

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A PARQUE SOLAR CÁCERES, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ARENALES DE 150,31 MW DE POTENCIA INSTALADA Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE CÁCERES, CASAR DE CÁCERES Y ARROYO DE LA LUZ, EN LA PROVINCIA DE CÁCERES

Expediente nº: INF/DE/073/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 24 de septiembre de 2020

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a PARQUE SOLAR CÁCERES, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica ARENALES de 150,31 MW de potencia instalada y su infraestructura de evacuación, en los términos municipales de Cáceres, Casar de Cáceres y Arroyo de la Luz, en la provincia de Cáceres, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 25 de febrero de 2019, PARQUE SOLAR CÁCERES, S.L. (en adelante PARQUE SOLAR CÁCERES) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del 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 (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas

disposiciones en el sector eléctrico), con objeto de responder a las obligaciones del proyecto de una planta solar fotovoltaica denominada “FV ARENALES” (en adelante PSF ARENALES), hecho que se ha comunicado a los organismos competentes.

Con fecha 28 de febrero de 2019, PARQUE SOLAR CÁCERES presentó, ante el Área funcional de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Badajoz, solicitud de Autorización Administrativa Previa y de Construcción para la planta de generación de energía eléctrica mediante la utilización de energía solar fotovoltaica de 150,31 MW de potencia instalada que está promoviendo, la PSF ARENALES, y de su línea de evacuación e infraestructura común de evacuación (ICE), incluida la línea subterránea de conexión de la ICE con posición de entrada a la SET Arenales 220 kV, así como el inicio del trámite de información pública, la Declaración de Utilidad Pública de los terrenos donde se ubicará la planta fotovoltaica y de aquellos por donde discurrirá la línea de evacuación, los terrenos de la ICE y la línea subterránea que conecta la ICE con la SET Arenales 220 kV, además de la Declaración de Impacto Ambiental (en adelante DIA) para la PSF ARENALES y su infraestructura de evacuación. Asimismo, solicitó que dicha Área Funcional diera traslado de la solicitud realizada a la Secretaría de Estado de Energía, en concreto a la DGPEM del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)¹.

Con fecha 21 de mayo de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) Anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura por el que se somete a información pública el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) y las solicitudes de la Autorización Administrativa Previa con Declaración, en concreto, de Utilidad Pública y Autorización Administrativa de Construcción del proyecto de ejecución de la PSF ARENALES y sus infraestructuras de evacuación. En la misma fecha se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Cáceres, habiendo sido publicado previamente, con fecha 15 de mayo de 2019, en el “Periódico de Extremadura”. Con fecha 13 de diciembre de 2019, el Director de la mencionada Área de Industria y Energía, finalizado el trámite de información pública, vistos los informes emitidos por Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas, los condicionantes impuestos en los mismos y el compromiso por parte del promotor a cumplirlos, emitió informe favorable a la solicitud efectuada por la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES.

Con fecha 22 de enero 2020 se recibió en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD el expediente completo de evaluación de impacto ambiental. Con fechas 13 de marzo y 6 de abril de 2020 la mencionada Dirección General solicitó al promotor información complementaria al EsIA, que le fue remitida con fecha 21 de abril de 2020, además de otra documentación aclaratoria que recibió con fecha 11 de junio de 2020.

¹ Donde tuvo entrada con fecha 1 de marzo de 2019.

Finalmente, mediante Resolución de la mencionada Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, de fecha 15 de julio de 2020, se formuló DIA favorable a la realización del proyecto «*Instalación fotovoltaica Arenales de 150,31 MWp en TT.MM. Cáceres, Casar de Cáceres y Arroyo de la Luz (Cáceres)*», en la que se establecen las condiciones ambientales en las que se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias que resultan de la evaluación ambiental practicada.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 31 de enero de 2019 Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Arenales 220 kV para varias plantas fotovoltaicas —entre las que se encuentra la PSF ARENALES— en la provincia de Cáceres, lo que supone un contingente total de 212 MW_{nom} (262,8 MW_{ins}). El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Arenales 220 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte (posición de línea) que permitiría la conexión de la línea de evacuación 'Arenales-Subestación de enlace ICE SET Arenales 220 kV', línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace) que compartirán las instalaciones de generación incluidas en la solicitud. El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado en el mismo resultaría técnicamente viable y agotaría el margen de capacidad disponible para generación no gestionable en la SET Arenales 220 kV, considerando la limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito (212 MW_{nom}), según establece el Real Decreto 413/2014².

Con fecha 8 de octubre de 2019, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión realizada por PARQUE SOLAR CÁCERES para la instalación de generación renovable PSF ARENALES, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para la PSF ARENALES. La conexión a la red de transporte se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Arenales 220 kV y se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no incluida de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada en dicha subestación, según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018³. Esta nueva posición de línea permitiría la conexión de la línea de

² 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.

³ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

evacuación Arenales-Subestación de enlace ICE SET Arenales 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace) que compartirán las instalaciones de generación que ya obtuvieron acceso en el anterior escrito.

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 30 de julio de 2020 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a PARQUE SOLAR CÁCERES la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF ARENALES y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras: a) el Proyecto de la instalación fotovoltaica — se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; y d) Informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura.

2. Normativa aplicable

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

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que PARQUE SOLAR CÁCERES ha presentado, con fecha 1 de marzo de 2019, solicitud de autorización administrativa previa y de construcción conjuntamente con la declaración, en concreto, de utilidad pública para la PSF ARENALES, las líneas eléctricas subterráneas a 30 kV, la subestación a 30/220 kV, la línea aérea a 220 kV, la infraestructura común de evacuación (ICE) y línea subterránea a 220 kV, y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas afectadas, tras la publicación tanto en el Boletín Oficial de la Provincia de Cáceres como en el BOE, ambos en fecha 21 de mayo de 2019, y no haber recibido alegaciones.

Asimismo, la Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura emitió informe de fecha 13 de diciembre de 2019, así como que el proyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido formulada DIA favorable mediante Resolución de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental de fecha 15 de julio de 2020.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 30 de julio de 2019, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión en una nueva posición en la subestación de Arenales 220 kV para la PSF ARENALES de 150,31 MW de potencia instalada (106 MW de potencia nominal).

Además, la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará el parque fotovoltaico con la red de transporte en la subestación Arenales 220 kV, propiedad de REE, si bien matiza que se materializaría a través de una nueva posición en dicha subestación que, aun no estando incluida de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada, según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018. Asimismo, la infraestructura de evacuación cuenta con líneas subterráneas a 30 kV que se unen a una subestación a 30/220 kV de la que sale una línea aérea a 220 kV hasta la Infraestructura Común de Evacuación (ICE), donde se recogerán la línea eléctrica proveniente de la PSF ARENALES y la línea eléctrica de otro productor de energía, siguiendo por una línea subterránea a 220 kV hasta la posición de entrada facilitada por REE (la SE Arenales 220kV).

Por otra parte, la Propuesta también indica que, teniendo en cuenta los principios de celeridad y economía procesal que debe regir la actividad de la Administración, considera procedente resolver por medio de un único acto la solicitud de PARQUE SOLAR CÁCERES relativa a la concesión de autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción del proyecto y declaración, en concreto, de utilidad pública de la actuación mencionada.

