con perfiles angulares de acero galvanizado en caliente, con uniones atornilladas a modo de celosía, formando el fuste y el armado. El fuste está constituido por tramos troncopiramidales cuadrados para facilitar el transporte y montaje. Cada estructura se seleccionará en base a los requerimientos de cargas mecánicas aplicadas y las distancias mínimas internas y externas requeridas.

La selección de los apoyos se hace en base a los datos facilitados en el catálogo del fabricante y a su software de cálculo. Con objeto de optimizar las estructuras en el momento de su adquisición, se sugiere realizar un estudio pormenorizado de los casos de carga expuestos en el anexo de cálculos, manteniendo las geometrías mínimas descritas, y con la asistencia del proveedor, que deberá aportar una memoria justificativa de cada una de las estructuras suministradas.

f) Cimentaciones: Cada una de las patas del fuste se cimentarán por separado. Las cimentaciones serán del tipo “pata de elefante”, conformadas a base de hormigón en masa cubriendo el anclaje de la estructura a modo de armadura. Las dimensiones de cada cimentación se definirán en base a las cargas transmitidas por la estructura y a las características geotécnicas del terreno. Las dimensiones de las cimentaciones incluidas en el proyecto son:

g) Puesta a tierra de los apoyos: Cada apoyo dispondrá de una conexión rígida y permanente a tierra. Dicha conexión deberá resistir la corrosión, los esfuerzos mecánicos y la corriente de falta más elevada. Asimismo, deberá garantizar la seguridad de la instalación y de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra.

h) Otros accesorios: Cada apoyo dispondrá además de placas de numeración y peligro de muerte. En caso de ser requerido por la autoridad ambiental, se instalarán dispositivos salvapájaros sobre el cable de protección y comunicación (de diámetro inferior a 16 mm), para hacerlo más visible y evitar así que las aves colisionen con el mismo.

4.3. Coordinación de aislamiento.

En función de la tensión más elevada de la línea se seleccionan los niveles de aislamiento normalizados:

- Tensión nominal 220 kV
- Tensión más elevada 245 kV
- Nivel de aislamiento normalizado
 - Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial: Valor eficaz 395 kV
 - Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo: Valor de cresta 950 kV

La selección del tipo de aislador y la longitud de la cadena de aisladores debe realizarse teniendo en cuenta el nivel de contaminación de la zona que atraviesa la línea. Dado que se trata de tierras de cultivo, con un nivel de precipitaciones anual bajo, se considera:

- Nivel de contaminación Medio
- Línea de fuga específica nominal mínima 20 mm/kV*

* Línea de fuga mínima entre fase y tierra, relativa a la tensión más elevada de la red (fase-fase).

4.4. Distancias mínimas de seguridad

Las distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas se definen en función de la tensión más elevada de la red, siendo en este caso:

- Tensión más elevada 245 kV
- 'Del' 1,70 metros
- 'Dpp' 2,00 metros

Siendo:

'Del': Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.

'Dpp': Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.

Cuando se trate de distancias externas, se añadirá a 'Del' una distancia de aislamiento adicional, 'Dadd', para garantizar que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor de 'Del'.

4.5. Medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución

a) Las líneas se han de construir con cadenas de aisladores suspendidos, evitándose en los apoyos de alineación la disposición de los mismos en posición rígida.

b) Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, transformadores de distribución, de derivación, anclaje, amarre, especiales, ángulo, fin de línea, se diseñarán de forma que se evite sobrepasar con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos. En cualquier caso, se procederá al aislamiento de los puentes de unión entre los elementos en tensión.

c) En el caso del armado canadiense y tresbolillo (atirantado o plano), la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5 metros.

d) Para crucetas o armados tipo bóveda, la distancia entre la cabeza del fuste y el conductor central no será inferior a 0,88 m, o se aislará el conductor central 1 m a cada lado del punto de enganche.

e) Los diferentes armados han de cumplir unas distancias mínimas de seguridad. Las alargaderas en las cadenas de amarre deberán diseñarse para evitar que se posen las aves.

f) Se proveerá de salvapájaros o señalizadores visuales si así lo determina el órgano competente.

g) Los salvapájaros o señalizadores visuales se han de colocar en los cables de tierra. Si estos últimos no existieran, en las líneas en las que únicamente exista un conductor por fase, se colocarán directamente sobre aquellos conductores que su diámetro sea inferior a 20 mm. Los salvapájaros o señalizadores serán de materiales opacos y estarán dispuestos cada 10 metros (si el cable de tierra es único) o alternadamente, cada 20 metros (si son dos cables de tierra paralelos o, en su caso, en los conductores). La señalización en conductores se realizará de modo que generen un efecto visual equivalente a una señal cada 10 metros, para lo cual se dispondrán de forma alterna en cada conductor y con una distancia máxima de 20 metros entre señales contiguas en un mismo conductor.

Los salvapájaros o señalizadores serán del tamaño mínimo siguiente:

- Espirales: Con 30 centímetros de diámetro x 1 metro de longitud.
- De 2 tiras en X: De 5 x 35 centímetros.

Sólo se podrá prescindir de la colocación de salvapájaros en los cables de tierra cuando el diámetro propio, o conjuntamente con un cable adosado de fibra óptica o similar, no sea inferior a 20 mm.

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

1. DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Mediante Resolución de 25 de julio de 2018, de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, se ha formulado declaración de impacto ambiental favorable del proyecto Planta solar fotovoltaica La Isla de 182,5 MWp, la subestación eléctrica a 30/220 kV y línea aérea a 220 kV para evacuación, término municipal Alcalá de Guadaíra (Sevilla). El proyecto tiene por objeto la construcción de una planta solar fotovoltaica de 182,5 MWp, la subestación eléctrica a 30/220 kV y la línea aérea a 220 kV para evacuación.

La planta solar fotovoltaica estará distribuida en cinco áreas o parcelas, que cuentan con una superficie total de 402,7 hectáreas, de las que 380,8 estarán ocupadas por todas las instalaciones que componen la planta solar. Tendrá una potencia nominal de 157,5 MW y una potencia pico de 182,5 MW. Estará formada por módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, con unas dimensiones de 1956 x 992 x 40 mm. Los módulos se dispondrán en seguidores, que contendrán 3 *strings* compuestos por 29 módulos cada uno. Las salidas de los *strings* se reúnen en cajas de suma de 6 y de 24 series. Desde las cajas de suma se alimentan los inversores que están dispuestos en las estaciones de potencia o unidades de conversión, cada una de ellas formada por dos inversores fotovoltaicos, transformador de potencia, transformador de servicios auxiliares, unidad de celdas, cuadros eléctricos de Baja Tensión, dispositivos de control (SCADA) e interconexiones entre elementos. La planta dispone de un total de 32 unidades de conversión, cuyas dimensiones son 6,50 x 7,00 metros. La red de media tensión canalizada subterráneamente las conecta con la subestación. Dispondrá de un edificio para uso de centro de control y almacén de la planta fotovoltaica, utilizando, en la medida de lo posible, las edificaciones existentes en las parcelas afectadas y como almacén una explanación de terreno sin ningún tipo de infraestructura de unos 9.000 m² para depositar el material de obra. Una vez finalizada la fase de construcción, esta zona de acopio se reducirá a unos 2.000 m².