Visto lo anterior, se propone otorgar a PARQUE SOLAR CÁCERES la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF ARENALES y su infraestructura de evacuación, con las características definidas en el *«Proyecto de una planta solar fotovoltaica denominada “FV ARENALES” de 150,31 MW de potencia instalada, línea de evacuación de 220 kV e infraestructuras de evacuación, en la localidad de Cáceres»*, fechado en febrero de 2019, y en las condiciones especiales contenidas en el anexo de la propia Resolución.

La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 150,31 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014⁴) con 406.232 módulos policristalinos de 370 W colocados sobre 3.502 soportes de seguidores a un eje y 34 inversores de 3.550 kW (potencia total de inversores: 120,70 MW), ubicada en el término municipal de Cáceres; la potencia máxima que se podrá evacuar (potencia nominal) será de 106 MW, según lo estipulado en los permisos de acceso y conexión otorgados por REE; las líneas subterráneas a 30 kV tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la

⁴ El segundo párrafo de dicho artículo 3 contempla que *«En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.»*

subestación transformadora a 30/220 kV denominada “SET Parque Solar Arenales 220 kV” por el término municipal de Cáceres; la subestación transformadora a 30/220 kV será un parque de intemperie de 220 kV de simple barra con una posición de línea de salida, una posición de transformador 30/220 kV de 125 MVA, una posición de medida convencional de intemperie instalada en la acometida de línea de 220 kV, un parque interior de 30 kV en edificio y edificios de 30 kV donde se alojarán las celdas de 30 kV y 2.500 A en las que se agrupará toda la energía generada en el parque; la línea de evacuación a 220 kV (de corriente alterna trifásica y dos conductores por fase, una longitud de 12,43 km y 43 apoyos) tiene como origen la subestación transformadora a 30/220 kV, discurriendo hasta la Infraestructura Común de Evacuación (ICE), pasando por los términos municipales de Cáceres, Casar de Cáceres y Arroyo de la Luz, en la provincia de Cáceres; la ICE estará ubicada en el término municipal de Cáceres y será un parque de intemperie a 220 kV de simple barra, con dos posiciones de entrada con medida comprobante, una posición de salida con medida principal, un acoplamiento de barras en 220 kV, y una posición de autotransformador de tensión para servicios auxiliares; mediante la ICE se conectará la línea eléctrica aérea proveniente de PSF ARENALES y la línea eléctrica de evacuación de otro productor de energía para proceder a una entrada común a la SET ARENALES 220 kV (propiedad de REE), mediante una línea subterránea de Alta Tensión de 185 metros de longitud que discurrirá desde la ICE hasta la posición de entrada que será de categoría A y un conductor por fase.

Por otra parte, la Propuesta indica que PARQUE SOLAR CÁCERES deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las establecidas en la DIA, además de las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema.

Asimismo, la Propuesta declara la utilidad pública de la instalación a los efectos previstos en el RD 1955/2000.

Las condiciones especiales para conceder la autorización administrativa de construcción, incluidas un Anexo de la Propuesta, son las siguientes:

- Las obras deberán realizarse de acuerdo con el proyecto presentado y con las disposiciones reglamentarias que le sean de aplicación, con las variaciones que, en su caso, se soliciten y autoricen.
- El plazo para la emisión de la Autorización de Explotación será de veinticuatro meses, contados a partir de la fecha de notificación al peticionario de la Resolución.
- El titular de la instalación deberá dar cuenta de la terminación de las obras al Órgano competente provincial, a efectos de reconocimiento definitivo y extensión de la Autorización de Explotación.
- La autorización administrativa de construcción no dispensa en modo alguno de la necesaria obtención por parte del titular de la instalación de

cualesquiera autorizaciones adicionales que las instalaciones precisen, entre ellas, la obtención de las autorizaciones que, en relación con los sistemas auxiliares y como condición previa a su instalación o puesta en marcha, puedan venir exigidas por la legislación de seguridad industrial y ser atribuidas a la competencia de las distintas Comunidades Autónomas.

- La Administración dejará sin efecto la presente Resolución si durante el transcurso del tiempo se observase incumplimiento, por parte del titular, de los derechos que establece la misma y de las condiciones impuestas en ella. En tales supuestos, la Administración, previo oportuno expediente, acordará la anulación de la correspondiente Autorización con todas las consecuencias de orden administrativo y civil que se deriven de dicha situación, según las disposiciones legales vigentes.
- El titular de la instalación tendrá en cuenta para su ejecución las condiciones impuestas por los Organismos que las han establecido, las cuales han sido puestas en su conocimiento y aceptadas expresamente por él.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es considerada una tecnología renovable de las más respetuosas con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes durante su operación, ni ruidos ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y solo un reducido mantenimiento. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red contribuyen a la reducción de emisiones de CO₂ en el mix de producción de energía eléctrica, además de alcanzar su máximo nivel de producción de electricidad coincidiendo con periodos de elevada demanda energética. La no emisión de CO₂ a la atmósfera contribuye a reducir el efecto invernadero y, en consecuencia, el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

Por tanto, la energía solar fotovoltaica contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, por lo que cumple con las directrices gubernamentales en materia energética. Por ello, la generación de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica genera beneficios tanto económicos como sociales y medioambientales.

El generador fotovoltaico previsto para la PSF ARENALES estará formado por 406.232 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino de Longi Solar o similar, con una potencia pico de 370 W cada uno de ellos y con una eficiencia de un 19,1% en condiciones estándar⁵. Los módulos se instalarán en unas estructuras soportes construidas en acero galvanizado en caliente dimensionadas adecuadamente para soportar el peso de los módulos, una velocidad de viento de 144 km/h (contando con la resistencia al viento de los módulos instalados) y las sobrecargas de viento y nieve de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación (NBE).

Estos módulos fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras móviles, esto es, seguidores solares de seguimiento solar a un eje horizontal con implementación de *backtracking*⁶; en concreto, en el proyecto se ha considerado el seguidor horizontal con 116 módulos por seguidor, de forma que cada seguidor consta de un motor que une y mueve solidariamente los 116 módulos, cuyas ventajas son:

- Adaptabilidad del sistema tanto a las dimensiones del terreno como a la geometría del panel e instalación eléctrica.
- Mínima obra civil debido a la mínima sección de los pilares.
- En cada obra se aporta un estudio energético con la ganancia del seguidor según la ubicación geográfica del mismo que, para este tipo de seguidores, oscila entre un 28% y un 38%.
- Debido a la sencillez de sus elementos, se necesitan solo medios básicos auxiliares para su montaje, facilitando así su manejo.
- El mantenimiento se reduce a la conservación de los rodamientos y revisión del conjunto motor-actuador lineal, ambos sistemas extremadamente simples, lo que reduce considerablemente las labores de mantenimiento.
- En el supuesto de que se averíe el conjunto motor-actuador lineal, responsable del movimiento del seguidor, el sistema puede continuar produciendo electricidad como si fuese un sistema de estructura fija.
- La durabilidad de estos elementos, debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente según UNE EN-ISO 1461⁷) tanto de la totalidad de los elementos como del 100% de la tornillería, aseguran un excelente comportamiento a la intemperie aun en ambientes agresivos.

⁵ Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

⁶ Sistema anti-sombras, de modo que una hilera de paneles no proyecte sombra sobre los de la siguiente alineación.

⁷ 'Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero'.