La planta dispondrá de una subestación transformadora 30/220 KV de 220 MVA, con aislamiento en aire, con una superficie total ocupada de 4.424,7 m² y un cerramiento 4.150,10 m² de superficie y una longitud de 270,6 metros, a la cual irá asociada un edificio destinado a centro de control y protección, con una superficie de 164,84 m².

La línea eléctrica de evacuación, con una longitud de 1,23 kilómetros, discurre desde la subestación eléctrica transformadora de la planta solar hasta la subestación de seccionamiento, la cual no forma parte del proyecto.

La instalación se localizará en el término municipal de Alcalá de Guadaíra, en la provincia de Sevilla, en concreto en las parcelas 4, 5, 6 y 24 del Polígono 27 y en las parcelas 1, 2, 3, 4, 10, 19, 22, 36 y 37 del Polígono 29. El núcleo de población más próximo es el de Dos Hermanas, situado a una distancia lineal aproximada de 3,5 kilómetros al Norte-Noroeste de la planta, Utrera a 7 kilómetros al Sur-Sureste y Los Palacios a 5 kilómetros al Suroeste. En el entorno del proyecto se encuentran varios cortijos y haciendas. La ubicación del proyecto está definida como suelo no urbanizable de especial protección por planificación territorial y urbanística. Dicha ubicación se enmarca en la cuenca hidrográfica del Guadalquivir y la red de arroyos más próximos a la instalación de la planta solar fotovoltaica la componen el arroyo de San Juan, que bordea por el noroeste la mitad norte de la planta y al que vierten varios afluentes que discurren entre diversas parcelas de los polígonos 27 y 29, y un arroyo catalogado como Innominado, que discurre por la parte sureste de la planta por la parcela 22 del polígono 29.

La mayoría de parcelas donde se ubica el proyecto se dedican al cultivo agrícola de herbáceos en secano, suponiendo una superficie 350,15 hectáreas del total de la superficie ocupada por la planta solar. Coincidiendo con la carretera SE-426, que cruza las parcelas que serán ocupadas para la instalación de la planta solar fotovoltaica, se está cartografiado el hábitat de interés comunitario 5330 «Matorrales Termomediterráneos y pre-estépicos».

La fauna presente en la zona de estudio está representada por especies ligadas a ecosistemas agrícolas, destacando la presencia de avifauna favorecida por la proximidad del Centro Integral de Residuos Sólidos Urbanos Montemarta-Cónica, que es utilizado como zona de alimentación principalmente por la cigüeña blanca y el milano negro. También destaca la presencia de otras especies como el cernícalo primilla, el busardo ratonero, la carraca europea, el elanio azul en determinados emplazamientos de interés por tratarse de zonas de nidificación. Por último, consultado el trabajo de campo relativo a las áreas históricas de nidificación del aguilucho cenizo, con categoría de vulnerable en el citado Catálogo Andaluz, resalta su presencia al noroeste de la Planta Solar.

El proyecto no coincide con espacios naturales protegidos. Los espacios de la Red Natura 2000 más próximos son la Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) Brazo del Este a 12,5 kilómetros de distancia, la Zona de Especial Conservación (ZEC) Bajo Guadalquivir a 14 kilómetros y la ZEC Río Guadaíra a 20 kilómetros de distancia.

La zona donde se pretende ubicar el proyecto, se caracteriza por tener una topografía suave, con una altitud que oscila entre los 4 y los 87 metros respecto al nivel del mar. En concreto, las parcelas elegidas para la Planta Solar Fotovoltaica La Isla se encuentran de media a 49,47 metros, oscilando entre los 36,7 y los 67,9 metros. El hecho de no situarse en los puntos más elevados del entorno favorece que su visibilidad sea reducida.

El estudio de impacto ambiental indica que en la ubicación de la planta solar se localizan cinco bienes inmuebles de naturaleza arqueológica, los cuales son Matajame, Hacienda Almenara, Cortijo La Chaparra, Hacienda Pintada I y Hacienda Pintada II.

En la localización de la planta solar fotovoltaica y de la línea de evacuación, se ubican cuatro vías pecuarias: la cañada de Matalageme, que atraviesa la planta en dirección Noreste-Suroeste a lo largo de 4,45 kilómetros, partiendo de la carretera provincial SE-426 en dirección Suroeste; la colada Pelay-Correa cruza la planta 430 metros por una de las parcelas centrales; el cordel del Gallego, discurre fuera del área de la planta solar, pero es cruzado por la línea de evacuación planteada para la instalación fotovoltaica; y la cañada de Los Palacios se sitúa fuera del área de la planta solar, pero limita 815 metros con la parcela situada más al sur de la misma.

Las parcelas donde se ubicará la planta son cruzadas por el oleoducto Coria-Arahal y por el gasoducto Huelva-Sevilla. La carretera SE-426, divide la planta en dos partes en su zona central. Asimismo, en el entorno del proyecto se encuentran otras vías de comunicación (A-376 a 1,2 kilómetros al Noreste de la planta y A-8029 a 1 kilómetro al sur de la misma), la vía férrea Sevilla-Cádiz que discurre y atraviesa la Planta en su porción Noreste, el Centro Integral de Residuos Sólidos Urbanos Montemarta-Cónica, colindante con la parcela 10 del polígono 29 de la planta solar, la subestación eléctrica de Don Rodrigo y las diferentes líneas eléctricas que discurren hacia ella.

Además de las infraestructuras citadas, contigua a este proyecto se encuentra proyectada la instalación fotovoltaica Don Rodrigo de 150 MW, que cuenta con Resolución de Declaración de Impacto Ambiental favorable de fecha 3 de julio de 2015.

Con fecha 19 de octubre de 2017 se publicó en el BOE el anuncio del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno de Sevilla, por el que se somete a información pública conjunta la solicitud de autorización administrativa previa y declaración de impacto ambiental de la instalación fotovoltaica La Isla, subestación La Isla y línea de interconexión en el término municipal de Alcalá de Guadaíra (Sevilla). Con fecha de 3 de noviembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial de la provincia de Sevilla número 254.

Con fecha 29 de enero de 2018 tuvo entrada en la Subdirección General de Evaluación Ambiental la solicitud de inicio de evaluación de impacto ambiental, junto con el resultado de la información pública y documentación del proyecto. Ante la imposibilidad de acceder a determinados archivos en formato digital, con fecha 15 de febrero de 2018, se requirió el envío del expediente completo, recibándose el mismo con fecha de entrada 7 de marzo de 2018.