- El sistema de *backtracking* evita la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

Los módulos de la planta solar se conectarán a inversores Power Electronic HEMK 645V FS3225K o similar, con una potencia nominal de 3.225 kVA a 50 °C (3.550 kVA a 25 °C), cuya eficiencia máxima es de un 98,9% (Eficiencia EURO: 98,5%). Tendrán una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Los valores de eficiencia de los inversores al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 90% y 92%, respectivamente. El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal. El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM y soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos. Estarán garantizados para operar entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa. El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal; a partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal el inversor deberá inyectar en red.

Para calcular el rendimiento de la instalación se ha utilizado la herramienta de cálculo para instalaciones fotovoltaicas 'PVSYST V6.78'. Se ha realizado la simulación de una de las plantas tipo de 4.420,76 kWp y el valor se ha multiplicado por las 34 instalaciones existentes de este tipo. El resultado será la generación de electricidad en bornas a la salida del inversor, por lo que será necesario contemplar un coeficiente de pérdidas global, teniendo en cuenta los siguientes puntos de transformación y pérdida de la energía:

- Pérdidas en los transformadores de Baja-Media Tensión, donde la tensión de baja tensión se eleva a Media Tensión a 30 kV.
- Pérdidas en el transporte de la energía desde los transformadores de Media Tensión hasta la subestación.
- Pérdidas por la elevación de la tensión en la subestación de 30 kV a 220 kV.
- Pérdidas en el transporte de la energía generada en la línea de evacuación de 220 kV desde la subestación "SET Parque Solar Cáceres 220 kV" hasta la subestación "SET Arenales 220 kV", donde se sitúa el punto de evacuación.

Para el cálculo de la energía generada el promotor ha tomado como referencia el recurso solar de los datos meteorológicos que facilita NASA-SSE Worldwide (*National Aeronautics and Space Administration*), base de datos que establece que las condiciones climatológicas de la zona son las siguientes:

Radiación global horizontal (kWh/m ² mes)	1.747
Temperatura ambiente media anual (°C)	16,8
Velocidad media del viento (m/s)	2,7

La estimación de generación de energía en bornas de los inversores es la siguiente:

Planta	Energía Generada (MWh/año)	Nº unidades	Energía total (MWh/año)
Planta 4.420,76	9.014	34	306.476
TOTAL			306.476

Para conocer la producción real en el punto de conexión habrá que tener en cuenta las pérdidas por el transporte de la energía generada desde el inversor hasta el punto de conexión antes mencionadas. Según los cálculos aportados por el promotor, el Performance Ratio (PR) o Coeficiente de rendimiento esperado de la PSF ARENALES, una vez aplicados los valores estimados de las pérdidas en la planta fotovoltaica, será de un 85,4 %.

El promotor ha estimado que la energía neta entregada al sistema en el punto de evacuación, una vez aplicadas las pérdidas por su transporte, será la siguiente:

Planta	Energía Entregada (MWh/año)	Nº campos	Energía total (MWh/año)
Campo Tipo	8.700	34	295.800
TOTAL			295.800

Por tanto, la energía neta generada estimada en la instalación será de 295.800 MWh/año (1.968 horas de funcionamiento a plena carga), lo que permitirá reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 1.810.296 toneladas durante los 30 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 60.343 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta⁸.

Por otra parte, el rendimiento de la línea aérea de evacuación a 220 kV que discurre desde la subestación transformadora 30/220 kV hasta la ICE, según los cálculos incluidos en el Proyecto, será de un 98,49%.

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

⁸ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 204 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2019.

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 CENELEC⁹, las Normas UNE¹⁰ y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—.

Según se especifica en el Proyecto, como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento el grado de aislamiento eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Tampoco podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas y otros elementos y protecciones establecidos en la legislación vigente que resulten de aplicación.

El Proyecto indica que en la Memoria de Diseño o Proyecto de ejecución se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

⁹ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

¹⁰ Una Norma Española.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre in Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Además deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65¹¹. Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. Se rechazará cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

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

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones del Pliego de condiciones técnicas del Proyecto. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la Norma Básica de Edificación (NBE) y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la NBE (NBE-AE-88). El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La tornillería será de acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106¹². Dado que la estructura es galvanizada, se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, donde serán de acero inoxidable. Los topes de sujeción de los módulos y de la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos. La estructura soporte será

¹¹ Protección total contra la penetración de cualquier cuerpo sólido (estanqueidad) y Protección contra chorros de agua de cualquier dirección con manguera.

¹² Norma básica de la edificación para tornillos ordinarios y calibrados para estructuras de acero.

calculada según la norma MV-103¹³ para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc. La estructura, del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501¹⁴ y UNE 37-508¹⁵, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones (mediante varistores o similares) y perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Asimismo incorporará, al menos, los controles manuales de encendido y apagado general del inversor y de conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna (que podrá ser externo al inversor).

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a la establecida en las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20¹⁶ para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30¹⁷ para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie, cumpliendo en cualquier caso con la legislación vigente. Asimismo, estarán garantizados para operar entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Respecto al cableado, los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte de corriente alterna para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las

¹³ 'Cálculo de las estructuras de acero laminado en edificación'.

¹⁴ 'Galvanización en caliente, características y métodos de ensayo'.

¹⁵ 'Recubrimientos galvanizados de piezas y artículos diversos'.

¹⁶ Protección contra cuerpos sólidos medianos (diámetro mayor a 12,5 mm) y sin protección especial a los líquidos.

¹⁷ Protección contra cuerpos sólidos pequeños (diámetro mayor a 2,5 mm) y sin protección especial a los líquidos.

cajas de conexiones. Tanto el cable de corriente continua como el de corriente alterna deberán tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni permitir la posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123¹⁸.

En cuanto a la conexión a red, medidas, protecciones, puesta a tierra, armónicos y compatibilidad electromagnética, el proyecto establece que todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión¹⁹.

Respecto a las líneas subterráneas de media tensión, el Proyecto indica que deberán ser ejecutados de acuerdo a la Ordenanza de Trabajo de las Industrias de Energía Eléctrica (Orden de 307-70), Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (BOE 16-3-71), Instrucción M.I.E. - R.A.T. del Ministerio de Industria y Energía (diciembre de 1991), Pliego de Condiciones Técnicas de los organismos autonómicos o locales (si existieran), Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y otras especificaciones técnicas concretas dadas por el técnico encargado de obra, y las que están reflejadas en la Memoria y planos del proyecto, Recomendaciones UNESA, Normas CSE y, como alternativa, las Normas de prestigio internacional reconocido que en cada caso se citen.