Una vez analizada la documentación del proyecto, además de los informes recibidos durante la fase de consultas, con fecha del 18 de mayo de 2018, la

Subdirección General de Evaluación Ambiental, requirió documentación adicional al promotor. Con fecha de 4 de junio de 2018 tuvo entrada la documentación adicional en el órgano ambiental. Con la información recabada se ha elaborado la DIA.

La DIA es favorable a la realización del proyecto de la instalación siempre y cuando se ejecute dentro de la alternativa y las condiciones establecidas en la misma, que suponen el cumplimiento de todas las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante todo el proceso de evaluación de impacto ambiental. Las medidas adicionales establecidas como respuesta a las alegaciones e informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado, son las siguientes:

1. Agua. Teniendo en cuenta el informe de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, emitido durante la fase de consultas, se considera imprescindible el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- 1.1. Para el uso de agua de limpieza será imprescindible contar con un informe de la capacidad de suministro del encargado de la gestión del abastecimiento, así como un informe de la Confederación. Además, el promotor tendrá que disponer de la autorización o concesión de aguas por parte de esta Confederación Hidrográfica.
- 1.2. Los cerramientos que se instalen no podrán atravesar cauces públicos o invadir la zona de servidumbre de estos. Además, deberán ser permeables cuando se encuentren en zona de flujo preferente o inundable. En este sentido, en la documentación adicional se propone el uso de cercas con vigas de hormigón para los cerramientos que se encuentran en los cauces. Será necesaria la conformidad de este tipo de cerramiento, por parte de esta Confederación Hidrográfica.
- 1.3. Se deberán respetar los actuales puntos de desagüe a los cauces no pudiendo ser trasladados ni crear otros distintos. No se deberán trasvasar aguas pluviales a una cuenca distinta de la aportadora.
- 1.4. Las obras de drenaje transversales deberán tener la misma capacidad y evacuación que los cauces de zonas anteriores y posteriores a dichas obras. Se prohíbe la construcción de obras sobre el Dominio Público Hidráulico (DPH) que impidan o dificulten la continuidad longitudinal del cauce y obras de protección frente a avenidas.
- 1.5. Las instalaciones que se sitúen en zona inundable deberán ser reubicadas o garantizar que no se impida la expansión de las avenidas extremas, la no afección a terceros, a la salud humana y al entorno como consecuencia de su arrastre o infiltración. Queda prohibido el acopio de materiales y el almacenamiento de residuos que puedan ser arrastrados o que puedan degradar el DPH. El promotor deberá obtener la autorización de esta Confederación en relación a la ubicación de las placas solares en zona inundable.

Asimismo, como ya se ha indicado anteriormente, se deberá obtener el consentimiento y las autorizaciones pertinentes de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir sobre todos los aspectos indicados en el informe de dicha Confederación.

2. Flora y vegetación.

- 2.1. Se adoptarán las medidas necesarias para que en la fase de obras y durante la vida útil de la planta solar, el hábitat de interés comunitario 5330 «Matorrales termomediterráneos y pre-estépicos» quede totalmente preservado y no se produzcan daños sobre el mismo.
- 2.2. Cuando sea posible, el control de la vegetación se realizará mediante la introducción de ganado ovino.
- 2.3. Los ejemplares eliminados de pino piñonero y eucalipto deberán ser repuestos por la misma cantidad (o superficie equivalente), al menos, de ejemplares de especies arbóreas autóctonas. La revegetación propuesta por el promotor, consistente en el refuerzo de las barreras vegetales existentes y creación de nuevas barreras asociadas al cerramiento perimetral de las instalaciones, podrá ser considerada dentro de la citada reposición de ejemplares. Además, se realizará el mantenimiento y conservación de la superficie repoblada durante toda la vida útil de la planta solar fotovoltaica.

3. Fauna.

- 3.1. Tal y como indica el promotor en la documentación adicional, no se realizará el control de la vegetación durante el periodo de reproducción de aquellas especies que puedan utilizarla como refugio o como sustrato para la nidificación (del 1 de abril al 31 de julio). En este sentido, cabe destacar como especie sensible a lo anterior al aguilucho cenizo.
- 3.2. En relación a las medidas de antielectrocución y anticolisión, se utilizarán salvapájaros de aspa vertical, fabricados en PVC y dotados de tiras catadiópticas que refractan la luz. En caso de no estar disponible se utilizará la mejor tecnología disponible en el momento de la puesta en marcha de esta medida.
- 3.3. Con objeto de minimizar potenciales efectos derivados de la pérdida de superficie de alimentación de cernícalo primilla, carraca europea y otras especies insectívoras, en las actuaciones de revegetación se utilizarán especies vegetales atrayentes de insectos. Se realizará el mantenimiento y conservación de las plantaciones durante toda la vida útil de la planta solar.
- 3.4. Por otro lado, como medida de mejora del hábitat se instalará al menos una caja nido tipo cárabo, lechuza y carraca en cada apoyo de la línea de evacuación (seis en total). Además, el edificio de control/almacén que se instalará en el cortijo Chaparra se deberá acondicionar para favorecer la posible nidificación de cernícalo primilla. Las cajas-nido que se instalen llevarán consigo el mantenimiento y conservación de las mismas durante toda la vida útil de la planta solar.

4. Bienes materiales, patrimonio cultural.

4.1. Como consecuencia de la resolución definitiva sobre la memoria preliminar final, de la Delegación Territorial en Sevilla, de la Consejería de Cultura de la Consejería de Turismo y Deporte de la Junta de Andalucía, se realizará una actividad arqueológica preventiva, consistente en un control arqueológico de los movimientos de tierra, durante la ejecución del proyecto de ingeniería civil en los bienes inmuebles Matajame, Hacienda Almenara, en este caso con sondeos previos, en el cortijo de la Chaparra y en la Hacienda Pintada II.

4.2. En relación con las vías pecuarias, todas las actuaciones sobre las vías pecuarias tendrán que realizarse de acuerdo a la legislación vigente sobre esta materia, además de contar con las autorizaciones pertinentes.

Cada una de las medidas establecidas en el estudio de impacto ambiental, la documentación adicional y en este apartado deberán estar definidas y presupuestadas por el promotor en el proyecto o en una adenda al mismo, previamente a su aprobación.

El estudio de impacto ambiental contiene un programa de vigilancia ambiental (PVA) cuyo objetivo es garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras que contiene el estudio. 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. Las líneas principales de dicho PVA se resumen a continuación:

1. Suelo, subsuelo, geodiversidad. En el PVA se establecen los siguientes seguimientos:

- Se comprobará la no afectación a espacios situados fuera de la zona delimitada para las obras.
- Control de la ocupación de la zona de actuación y accesos.
- Control del movimiento de tierras y procesos erosivos.
- Se verificará que, tras el desmantelamiento de los módulos fotovoltaicos, el terreno quedará completamente acondicionado.

En la documentación adicional se completa el programa de vigilancia ambiental durante la fase de construcción, con los siguientes controles:

- Se controlará que la señalización de la zona tránsito de la maquinaria.
- Control de la contaminación de suelos.
- Control en la gestión adecuada del suelo vegetal para su posterior aprovechamiento.
- Control de la restauración de zonas degradadas.

2. Agua. El PVA establece que se realizará el seguimiento durante la fase de construcción en relación al control del mantenimiento del drenaje y de la calidad de las aguas y protección de los cauces afectados. Por otro lado, durante la fase

de funcionamiento se realizará seguimiento sobre el control de los procesos erosivos, mantenimiento del drenaje y control del riesgo de inundación.

Asimismo, en la documentación adicional aportada se propone el control de las aguas, tanto en la fase de construcción, como en la de funcionamiento, con el objetivo de llevar a cabo un seguimiento de la calidad de las aguas de los cauces.

3. Aire, factores climáticos, cambio climático. El PVA recogido en el estudio de impacto ambiental establece que durante la fase de construcción se realizará el control de emisión de ruidos, partículas y gases. Además, se controlará que las actividades particularmente ruidosas se realizan en periodos de mínima afectación al entorno. Por otro lado, durante la fase de funcionamiento, se realizará seguimiento sobre el ruido e intensidad del campo electromagnético en paneles, subestaciones y línea eléctrica.

En la documentación adicional, en relación a la calidad del aire, se menciona que se realizarán controles de la calidad atmosférica.

4. Flora y vegetación. En el PVA se establece que, durante la fase de construcción, se realizará seguimiento sobre la protección de la vegetación natural y de la flora de interés y sobre las tareas de revegetación natural, recuperación ambiental e integración paisajística. Durante la fase de funcionamiento se propone el seguimiento del plan de manejo de la vegetación, de las tareas de recuperación ambiental e integración paisajística y un seguimiento enfocado a la prevención de incendios forestales.

5. Fauna. El promotor propone un plan de seguimiento y vigilancia específico para la avifauna amenazada del entorno del proyecto, que abarcará todo su ámbito territorial, vida útil y con una periodicidad anual.

El promotor señala que, en el caso de detectar impactos sobre la avifauna, se diseñarán medidas específicas. Se deberá informar al órgano autonómico competente en la materia y, en su caso, se aplicarán medidas adicionales bajo su supervisión y control.

En la documentación adicional se recoge que se comprobará la correcta señalización del tendido frente a colisión y electrocución.

El seguimiento de la mortandad de avifauna por la incidencia de la línea eléctrica se realizará según la Metodología y protocolos para la recogida y análisis de datos de siniestralidad de aves por colisión en líneas de transporte de electricidad (Red Eléctrica de España, 2016).

6. Paisaje. El promotor propone en el PVA que se realice un seguimiento de la recuperación ambiental e integración paisajística

7. Bienes materiales, patrimonio cultural. El PVA contenido en el estudio de impacto ambiental establece que durante la fase de construcción se realizará el

seguimiento sobre la protección del patrimonio cultural y el mantenimiento de la permeabilidad territorial, reposición de bienes y servicios afectados.

La autorización del proyecto incluirá el programa de seguimiento y vigilancia ambiental completado con las prescripciones anteriores.

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

Con todos estos condicionantes, la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, ha formulado DIA favorable a la realización del proyecto.

2. AUTORIZACIÓN AMBIENTAL UNIFICADA (AAU)

Con fecha 24 de agosto de 2018, la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Delegación Territorial en Sevilla ha emitido Resolución por la que se otorga AAU para la PSF LA ISLA, la subestación La Isla de 220 MVA y la línea de evacuación, promovida por NOVASOL, conforme a las características definidas en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) presentado.

Dicha Resolución se emite al amparo de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas; la Ley 7/2007, de 9 de julio de 2007, de gestión integrada de la calidad ambiental y sus modificaciones; la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera; la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados; la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental, y sus modificaciones posteriores; el Decreto 356/2010, de 3 de agosto, por el que se regula la autorización ambiental unificada, y sus modificaciones posteriores; la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, y sus modificaciones posteriores; la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental, y sus modificaciones posteriores; y demás normativa de general y de pertinente aplicación.

Entre sus condiciones generales se determina que corresponde al Titular de la Autorización conocer, observar y cumplir debidamente las condiciones establecidas en la propia AAU. El propio Promotor o Titular de la instalación tendrá que adoptar las medidas protectoras y correctoras que se indican en la AAU, además de los condicionantes ambientales incluidos en el EIA presentado y, en su caso, las subsanaciones que hayan sido incorporadas en la tramitación del expediente, que no se opongan a lo establecido en dicha AAU. Todo lo cual, sin que ello exima al Promotor y/o Titular de conocer y de cumplir cuantos requisitos normativos vigentes le sean de aplicación en materia ambiental a lo largo de las distintas fases del Proyecto o Actuación.

Las siguientes medidas protectoras y correctoras se adoptarán con carácter adicional a las condiciones medioambientales ya establecidas en la DIA

favorable emitida por la Dirección General de Biodiversidad y Calidad, del Ministerio para la Transición Ecológica, mediante Resolución de fecha 25 de julio de 2018.