La instalación eléctrica de baja tensión se realizará conforme al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como a sus instrucciones complementarias y al Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. El cableado de la instalación estará realizado mediante conductores aislados de 1.800 Vcc, con cubierta de XLPE²⁰, es decir, no propagadores de llama, con baja emisión de humos y libre de componentes alógenos. Los circuitos estarán protegidos contra sobreintensidades (el circuito de corriente continua con protecciones a base de fusibles y en el circuito de corriente alterna con interruptores magnetotérmicos calibrados y contra contactos indirectos por interruptores diferenciales) y contra sobre tensiones tanto en el lado de continua como en el lado de alterna (mediante limitadores de sobre tensiones transitorias de primer y segundo grado en todas las cajas suma de corriente continua así como en todos los cuadros). Para el dimensionamiento de las secciones de los diferentes circuitos se incrementará la potencia total absorbida por cada línea en un 150% según lo establecido en el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

¹⁸ Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

¹⁹ Ha sido derogado por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

²⁰ Cable de polietileno reticulado.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

En cuanto a la subestación a 30/220 kV propia de la planta, estará sujeta a la normativa UNE y CEI correspondiente, en particular a la ITC-RAT 12²¹ y la norma UNE-EN 62271²². La subestación se ha diseñado teniendo en cuenta las condiciones ambientales del emplazamiento de la misma (altura sobre el nivel del mar inferior a 500 metros, tipo de zona A según RLAT, temperaturas extremas +50°C/-15°C, baja contaminación ambiental, coeficiente sísmico básico < 0,04 g, línea de fuga para aisladores 25 mm/kV) y para el cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito se ha considerado una intensidad de cortocircuito de 40 kA en el parque de 220 kV. Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40 °C sobre la temperatura ambiente y soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Para la conexión de los equipos y estructuras de la subestación se realizará una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 metros de profundidad sobre la cota de explanación, que cubrirá toda la superficie de la subestación, con una retícula de 5,0 x 5,0 metros. La malla de tierra estará compuesta por conductor de cobre de 150 mm². La intensidad drenada en el terreno por una falta no superará en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y contacto admitidas por el Reglamento (ITC-RAT 13), reduciéndolas a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación. Además se instalarán picas de puesta a tierra de 18,3 mm de diámetro y 2 metros de profundidad, conectadas todas ellas a la malla, en todos aquellos puntos en los que se considere necesario mejorar la efectividad de la puesta a tierra, como por ejemplo en los bordes y las esquinas de la malla. En particular cada conjunto de pararrayos montado en la instalación irá directamente conectado a tierra a través de una pica de puesta a tierra. La malla de tierra deberá proteger al personal y al equipo contra potenciales peligrosos, proporcionará un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas y por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos, referenciará el potencial del circuito respecto a tierra y facilitará a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

También habrá una red de tierra aérea en la subestación para su protección frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo) que consistirá en una red de protección aérea basada en la colocación de pararrayos tipo Franklin sobre los pórticos de amarre y mástiles auxiliares.

²¹ Instrucción técnica complementaria MIE-RAT 12: 'Niveles de aislamiento nominales'.

²² 'Aparata de alta tensión'.

Las posiciones de línea de 220 kV y las posiciones de los transformadores y sus celdas blindadas de 30 kV asociadas, contarán con un sistema integrado de control y protección (SIPCO), que controlará la instalación, registrará las alarmas y la oscilografía, obtendrá los datos para el telemando (alarmas, estados y órdenes) y tendrá la función remota de telemando. El SIPCO será de tecnología numérica y configuración distribuida, y estará formado por los siguientes elementos: Unidad de Control de Subestación (UCS), una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 132 kV línea y transformador, una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 30 kV línea y transformador, una Unidad de Control de Servicios Generales (UCP) incorporada en la UCS en la que se centralizan y recogen las señales de tipo general de la subestación y las asociadas a los cuadros de servicios auxiliares y equipos rectificador-batería. Desde cada UCP se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada, y desde la UCS se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado del sistema en general. El SIPCO incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación incluidos los servicios auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna.

Asimismo, las instalaciones contarán con sistemas de protección contra incendios (sistema automático de detección mediante detectores iónicos de humo, complementado con pulsadores de alarma y señalización acústica, así como extintores móviles de 5 kg de CO₂ en el interior del edificio y un extintor móvil de 25 kg de polvo polivalente en las proximidades de los transformadores de potencia, compartimentación contra el fuego en todas las salas con una RF-120²³ y muros cortafuegos de separación entre los transformadores de potencia con un metro de altura superior a la altura del depósito de los transformadores y una RF-120) y contra intrusismo (vallado perimetral completo, ventanas exteriores del edificio con enrejado, puertas de entrada al edificio de alto nivel de resistencia, sistema de detección anti-intrusismo con detectores de movimiento). Se instalará una central para controlar el sistema de protección contra incendios e intrusión, encargado de activar y transmitir las alarmas generadas.

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

²³ Puertas cortafuegos de resistencia al fuego de 120 minutos.

Por lo que respecta a la línea eléctrica de evacuación, se utilizará un conductor de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182²⁴, incorporando protecciones para la prevención de la colisión de la avifauna con líneas eléctricas de alta tensión según el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. Se utilizarán apoyos metálicos y galvanizados en caliente, fabricados por IMEDEXSA o similar. Para una eficaz estabilidad de los apoyos, estos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del Reglamento Líneas Alta Tensión (R.L.A.T.), de forma que deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre, tal y como establece el apartado 7.3.2.2 de la ITC07 del R.L.A.T. Además, el sistema de puesta a tierra deberá cumplir con los esfuerzos mecánicos, de corrosión y de resistencia térmica para garantizar la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del R.L.A.T. El Proyecto hace una descripción exhaustiva de los cruzamientos, distancias, cimentaciones, cálculos eléctricos por circuito, etc. todos ellos en base al R.L.A.T.

Por otra parte, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido por el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el Proyecto incluye el “Estudio de Seguridad y Salud”.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Mediante Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Junta de Extremadura de fecha 6 de noviembre de 2018, PARQUE SOLAR CÁCERES es nombrada IUN del nudo denominado “Los Arenales 220 kV”, cuya titularidad ostenta REE, a los efectos del apartado 4 del Anexo XV del RD 413/2014.

Con fecha 31 de enero de 2019 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió escrito de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Arenales 220 kV para varias plantas fotovoltaicas —entre las que se encuentra la PSF ARENALES— en la provincia de Cáceres, solicitud realizada por PARQUE SOLAR CÁCERES en su calidad de IUN²⁵ para la tramitación coordinada del

²⁴ Conductores para líneas eléctricas aéreas.

²⁵ Tanto en este escrito como en el posterior en que otorga permiso de conexión REE cita por error como IUN a PROYECTO SOLAR FRANCISCO PIZARRO, S.L., hecho que rectifica

procedimiento de acceso a la red de transporte en dicha subestación para las instalaciones de generación renovable que se detallan en la solicitud, en la que con objeto de ajustarse a la capacidad máxima de conexión calculada en dicho nudo, plantean la modificación de la potencia instalada de varias instalaciones, respecto a la reflejada en la garantía económica constituida, e incluso se excluyen de la solicitud de acceso coordinada alguno de los proyectos.

Las instalaciones de generación renovable con permiso de acceso otorgado por este escrito suponen un contingente total de 262,8 MW_{ins} (212 MW_{nom}) con conexión prevista a través de la posición de la red de transporte planificada en SE Arenales 220 kV y un contingente total de 545,88 MW_{ins} (492,905 MW_{nom}) de generación renovable sin permiso de acceso. El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Arenales 220 kV, a través de una nueva posición (posición de línea) que permitiría la conexión de la línea de evacuación Arenales-SB enlace ICE SET Arenales 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según el P.O.12.2²⁶) que compartirán las instalaciones de generación incluidas en la solicitud. Esta nueva posición de la red de transporte no está incluida de forma expresa en la planificación vigente²⁷ pero podría ser considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, que condiciona su aplicación a la viabilidad físico-técnica de la propuesta y a la acreditación de la inviabilidad de utilización de las instalaciones de conexión para la generación actualmente conectada en el nudo. Por tanto, las conclusiones de este escrito de REE quedan condicionadas al cumplimiento de estos aspectos a valorar y acreditar en el correspondiente procedimiento de conexión, para lo que deberán tenerse en cuenta las necesidades de apoyo a la red distribución de la zona de acuerdo con la planificación de la red de transporte.

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1²⁸,

posteriormente mediante escrito de 'corrección de erratas' donde indica que han identificado una errata en relación con la sociedad que han reflejado como IUN en dichas comunicaciones y que «Donde dice "Proyecto Solar Francisco Pizarro, S.L." debe decir y sustituirse por "Parque Solar Cáceres, S.L."», así como que «esta errata no tiene afectación sobre el destinatario de la misma, toda vez que ambas sociedades comparten domicilio a efectos de comunicaciones y misma persona de contacto».

²⁶ Procedimiento de Operación 12.2 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

²⁷ 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), y en la "Modificación de Aspectos Puntuales de la Planificación Energética" elaborado por el MITECO, aprobada en el Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Resolución de la Secretaría de Estado (BOE 3/08/2018).

²⁸ 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,

que permiten valorar las capacidades de producción y conexión²⁹ 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 vigente, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyen que la evacuación del contingente de generación solicitado para el nudo de Arenales 220 kV resultaría técnicamente viable³⁰, considerando el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito ($212 \text{ MW}_{\text{nom}}$) aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según RD 413/2014). Como consecuencia se alcanzaría la capacidad máxima admisible ($212 \text{ MW}_{\text{nom}}$) en la SET Arenales 220 kV para la conexión de nuevas instalaciones de generación no gestionables.

En relación con el sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), función del tiempo crítico de cada parque, que es muy dependiente del desarrollo de la red y de la generación tanto en el nudo en concreto como en la zona de influencia. Vistos los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en la zona, REE considera recomendable equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar futuros cambios en dicho 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 actual nudo de Arenales 220 kV:

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

Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

²⁹ Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $\text{MW}_{\text{insEÓLICA}} \leq 1,25 * \text{MW}_{\text{prod}}$

$$\text{MW}_{\text{insNO EÓLICA}} + (0,8/1,25) * \text{MW}_{\text{insEÓLICA}} \leq \text{MW}_{\text{prod}}$$

³⁰ Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores de las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

-La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función el escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Por otra parte, REE recuerda que el este Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) no constituye la cumplimentación de los requisitos establecidos para el otorgamiento de la autorización administrativa para el contingente de generación incluido en la solicitud (según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013), ya que solo dispondría de permiso de acceso, por lo que aun estaría supeditado a la obtención del permiso de conexión a la red de transporte.

Con fecha 8 de octubre de 2019, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión realizada por PARQUE SOLAR CÁCERES para la instalación de generación renovable PSF ARENALES (106 MW_{nom}, 150,31 MW_{ins}), y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y constituye el permiso de conexión a la red de transporte necesario para el otorgamiento de la autorización administrativa para la PSF ARENALES, según lo establecido en el Artículo 53 de la Ley 24/2013. La conexión a la red de transporte se llevaría a cabo en el nudo de la red de transporte Arenales 220 kV y se materializaría a través de una nueva posición de la red de transporte que, aun no planificada de forma expresa en la planificación vigente, es considerada como instalación planificada según la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018. Esta nueva posición de línea permitiría la conexión de la línea de evacuación Arenales–SB Enlace ICE SET Arenales 220 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte (instalaciones ambas —posición y línea de evacuación— que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2) que compartirán las instalaciones de generación que ya obtuvieron acceso en el anterior escrito de fecha 31 de enero de 2019.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para la PSF ARENALES, siempre que se ajuste a los requisitos que se afirma cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo:

- Las instalaciones fotovoltaicas Cáceres 2020, Cáceres 2021 y Cáceres 2023, también con permiso de acceso según el IVA de 31 de enero de 2019, no han sido incluidas aún en esta solicitud de conexión.

- Las instalaciones previstas de generación y evacuación deberán cumplir las distancias mínimas reglamentarias con la red de transporte, lo que deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes.

En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida, rogándoles que ésta última sea remitida a REE.

En este escrito REE recuerda que el procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte, que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente. Tras la obtención de la autorización administrativa en la que se reflejen las características de la instalación de generación y evacuación, coincidentes con la información remitida a REE, la PSF ARENALES deberá proceder a la firma del CTA según lo establecido en el RD 1955/2000.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2³¹, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN de la nueva posición planificada en la SET Arenales 220 kV.

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

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD, y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal. Una vez analizados el documento técnico del proyecto, el EsIA, el resultado de la información pública y las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor, la mencionada Dirección General, a la vista de la propuesta de la

³¹ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

Subdirección General de Evaluación Ambiental, ha formulado DIA favorable a la realización del proyecto PSF ARENALES donde se establecen las condiciones ambientales —incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias— que resultan de la evaluación ambiental practicada, según las cuales se debe desarrollar el proyecto para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta solar (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje, del patrimonio cultural, etc.), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, gestión de residuos, etc.), y conllevan asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras establecidas en el EsIA y en la propia DIA y el seguimiento de la eficacia de dichas medidas y sus criterios de aplicación. El Anexo II a este acuerdo detalla dicho condicionado.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF ARENALES y la subestación propia del parque se ubicarán en el término municipal de Cáceres, ocupando una superficie total de 410,024 hectáreas, de las cuales 221,506 se corresponden con la planta fotovoltaica (superficie catastral del proyecto), la cual estará ubicada a una distancia en carretera de aproximadamente 4,9 km del centro de la población de Malpartida de Cáceres, con acceso desde la carretera N-521, en el punto kilométrico 63,9 que une la población de Trujillo con Portugal, y a unos 20 km de Cáceres. La superficie que ocupará la planta solar se resume en la siguiente tabla:

	Superficie Catastral ³²	Superficie Ocupada (Vallado)	Superficie Construida ³³	Superficie Captación (módulos) ³⁴
Superficie	410,024 Ha	374,82 Ha	788.720,60 m ²	787.438,48 m ²

El acceso a la planta se realizará desde caminos públicos existentes. Concretamente la planta tendrá varios accesos, teniendo en cuenta que la atraviesa la carretera nacional N-521: A la altura del punto kilométrico 63,90 existe un camino público denominado “Camino de Arroyo la luz-las Torres” que comunica los terrenos de la planta con dicha carretera nacional y será el utilizado como acceso a la planta, por lo que no se precisa de la realización de

³² Valor total de la parcela catastral que donde se ejecuta el parque.

³³ Perímetro de las estructuras (seguidores, inversores y subestación).

³⁴ Superficie de los módulos. Se calcula para identificar, de toda la superficie disponible y ocupada, el porcentaje que realmente está generando energía. Se calcula multiplicando el número total de módulos (406.232) por la dimensión de los mismos (1,94 m²). Con este valor se obtiene el Ratio de ocupación, en ha/MW, con el que se pueden comparar terrenos.

ningún nuevo acceso para la parte norte de la misma; a la altura del punto kilométrico 62,30 existe un carril asfaltado, denominado “Carril Cáceres”, que va de norte a sur, que comunica parte de los terrenos de la zona sur de la planta con la citada carretera, y será el camino utilizado como acceso a la planta, por lo que no se precisa de la realización de ningún nuevo acceso para la parte sureste de la misma; en el punto kilométrico 64,85 existe un camino público denominado “Camino de Revuelta”, con acceso existente a la carretera nacional, que comunica los terrenos de la zona suroeste de la planta con dicha carretera nacional y será el utilizado como acceso a esta zona de la planta, por lo que no será necesario realizar ningún nuevo acceso a la misma.