1. Protección sobre la atmósfera
 - 1.1. Antes del inicio de las obras, se procederá a compactar los accesos y pistas principales.
 - 1.2. Cuando las condiciones así lo exijan, se procederá al riego periódico de pistas y terrenos afectados por las obras.
 - 1.3. Para aquellos materiales que puedan originar polvo, se procederá a humedecerlos, en origen o acopio, previo a su manipulación. Se transportarán convenientemente entoldados.
 - 1.4. Se establecerá limitación de la velocidad para todo tipo de vehículos en accesos y pistas no asfaltadas.
 - 1.5. Se implantará un correcto mantenimiento y normas de utilización para la maquinaria conforme a la normativa vigente relativa a emisiones de gases y de ruidos. Se controlará la emisión de gases contaminantes de los vehículos y maquinaria mediante su continua puesta a punto, así como la generación de ruidos con la utilización de silenciadores.
 - 1.6. Se realizarán mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético durante la vida útil de la PSF y, en su caso, de la línea eléctrica de evacuación, a fin de no sobrepasar los umbrales marcados por la normativa de aplicación en vigor. Las medidas protectoras y las mediciones acústicas, sobre todo en las fases de construcción y desmantelamiento, se aplicarán con mayor frecuencia en las proximidades de zonas habitadas, verificando que se ajustan a los valores que establece la legislación sobre esta materia.
 - 1.7. Se controlarán las vibraciones que puedan producirse durante las operaciones para hincar los postes que soportan los módulos fotovoltaicos, muy especialmente, ante la proximidad de zonas habitadas.
 - 1.8. En la fase de explotación o funcionamiento, serán los transformadores los que ocasionen mayor impacto acústico. Se tomarán medidas protectoras para garantizar que no se rebasaran los límites establecidos en los Objetivos de Calidad Acústica de conformidad a la normativa de aplicación en vigor.
 - 1.9. En su caso, se realizará un mantenimiento preventivo de todos los aparatos eléctricos que contengan aceite o gases dieléctricos y se realizará un control del gas hexafluoruro de azufre (SF₆) de manera periódica, mediante la verificación de la presión o de la densidad, con anotación de lecturas fuera de valor y acción correctiva programada si se confirman fugas. Además, en las actuaciones de mantenimiento que requieran vaciado de gas, se realizará una recuperación del mismo, mediante un equipo de recuperación.
 - 1.10. Cuando se empleen aceites dieléctricos, deberán estar libres de PCBs (policlorobifenilos) y PCTs (policloroterfenilos).
 - 1.11. Se restringirá la ejecución de las obras al periodo diurno.

1.12. No se instalará alumbrado exterior en la planta fotovoltaica, a excepción de la asociada a los edificios auxiliares que, en cualquier caso, será de baja intensidad y apantallada hacia el suelo. Se instalarán interruptores con control de encendido y apagado de la iluminación según la hora de puesta y salida del sol. En todo caso, se deberá cumplir con el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre.

2. Protección sobre el suelo

- 2.1. Antes del inicio de las obras, se delimitarán los perímetros de las zonas ocupadas por tales obras, mediante su jalonamiento y vallado, evitando que la maquinaria circule fuera de las mismas. Los movimientos de tierras se limitarán a las zonas ocupadas realmente por las instalaciones fijas y definitivas.
- 2.2. Siempre que sea posible, se empleará la red de caminos ya existentes, evitando la apertura de caminos de nuevo trazado.
- 2.3. Los materiales externos necesarios para la obra civil (arena, grava, hormigón, etc.) procederán de empresas y canteras autorizadas existentes en el entorno de la actuación.
- 2.4. Se realizará la retirada, almacenamiento y conservación, y posterior reutilización de la capa de tierra vegetal de aquellas superficies que vayan a ser alteradas por las obras. Cuando existan sobrantes de dicha tierra vegetal, tras aplicarlas en las zonas verdes, se buscará un destino que genere plusvalía ambiental (uso en otras zonas ajardinadas, agricultura, etc.), evitando su transporte fuera del perímetro de ocupación.
- 2.5. Las tierras excedentes de zanjas y nivelaciones se utilizarán de manera que se evite alterar el drenaje natural y manteniendo una distancia de al menos 50 metros de cauces o líneas de escorrentía.
- 2.6. Las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos se anclarán mediante el hincado de perfiles metálicos al terreno, permitiendo una mayor capacidad de adaptación al terreno. Sólo en casos excepcionales, debidamente justificados, se podrán utilizar otros tipos de cimentaciones.
- 2.7. En todo momento, se evitará cualquier tipo de vertido. Se pueden producir afecciones por eventuales derrames de líquidos incontrolados o accidentales, por lo que, como principal medida para evitar la contaminación de las aguas y del suelo, se llevará un control específico de posibles vertidos incontrolados mediante un estricto control del estado de la maquinaria. En caso de que ocurriese, se procederá a quitar la capa superior del suelo, tratando el material obtenido como Residuo Peligroso.
- 2.8. Se evitará el empleo de aditivos químicos en las aguas de limpieza de los paneles fotovoltaicos, a fin de impedir la contaminación del suelo.
- 2.9. Se dispondrá de una zona llana y adecuadamente pavimentada para la ubicación de los depósitos de combustibles debidamente autorizados, caso que los hubiera, para el aparcamiento de la maquinaria y para el acopio de materiales. El almacenamiento de materiales con efectos nocivos sobre el suelo, se realizará de modo que se impida el contacto directo con el mismo.

Los cambios de aceite de la maquinaria y demás tareas de mantenimiento se efectuarán siempre en taller autorizado o, excepcionalmente, en zonas debidamente impermeabilizadas a tal efecto.

- 2.10. Al finalizar la fase de construcción, se procederá, en un periodo inferior a seis meses, a la restitución ambiental de todas las áreas alteradas temporalmente por las obras, tales como caminos, accesos y entorno afectado que no vayan a ser ocupados permanentemente, procediendo a la descompactación y preparación de los terrenos a revegetar, al extendido de tierra vegetal y su posterior revegetación, etc., previo a su conveniente limpieza, retirando las instalaciones temporales, restos de utensilios de obra, escombros y residuos, que serán depositados en vertederos controlados o instalaciones adecuadas para su oportuno tratamiento.
- 2.11. Al finalizar la vida útil de la actividad, en la fase desmantelamiento, se procederá, en un periodo inferior a nueve meses, a dejar los terrenos afectados a su estado original, desmantelando y retirando todos los elementos constituyentes de la planta fotovoltaica, demoliendo adecuadamente las instalaciones y retirando todos los escombros a vertedero autorizado. Estas actuaciones se realizarán dentro del procedimiento de evaluación ambiental que corresponda.
- 2.12. Se recuerda que, conforme al artículo 3 del Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados, *«Los titulares de las actividades relacionadas en el anexo I (Producción y distribución de energía eléctrica) estarán obligados a remitir al órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, en un plazo no superior a DOS años, un informe preliminar de situación para cada uno de los suelos en los que se desarrolla dicha actividad, con el alcance y contenido mínimo que se recoge en el anexo II».*

3. Protección sobre la contaminación por residuos

- 3.1. Previo al comienzo de la construcción de la PSF, se presentará el Anexo I del Decreto 73/2012, de 20 de marzo, para su inscripción en el registro correspondiente de esta Delegación Territorial en Sevilla de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio. Tanto el Promotor/Titular de la actuación como aquellos Contratistas que participen en la construcción, estarán dados de alta como productores de Residuos Peligrosos generados. Se establecerá un adecuado Plan o Programa de Gestión de Residuos, que estará disponible para su revisión por la autoridad ambiental competente. Los Residuos Peligrosos serán gestionados por un Gestor Autorizado, de acuerdo a la normativa vigente.
- 3.2. Previo al desbroce y movimiento de tierras, deberán recogerse y separar selectivamente todos los residuos presentes en el terreno. Una vez separados, se almacenarán en contenedores específicos para cada una de las categorías, separados, identificados y a disposición del servicio del Gestor Autorizado. Además, se prohíbe que los residuos vegetales sean quemados en la parcela.