En cuanto a las afecciones en los terrenos previstas por la ubicación de la planta, en el Proyecto se mencionan las siguientes:

a) Carreteras y caminos públicos: En los terrenos donde se pretende construir la planta solar existen varios caminos públicos, concretamente los siguientes:

- ⇒ La carretera nacional N-521, de Trujillo a Portugal, que atraviesa la planta de este a oeste.
- ⇒ El Cordel de Malpartida de Cáceres a Aliseda de Azagala. No se modificará y se mantendrá en las mismas condiciones, sin variar ni la anchura ni el trazado en toda su longitud a lo largo de la planta.
- ⇒ El Camino de Arroyo de la Luz a las Torres, con una longitud de 9.514 metros. Tampoco se modificará y se mantendrá en las mismas condiciones, sin variar ni la anchura ni el trazado a lo largo de la planta.
- ⇒ Otros caminos que aparecen en la planta, aunque no están incluidos en el catálogo de caminos públicos:
 - Camino de Revuelta: Atraviesa la planta de norte a sur, limitando las parcelas 33, 34, 43 y 44 del Polígono 26. En relación a este camino será tramitado ante el Ayuntamiento un expediente de desafectación y permuta para cambiar el trazado del mismo de manera que dicha afección desaparezca, respetando las actuales servidumbres de paso y realizando un nuevo trazado que sea compatible con la instalación.
 - Existe un carril asfaltado que atraviesa en línea recta la planta desde la carretera nacional hacia el sur, entre las parcelas 49 y 50 del polígono 26, que no se modificará en su trazado y anchura.

b) Cauces afectados: En los terrenos donde se pretende construir la planta solar existen varios cauces existentes, pero no se verán afectados en su recorrido ni se realizará ningún tipo de obra ni instalación en una zona de máxima avenida para un retorno de 500 años (T500). Para ellos se ha realizado un estudio hidráulico-hidrológico que ha determinado cuál es el área a respetar. La implantación proyectada no ocupa dicha superficie. Los cauces que atraviesan por terrenos de la futura ubicación de la planta son los siguientes:

- Barranco de la Solla.

- Regato del Zahurdón.
- Arroyo de la Mula.
- Afluente innominado del Arroyo de la Lapa.
- Arroyo de la Sopilla.
- Afluente innominado del Arroyo de la Sopilla.
- Barranco de Don Pascual.
- Afluente innominado 1 del Arroyo del Manzano.
- Afluente innominado 2 del Arroyo del Manzano.

c) Afecciones cercanas: Los terrenos de la planta fotovoltaica lindan:

- Al norte prácticamente con la línea de ferrocarril Madrid-Lisboa y otras parcelas.
- Al este, oeste y sur con varias fincas de la localidad.
- Atravesando la planta, tal y como ya se ha mencionado, la carretera nacional N-521 y el Cordel de Malpartida a Aliseda.
- Existen edificaciones agrícolas cerca de las instalaciones y en el interior de las parcelas ocupadas pero dispuestas a más de 50 metros, por lo que no afectan a la construcción y al mantenimiento de la instalación fotovoltaica.

La subestación de la planta solar se emplazará en la parcela 29 del polígono 26 del término municipal de Cáceres.

La línea aérea a 220 kV para evacuación de la energía generada por la PSF ARENALES será totalmente nueva y afectará a parcelas pertenecientes a personas físicas y organismos oficiales. El trazado definitivo de la línea discurrirá por los términos municipales de Cáceres, Casar de Cáceres y Arroyo de la Luz, todos ellos municipios de la provincia de Cáceres y ha sido diseñado procurando afectar al menor número posible de propietarios de parcelas, así como causar el menor impacto ambiental en la zona, evitando las charcas y no cruzar ningún espacio natural protegido.

Según se indica en la DIA, el EslA contemplaba tres alternativas de ubicación de la planta fotovoltaica y su correspondiente línea de evacuación, de las cuales se ha seleccionado la denominada 'alternativa C' (Malpartida de Cáceres), con una superficie ocupada por la planta de 375 hectáreas, que ocupa amplios pastizales esteparios al oeste del municipio de Malpartida. Los terrenos afectados soportan una carga ganadera muy alta, con ausencia de cultivos. La línea de evacuación, de 12,43 km de longitud, cruza zonas muy antropizadas, con afloramientos graníticos, donde no se han registrado durante los muestreos especies de fauna de gran relevancia en términos de conservación, a juicio del promotor. Para el análisis de alternativas, el promotor ha señalado que se han tenido en cuenta criterios técnicos, funcionales, económicos y ambientales, y que la alternativa seleccionada tiene una menor longitud de la línea eléctrica, se sitúa en una zona más antropizada, cuenta con accesos existentes y menor incidencia paisajística, y supone una menor

afección a la avifauna y a la Red Natura 2000, de acuerdo con las conclusiones de los respectivos estudios específicos realizados.

En cuanto a los elementos ambientales significativos del entorno del proyecto considerado en la DIA, ésta informa que la planta fotovoltaica se ubicará sobre pastizales de secano, existiendo ejemplares de encina dispersos al norte de la misma. La línea eléctrica atraviesa, en la mayor parte de su recorrido, pastizales, pastos arbustivos y pastos con arbolado, destacando varias zonas de dehesas con arbolado disperso de encinas. El proyecto se emplaza sobre terreno llano o con ligeras pendientes, dentro del ámbito de la cuenca hidrográfica del Tajo, siendo los principales cauces existentes en la zona el río Casillas y los arroyos de la Zafrilla, Tallón y Junquillo, además de una serie de pequeños tributarios de los mismos, de escaso caudal y de carácter estacional. Además, indica que el proyecto no se localiza sobre ninguna masa de agua subterránea ni unidad hidrogeológica.

Los hábitats de interés comunitario (HIC) (marcados con * los considerados prioritarios) presentes en el ámbito de actuación son 3170* «Lagunas y charcas temporales mediterráneas»; 4090 «Brezales oromediterráneos endémicos con aliaga», 5330 «Matorrales termomediterráneos y pre-estépicos», 6220* «Zonas subestépicas de gramíneas y anuales del Thero-Brachypodietea», 6310 «Dehesas perennifolias de Quercus spp.», 6420 «Prados húmedos mediterráneos de hierbas altas del Molinion-Holoschoenion», 8220 «Pendientes rocosas silíceas con vegetación casmofítica», 92D0 «Galerías y matorrales ribereños termomediterráneos (Nerio-Tamaricetea y Securinegion tinctoriae)» y 9330 «Bosques de Quercus suber».

El EslA señala que la zona de implantación de la planta es un área marginal próxima al núcleo de aves esteparias del Arroyo de la Luz, que alberga áreas de uso intensivo y/o reproducción de especies esteparias protegidas según el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Extremadura³⁵ (CREAE), entre otras el sisón, «en peligro de extinción» (PE); avutarda, ganga ortega, ganga ibérica, cernícalo primilla, aguilucho lagunero y aguilucho cenizo, «sensibles a la alteración de su hábitat» (SAH); carraca y alcaraván, «vulnerables» (VU).