- 3.3. Los aceites usados y otros Residuos Peligrosos generados por la maquinaria de obra y por los transformadores, se recogerán y almacenarán en recipientes adecuados para su evacuación y tratamiento por Gestor Autorizado. Se establecerá un protocolo de actuación para corregir cualquier vertido incontrolado o accidental de los mismos, construyendo una cubeta con el fin de recoger posibles fugas de fluidos e impidiendo la contaminación del suelo y de las aguas. Las aguas pluviales de la subestación serán conducidas hacia un separador de hidrocarburos, que garantizará la depuración del fluido antes de su vertido.
- 3.4. Cuando sea requerido por los trabajos a realizar, se preparará un Estudio de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición (RCD), dando cumplimiento al Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, y al Decreto 73/2012, de 20 de marzo. Los RCD generados por la actuación serán entregados a una planta de reciclaje autorizada para su oportuno tratamiento.
- 3.5. Las aguas residuales sanitarias deben ser conducidas a fosas estancas con filtro biológico. Este tipo de fosa séptica habrá de estar ubicada a más de 40 metros del DPH y de cualquier pozo, garantizándose la completa estanqueidad. En la parte superior de la misma se deberá instalar una tubería de ventilación con objeto de facilitar la salida de gases procedentes de la fermentación anaerobia. Para su evacuación o vaciado se acudirá a un Gestor Autorizado, siguiendo las normas establecidas para estos casos, y con la periodicidad adecuada para evitar el riesgo de rebosamiento.
- 3.6. En materia de residuos, tanto al finalizar la fase de construcción como al finalizar la vida útil de la actividad, se procederá como se ha indicado en apartados precedentes. Particularmente, los paneles fotovoltaicos serán retirados y reciclados al final de su vida útil, para ello, se cumplirán las disposiciones en vigor relativas a residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, en la actualidad establecidas por el Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero.

4. Protección sobre el medio hidrológico

- 4.1. En las Zonas Inundables estarán permitidos los usos agrícolas, forestales y ambientales que sean compatibles con la función de evacuación de caudales extraordinarios. Quedarán prohibidas las instalaciones y edificaciones provisionales o definitivas y el depósito y/o almacenamiento de productos, objetos, sustancias o materiales diversos, que puedan afectar el drenaje de caudales de avenidas extraordinarias o al estado ecológico de las masas de agua o pueda producir alteraciones perjudiciales del entorno afecto al cauce. Cualquier actuación que se pretenda desarrollar en la Zona Inundable, que pueda afectar el drenaje de caudales de avenidas, requerirá de informe previo favorable de la Administración Hidráulica Andaluza.
- 4.2. Cuando la actuación propuesta se sitúe en terrenos comprendidos en la Cuenca Hidrográfica del Guadalquivir, cuya gestión corresponde a la Administración General de Estado su Organismo de Cuenca, deberá

obtenerse autorización previa del Organismo de Cuenca (Confederación Hidrográfica del Guadalquivir) para realizar cualquier actuación en la Zona de Policía de los cauces (artículos 78 al 82 del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del DPH).

- 4.3. Se respetará la continuidad de ríos y arroyos, tanto en sendas márgenes como en su longitudinal. Las actuaciones en la Zona de Policía y en DPH deberán asegurar, como mínimo, la evacuación de la avenida de 100 años de periodo de retorno en régimen natural y evitar la ubicación de infraestructuras, viales o cualquier otra ocupación en zonas inundables y en bandas a ambos márgenes de los cauces continuos o discontinuos y vaguadas naturales de escorrentías.
- 4.4. En la fase de construcción, en aquellos puntos donde el vallado perimetral provisional, o cerramiento de seguridad definitivo, se acerca más a los cauces limítrofes, se instalarán barreras temporales para impedir la posible contaminación a dichos cauces por sucesos eventuales de vertidos incontrolados o accidentales.
- 4.5. La ocupación de la superficie de las parcelas por los paneles fotovoltaicos puede originar un aumento de la escorrentía superficial en función de la pendiente de los terrenos. En su caso, al objeto de paliar sus efectos, el promotor tomará las medidas pertinentes en aquellos surcos originados por el paso del agua en zonas con pendiente, la construcción de unas barreras transversales al recorrido del agua, conformadas por elementos clavados en el suelo, de forma estable, para conseguir una disminución de la velocidad del agua de escorrentía, e impedir el arrastre del suelo. Ha de respetarse la red de drenaje del terreno, excluyéndose la ubicación de los módulos fotovoltaicos en la zona de cauces y vaguadas naturales de escorrentía. No obstante, en caso de afección no prevista, se procederá a restituir y/o dar continuidad a los cauces naturales alterados. Los viales proyectados dispondrán de estructuras de drenaje transversal, con objeto de evitar el efecto presa en épocas de máxima precipitación. En los casos necesarios, se ejecutarán cunetas y drenajes para el encauzamiento de la escorrentía hacia los cauces existentes.
- 4.6. En su caso, las obras de cruce con los cauces se realizarán preferentemente por zonas carentes de vegetación de ribera y durante la época estival, previa autorización de la autoridad hidrográfica competente u Organismo de Cuenca. Los cruces subterráneos de los cauces existentes se deberán proyectar enterrados, quedando al menos un resguardo de 1 metro entre la cara superior de la obra de cruce con la rasante del lecho natural del cauce, garantizando la franqueabilidad de las obras para la ictiofauna²⁴. Los cruces de las líneas eléctricas sobre el DPH cumplirán lo establecido en el propio Reglamento del DPH. La distancia al borde del cauce será igual o superior a 1,5 veces la altura del mayor de los apoyos que permiten el cruzamiento, fuera de la Zona de Servidumbre de los cauces y de la vegetación de ribera.

²⁴ Conjunto de especies de peces que existen en una determinada región biogeográfica.