El entorno de actuación es un área de campeo y/o alimentación de aves rupícolas y forestales tales como el milano real (PE) y el buitre negro y el alimoche (SAH). Asimismo, en el entorno próximo existen zonas de invernada de grulla, «de interés especial» (IE) según el CREAE.

Las charcas y zonas húmedas próximas a las infraestructuras proyectadas constituyen zonas de alimentación de numerosas especies de aves acuáticas, tanto durante la invernada como en la reproducción, entre las que destacan la cigüeña negra (PE) y la espátula (VU) según el CREAE.

El proyecto no coincide con espacios naturales protegidos de la Red Natura 2000 ni de la Red de Espacios Naturales Protegidos de Extremadura

³⁵ Decreto 37/2001, de 6 de marzo, y modificaciones posteriores.

(RENPEX). Las actuaciones proyectadas se ubican dentro de las áreas importantes para las aves (IBA) 294 «Malpartida de Cáceres y Arroyo de la Luz» y 295 «Llanos entre Cáceres y Trujillo-Aldea del Cano».

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, de fecha 13 de diciembre de 2019, se recogen los informes de los ayuntamientos afectados que, si bien no manifiestan oposición al desarrollo del proyecto, sí ponen de manifiesto el compromiso del promotor a cumplir los condicionantes impuestos. Además, el informe indica que ninguna de las administraciones y organismos consultados han presentado alegaciones al proyecto.

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

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

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

4.4.1 Capacidad legal

PARQUE SOLAR CÁCERES es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 31 de enero de 2008, cuyo único socio fundador fue ECOENERGÍAS DEL GUADIANA, S.A.³⁶ y regida por las disposiciones contenidas en la Ley de Sociedades de Responsabilidad Limitada de 23 de marzo de 1995³⁷ y demás disposiciones aplicables, además de por lo previsto en sus propios Estatutos, cuyo artículo 2 establece que su objeto social es la «*producción de energía eléctrica mediante instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables no consumibles, utilizando como energía primaria la energía solar o la eólica, biomasa, o de cualquier tipo de biocarburante*», además de la realización de servicios de asesoramiento y consultoría técnica para empresas y la constitución y participación en sociedades con objeto análogo.

³⁶ Sociedad de nacionalidad española constituida el 12 de septiembre de 2006, cuyo objeto social es «*la inversión, promoción y construcción de plantas industriales para la producción, distribución y venta de energías renovables, la explotación de las mismas por cualquier clase de título, así como la compra, venta, arrendamiento, administración, disposición o tenencia de bienes inmuebles, rústicos o urbanos*».

³⁷ Disposición derogada por el TRLSC que aprobó el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.

Mediante escritura de fecha 15 de diciembre de 2009 se eleva a público la adquisición, por parte de la mercantil ECOINICIATIVAS DEL GUADIANA, S.L.³⁸ a ECOENERGÍAS DEL GUADIANA, S.A., de la totalidad de las participaciones de la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES. Posteriormente, mediante escritura de fecha 1 de febrero de 2018 ECOINICIATIVAS DEL GUADIANA, S.L. vende la totalidad de las participaciones sociales de PARQUE SOLAR CÁCERES a la sociedad SOLAR PARKS OF EXTREMADURA, S.L. (en adelante SOLAR PARKS), sociedad de nacionalidad española constituida el 2 de mayo de 2007 con el objeto social del desarrollo y explotación de actividades relacionadas con energías renovables.

Mediante escritura de fecha 18 de febrero de 2020 se eleva a público el contrato de compraventa de participaciones de la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES, de la misma fecha, según el cual su socio único, SOLAR PARKS, vende y transmite a IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.U. (antes IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.U.) la totalidad de las participaciones de la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES, íntegramente suscritas y desembolsadas, con todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas.

Por tanto, IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.U. (en adelante IBERENOVA) es el actual socio único de PARQUE SOLAR CÁCERES. Es una sociedad que fue constituida mediante escritura de fecha 20 de julio de 1998 bajo la denominación de Saltos de Domeño, S.A.U., cambiada su denominación por la actual mediante escritura de fecha 14 de enero de 2003, y cuyo objeto social es la prestación y realización de toda clase de actividades, trabajos y servicios relacionados con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable. El accionista único de esta sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable, cuyo socio único, IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U. es la sociedad sub-holding del Grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios energéticos en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A. En su condición de sociedad cabecera del Grupo en España, IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. agrupa las participaciones de las sociedades participadas, directa o indirectamente, que realizan toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, incluyéndose entre ellas, a modo enunciativo y no exhaustivo, la producción hidráulica, eólica, termosolar, fotovoltaica, o a partir de biomasa; producción, tratamiento y comercialización de biocombustibles y productos derivados; y

³⁸ Sociedad de nacionalidad española constituida el 15 de diciembre de 2009, cuyo objeto social es «*la promoción y desarrollo de proyectos y estudios de iniciativas empresariales de cualquier actividad. Prestación de servicios de ingeniería, consultoría y la asistencia técnica de ingeniería. Asesoramiento*».

proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de las instalaciones indicadas anteriormente.

IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., como sociedad sub-holding del Grupo IBERDROLA en España, agrupa las participaciones en las sociedades cabecera de los negocios relacionados con la energía (de redes, liberalizados y renovables) que desarrollan sus actividades fundamentalmente en España (aunque también en el extranjero), pudiendo llevarse a cabo bien directamente, de forma total o parcial, o bien mediante la titularidad de acciones o de participaciones en otras sociedades, con sujeción en todo caso a las prescripciones de las legislaciones sectoriales aplicables en cada momento y, en especial, al sector eléctrico. Desarrolla la función de organización y coordinación estratégica en España en relación con los negocios energéticos, así como también le corresponde difundir, implementar y asegurar el seguimiento de las políticas, estrategias y directrices generales del Grupo en España, teniendo en cuenta sus características y singularidades.

IBERDROLA, S.A. es la sociedad holding cotizada y la dominante del Grupo, que tiene atribuidas las funciones relativas al diseño del Sistema de gobierno corporativo y al establecimiento, supervisión e implementación de las políticas y estrategias del Grupo, de las directrices básicas para su gestión y de las decisiones sobre asuntos con relevancia estratégica a nivel de Grupo. Se trata de una sociedad de nacionalidad española constituida el 19 de julio de 1901, bajo la denominación de Hidroeléctrica Ibérica. Posteriormente, en los años 40 del siglo XX, Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero se integran para constituir Iberduero. Finalmente, con fecha 1 de noviembre de 1992, como consecuencia de la fusión de Iberduero, S.A. con la empresa Hidroeléctrica Española, S.L., (constituida a su vez en 1907 como una empresa española dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica), IBERDROLA, S.A. fue constituida en España tal y como la conocemos en la actualidad.

En definitiva, PARQUE SOLAR CÁCERES 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 ya se ha indicado, PARQUE SOLAR CÁCERES es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF ARENALES, y, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio la que acredite su capacidad técnica. Como ya se ha indicado, su socio único, IBERENOVA, es una sociedad que se encuentra participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA. 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.