- 4.7. Para evitar la alteración de los hábitats asociados a los arroyos principales de la zona de la PSF sólo deberían ser atravesados por la maquinaria y/o vehículos por el menor número de pasos que estarán claramente balizados durante las obras. Es recomendable hacer coincidir este paso con la zona en la que se abrirá para el cruce del cableado. Al finalizar las obras se deberán restituir los cauces a su estado original y aprovechar los pasos existentes antes de la instalación de la PSF.
- 4.8. Contra la erosión, se protegerán los taludes que puedan generarse en las inmediaciones de los cauces existentes. Se tendrán en cuenta las escorrentías naturales existentes y, a fin de no alterar éstas, se procurará evitar el uso de cunetas o canalizaciones en hormigón. Se evitarán los aportes de sedimentos en suspensión a los cauces y a las aguas, debiendo emplear los sistemas o dispositivos necesarios (filtros de retención de partículas, barreras de retención, etc.).
- 4.9. El parque de maquinaria, las instalaciones auxiliares, los acopios de materiales, etc. se ubicarán en una zona donde las aguas superficiales no vayan a ser afectadas. Las labores de mantenimiento y lavado de la maquinaria se realizarán en áreas específicas suficientemente alejadas de los cauces, debidamente acondicionadas e impermeabilizadas a tal efecto, con sistema de recogida de efluentes en conexión con una balsa de sedimentación, la cual estará vallada con un cerramiento rígido que impida caídas de animales o personas. Se protegerán los cauces de la llegada de sedimentos con el agua de escorrentía mediante la instalación de barreras de sedimentos. Todas las instalaciones de almacenamiento y distribución de sustancias susceptibles de contaminar el Medio Hidrológico, deberán estar selladas y mantenerse estancas, para evitar su filtración y contaminación de las aguas, tanto superficiales y como subterráneas. Los aceites usados y residuos peligrosos que pueda generar la maquinaria de la obra y los transformadores, se recogerán y almacenarán en recipientes adecuados para su evacuación y tratamiento por Gestor Autorizado, así como los lodos procedentes de la balsa de sedimentación o el material de absorción de los derrames de aceites y combustibles. Asimismo, se evitará el empleo de aditivos químicos en las aguas utilizadas en la limpieza de los paneles fotovoltaicos.
- 4.10. Queda prohibido el vertido directo o indirecto de aguas, así como de productos residuales, susceptibles de contaminar el DPH. Se establecerá un control específico y eficaz para aquellos sucesos con derrames o vertidos incontrolados, así como, para su recogida inmediata, evacuación y tratamiento por Gestor Autorizado. En particular, los transformadores ubicados en la subestación eléctrica deberán contar con un foso impermeabilizado de recogida de aceite, correctamente dimensionado para albergar todo el aceite, en caso de derrame del mismo. Las aguas residuales sanitarias deben ser conducidas a fosas estancas con filtro biológico, que estarán ubicadas a más de 40 metros del DPH y de cualquier pozo.
- 4.11. En caso de captaciones de aguas superficiales o subterráneas, tanto para el funcionamiento de la planta fotovoltaica como para el regadío y las

charcas de las áreas de gestión agroambiental, deberán contar con la preceptiva autorización del Organismo de Cuenca.

- 4.12. Se procurará que las excavaciones no afecten al nivel freático ni a la zona de recarga de los acuíferos. Una vez finalizada la fase de obras, se procederá al escarificado del terreno y a la utilización de acolchados u otras tecnologías con objeto de favorecer la infiltración y permeabilidad del mismo.
- 4.13. Una vez finalizadas las obras de construcción, se procederá a la limpieza y retirada de posibles elementos extraños al cauce.
- 4.14. Todas las actuaciones que se realicen en Zona de DPH o Zona de Policía (cerramientos, instalaciones, ocupación, etc.), así como el posible vertido de aguas residuales y captaciones de aguas públicas, deberán contar con la preceptiva autorización del organismo de cuenca. Se observarán y cumplirán, en todo caso, cuantas medidas preventivas y correctoras sean formuladas por la autoridad hidrográfica competente u Organismo de Cuenca.

5. Protección sobre el patrimonio natural

Se señalarán las áreas de mayor valor ambiental de la zona, como los hábitats de interés comunitario, los principales arroyos existentes, los rodales de vegetación protegida y/o de interés para ser respetadas durante toda la fase de construcción, evitando el tránsito de maquinaria y la utilización de estas zonas para el acopio de materiales o cualquier otra actividad impactante.

6. Prevención y protección contra incendios forestales

Desde el ámbito de Prevención y Protección Ambiental, cuando así lo exija por su ubicación el Decreto 371/2010, de 13 de septiembre, se contará con un Plan de Autoprotección, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 4.5.2. del citado Decreto, sin perjuicio de lo establecido por la normativa específica sectorial de aplicación con relación a Planes de Autoprotección.

7. Protección sobre la vegetación

- 7.1. A la vista la tipología de la vegetación existente en las parcelas y sus alrededores, se procurará la mejora del hábitat de las especies existentes en consonancia con la actuación proyectada, por ejemplo, en el entorno del cerramiento de seguridad y camino perimetral.
- 7.2. Previo al inicio de las obras, se realizarán prospecciones del terreno, en la época adecuada y por técnico competente especializado, en la que se identifique la posible presencia de las especies de flora amenazadas y/o vegetación de interés. En el caso de identificar su presencia se deberán definir las medidas adecuadas para evitar o minimizar los posibles impactos sobre las mismas, en coordinación con el órgano ambiental competente. Estas prospecciones de flora incluirán la apertura de eventuales accesos y calles de seguridad no considerados previamente.

- 7.3. Se establecerá un jalonamiento de las zonas de actuación para no afectar a especies vegetales de interés y la eliminación de los residuos vegetales deberá hacerse de forma simultánea a las labores de talas, podas y desbroces. Los residuos obtenidos se apilarán y retirarán de la zona con la mayor brevedad, para evitar el incremento del riesgo de incendios forestales, y deberán ser eliminados entregándolos a sus propietarios para trituración e incorporación al suelo o transportándolos a vertedero controlado.
- 7.4. Se minimizará la superficie a desbrozar a lo estrictamente imprescindible. En su caso, se respetarán los pies de matorral y de arbolado que puedan existir dentro de la zona destinada a la PSF, evitando afectar a especies de flora protegida.
- 7.5. Para el control de la vegetación se utilizarán principalmente medios naturales o mecánicos y, sólo en casos excepcionales, se podrán utilizar herbicidas autorizados.
- 7.6. Tanto al finalizar la fase de construcción como al finalizar la vida útil de la actividad, se procederá a la restitución ambiental y adecuada revegetación de todas las zonas afectadas mediante la utilización de especies autóctonas.

8. Protección sobre la fauna

- 8.1. Previo al inicio de las obras, se realizarán prospecciones del terreno, en la época adecuada y por el técnico competente especializado, en la que se identifique la posible presencia de las especies de fauna amenazadas, así como nidos y/o refugios, con la finalidad de aplicar las medidas para evitar o minimizar los posibles impactos, en coordinación con el órgano competente. Estas prospecciones de fauna incluirán la apertura de eventuales accesos y calles de seguridad no considerados previamente.
- 8.2. Se planificarán los trabajos de construcción de todas las instalaciones proyectadas de forma que se evite su realización en horario nocturno. Durante la construcción se tendrá especial cuidado entre el 1 de marzo y 15 de julio, periodo que se considera sensible para la reproducción de las poblaciones de especies catalogadas susceptibles de verse afectadas por el proyecto.
- 8.3. En caso de localizar nidos de especies protegidas o rodales de flora protegida durante las obras, se paralizarán las mismas en la zona y se avisará al Agente del Medio Ambiente, reduciendo las molestias en un radio de 50 metros debidamente señalizado y jalonado, para aves amenazadas.
- 8.4. Dichas medidas se mantendrán durante todo el periodo de obras, debiendo volver a prospectar y aplicar las medidas de protección en caso de que las obras se prolonguen durante sucesivos periodos de consideración sensible para la reproducción de las poblaciones de especies catalogadas susceptibles, entre el 1 de marzo y 15 de julio.
- 8.5. A la vista de la tipología de la fauna existente en las parcelas y sus alrededores, se procurará la mejora del hábitat de las especies existentes en consonancia con la actuación proyectada.

- 8.6. Si durante la ejecución de las obras se detecta la presencia de nidos en las crucetas de la línea eléctrica de evacuación durante el tiempo transcurrido desde su izado, se informará a órgano ambiental competente. Si las especies están catalogadas con algún tipo de protección, la retirada del nido será después del periodo de nidificación o, en todo caso, cuando el órgano ambiental competente establezca.
- 8.7. En su caso, se cumplirán las medidas técnicas establecidas en el Decreto 178/2006, de 10 de octubre, y las que sean de aplicación en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto. En concreto, se señalarán todo el trazado de la línea eléctrica con dispositivos anticolidión, se aislarán los elementos conductores en los apoyos para eliminar el riesgo de la electrocución y para minimizar el riesgo de colisión, se señalarán, en todo el trazado, los cables de tierra con espirales salvapájaros naranjas o rojos de 1 metro de longitud y 45 centímetros de diámetro cada 10 metros. Las operaciones futuras desmantelamiento de la línea eléctrica de evacuación (retirada de nidos, desbroces, cortas, etc.) deberán contar con las autorizaciones pertinentes del organismo autonómico competente.

9. Protección sobre el paisaje

- 9.1. Las características estéticas de las construcciones, centros de transformación y de la subestación eléctrica, serán similares a las de la arquitectura rural tradicional de la zona, empleando materiales y gamas cromáticas que permitan su integración en el entorno. Las construcciones auxiliares deberán integrarse en el paisaje con teja y ser amigables para la fauna. Se evitarán los destellos de los materiales, especialmente de los soportes y materiales de la instalación fotovoltaica, así como de la totalidad de las infraestructuras y construcciones asociadas. Se preverán medidas adecuadas para evitar o mitigar el «efecto espejo» de las superficies frontal de los módulos fotovoltaicos, facilitando la integración visual de los paneles a media y larga distancia, con el fin de evitar el «efecto llamada» sobre la avifauna o la excesiva visibilidad desde puntos alejados de la planta. Los postes del cerramiento perimetral de seguridad estarán en consonancia con su integración con el entorno.
- 9.2. En caso de proximidad a zonas sensibles por visualización o en entornos habitables, se tomarán medidas convenientes para la integración paisajística de la instalación, mediante una pantalla vegetal arbórea alrededor del cerramiento perimetral en sus tramos con mayor visibilidad. En tales tramos en los que resulte necesario incorporar pantalla vegetal perimetral, muy preferentemente por fuera del cerramiento de seguridad, se instalará con especies autóctonas propias del medio natural.

10. Protección sobre el patrimonio cultural

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

ejecución del proyecto, incluidos los desbroces, zonas de acopios, línea eléctrica, instalaciones auxiliares, caminos de tránsito, etc. Si como resultado del control arqueológico se confirmara la existencia de restos arqueológicos que pudieran verse afectados por el proyecto, se procederá de forma inmediata a la paralización de las obras y al balizamiento de la zona de afección, poniéndolo en conocimiento del órgano competente en materia de Patrimonio Cultural, y se actuará conforme a lo establecido en la Ley 14/2007, de 26 de noviembre.

11. Protección y conservación de las vías pecuarias

Para poder realizar cualquier ocupación y/o actuación sobre los terrenos de las vías pecuarias existentes en la zona de actuación, deberá contarse previamente con la autorización del organismo autonómico competente. (Se incluye un anexo V en la propia AAU con el condicionado específico relativo a las vías pecuarias).

12. Protección sobre otras infraestructuras

Se observarán cuantas medidas sean exigibles con relación a otras posibles infraestructuras, públicas o privadas, que pudieran verse afectadas. Se procederá al mantenimiento de las distancias de seguridad y las especificaciones establecidas con las infraestructuras existentes, y a la reposición de todos los bienes y servicios afectados por las obras.

13. Protección sobre el medio poblacional

Se pueden producir molestias a la población por el incremento de los niveles de ruido, movimientos de tierra, tránsito de maquinaria y vehículos, etc., con disminución de la permeabilidad territorial, sobre todo durante las obras de construcción. Se procederá a la reposición de todos los bienes y servicios afectados por las obras.

14. Protección sobre la permeabilidad territorial

14.1. Se asegurará el nivel actual de permeabilidad transversal y longitudinal de los terrenos afectados, teniendo en cuenta las necesidades de paso legalmente establecidas.

14.2. La actividad sólo podrá llevarse a cabo dentro del perímetro autorizado, mediante coordenadas y planos detallados, el cual deberá contar con medios de señalización y delimitación adecuados de acuerdo con las características que determine para ello el Organismo Sustantivo en la Autorización Administrativa que corresponda.

14.3. Fuera del perímetro citado, no se permitirá en ningún caso el depósito de residuos de cualquier tipo o naturaleza.

14.4. Con relación al cerramiento perimetral de seguridad se atenderá a los requisitos establecidos por la normativa vigente sobre esta materia.

15. Sobre el informe de compatibilidad urbanística

Se atenderá al condicionado que pudiera contener el Informe de Compatibilidad con el Planeamiento Urbanístico emitido por el Órgano Municipal Competente en materia de Urbanismo o, en su defecto, por la Secretaría del Ayuntamiento en cuyo término municipal vaya a ubicarse la actuación.

16. Sobre el plan de desmantelamiento

- 16.1. Finalizada la construcción de las infraestructuras, se restituirán las áreas alteradas que no sean de ocupación permanente para la fase de explotación de la PSF y se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, depositando los residuos en vertederos controlados.
- 16.2. Finalizada la vida útil de la PSF, incluidas sus instalaciones anexas, subestación de transformación y línea eléctrica de evacuación, se procederá a realizar un adecuado desmantelamiento y retirada de todas las infraestructuras existentes, se deberá restituir el terreno a su estado original, en un periodo inferior a nueve meses, y retirando los escombros a vertedero autorizado. Los paneles fotovoltaicos serán retirados y reciclados al final de su vida útil. Estas actuaciones se realizarán dentro del procedimiento de evaluación ambiental que corresponda en su momento y, todo ello, conforme a las autorizaciones que resulten pertinentes de los organismos competentes.