El Grupo IBERDROLA, entendiéndose por este a IBERDROLA, S.A. y Sociedades dependientes, es uno de los mayores grupos eléctricos privados del mundo, contando con una dilatada experiencia en actividades eléctricas. En los últimos 20 años ha llevado a cabo una profunda transformación con objeto de hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de electricidad limpia. Hoy es un grupo multinacional que produce y suministra electricidad a cerca de 100 millones de personas en los países en los que está presente: además de en la Península Ibérica, en Estados Unidos (a través de su filial AVANGRID, participada al 81,50% por Iberdrola, S.A.), en Reino Unido (a través de Scottish Power, es líder de renovables en Reino Unido), México (donde es el primer productor privado de electricidad), Brasil (NEOENERGIA es uno de los líderes energéticos en Brasil por número de clientes y está participada en un 50% más una acción por Iberdrola Energía, S.A.) y en otros países de Europa (en Alemania ha puesto en marcha su primer parque eólico marino, además de la expansión del negocio comercial en Portugal, Francia, Italia, Grecia, Hungría, Rumanía, Chipre, etc.). En la actualidad el Grupo está tramitando el que será su primer gran desarrollo renovable en Australia, el complejo Port Augusta, una instalación híbrida que incluirá un parque eólico y una planta fotovoltaica que sumarán una potencia total instalada de 320 MW (un parque eólico de 210 MW y una planta fotovoltaica de 110 MW); la cartera de proyectos de Iberdrola en el país asciende a unos 650 MW de potencia e incluye instalaciones eólicas y solares en los estados de Queensland y Australia del Sur.

A cierre del ejercicio 2019, según datos incluidos en el Informe financiero anual de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes para el ejercicio 2019, el Grupo cuenta con más de 13 millones de clientes en el sector eléctrico (contratos de electricidad) y con 48.922 MW instalados, de los que un 60% corresponde a energías renovables (29.113 MW), el 31% a ciclos combinados de gas, el 6% a nuclear, el 1% a cogeneración y el 2% restante a carbón. La producción total del Grupo IBERDROLA durante el ejercicio 2019 ha aumentado un 4,6% alcanzando los 143.004 GWh, de los cuales un 35,5% es de origen renovable, un 46,03% proviene de los ciclos combinados de gas, un 16,52% es de origen

nuclear, un 1,72% proviene de la cogeneración, mientras que la generación a partir de carbón ha resultado insignificante (un 0,23%). Su distribución por tecnologías es la siguiente:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW)			PRODUCCIÓN NETA (GWH)		
	2019	2018	% Variación	2019	2018	% Variación
Nuclear	3.166	3.166	0,0%	23.630	23.419	0,9%
Carbón	874	874	0,0%	326	1.616	-79,8%
Ciclos combinados de Gas	15.124	12.440	21,6%	65.825	55.910	17,7%
Cogeneración	645	645	0,0%	2.453	2.108	16,4%
Renovables	29.113	26.908	8,2%	50.770	53.684	-5,4%
Eólica terrestre	16.417	15.251	7,6%	36.591	35.711	2,5%
Eólica marina	964	544	77,2%	2.211	1.642	34,7%
Hidroeléctrica	10.666	10.421	2,4%	10.615	15.711	-32,4%
Minihidroeléctrica	303	300	1,0%	340	279	21,9%
Solar y otras	763	392	94,6%	1.013	341	197,1%
TOTAL	48.922	44.033	11,1%	143.004	136.737	4,6%

De estos datos, en España cuenta con más de 10 millones de clientes en el sector eléctrico y una capacidad instalada de 26.624 MW, de los que un 62% corresponde a energías renovables (16.526 MW), el 21% a ciclos combinados de gas, el 12% a nuclear, el 1,3% a cogeneración y el 3,3% restante a carbón correspondiente a dos centrales térmicas de las cuales ha solicitado el cierre. Cabe destacar su fuerte implantación mediante tecnología renovable en España, fundamentalmente hidráulica y eólica (cuenta con 164 centrales hidroeléctricas que suponen una capacidad instalada de 10.021 MW y con 201 parques eólicos que totalizan 6.005 MW de potencia instalada). Respecto a la tecnología solar fotovoltaica, actualmente está desarrollando la instalación fotovoltaica Núñez de Balboa, de 500 MW instalados³⁹, además de 13 proyectos en construcción. La producción neta de energía eléctrica en España en 2019 asciende a 58.560 GWh.

IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., socio único de IBERENOVA, que a su vez es el socio único de PARQUE SOLAR CÁCERES, es la sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable y que, en consecuencia, tiene por objeto la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción y comercialización de electricidad mediante instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, así como la producción, tratamiento y comercialización de biocombustibles y productos derivados, y el proyecto, ingeniería, desarrollo, construcción, operación, mantenimiento y enajenación de dichas instalaciones, además de prestar

³⁹ Autorizada mediante Resolución de la DGPEM de fecha 18 de octubre de 2018, previa aprobación por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión celebrada el día 10 de octubre de 2018, del informe preceptivo correspondiente ([INF/DE/115/18](#)).

servicios de análisis, estudios de ingeniería o consultoría energética, medioambiental, técnica y económica relacionados con dicho tipo de instalaciones.

Respecto al socio único de PARQUE SOLAR CÁCERES, IBERENOVA, que realiza toda clase de actividades relacionadas con la producción y comercialización de energía eléctrica mediante centrales de producción que utilicen fuentes de energía renovable, ha producido 1.294,25 GWh en 2019, un 12,6% más que en 2018, según consta en su Informe de Gestión correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2019. Su cifra de negocio ha aumentado un 1,15% respecto al ejercicio 2018, lo que ha supuesto alcanzar los 91,96 millones de euros en el ejercicio 2019. En dicho Informe de Gestión se pone de manifiesto que la Sociedad continuará en 2020 con la explotación de los parques instalados.

En concreto, según datos aportados por la sociedad promotora del Proyecto, IBERENOVA cuenta con una capacidad instalada de 1.142,17 MW, según el detalle siguiente:

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Núñez de Balboa	500,00	Fotovoltaica	Badajoz	dic-19
Peñaflor III	48,99	Eólica	Valladolid	ago-12
Peñaflor IV	48,99	Eólica	Valladolid	ago-12
Layna	50,00	Eólica	Soria	may-12
Alto de la Degollada	50,00	Eólica	Burgos	dic-10
El Coterejón II	6,00	Eólica	Burgos	nov-08
Bolaños	24,00	Eólica	Cádiz	sep-08
Venzo	8,00	Eólica	Cádiz	dic-07
Isletes	9,94	Eólica	Cádiz	dic-07
Dos Pueblos	20,00	Eólica	Guadalajara	dic-07
Alburejos	10,00	Eólica	Cádiz	dic-07
Pico Collalbas	30,00	Eólica	Cuenca	dic-06
Campillos	34,00	Eólica	Soria	dic-05
Sierra de Dueña	31,45	Eólica	Salamanca	mar-05
Chambón	33,15	Eólica	Palencia	oct-04
El Teruelo	43,35	Eólica	Palencia	dic-03
Valmediano	34,00	Eólica	Zamora	may-03
Valbonilla	11,10	Eólica	Burgos	abr-03
El Navazo	38,55	Eólica	Burgos	abr-03
Carrasquillo	49,30	Eólica	Palencia	ene-03
Labradas	36,55	Eólica	Zamora	mar-02
Domeño	20,40	Mini-Hidráulica	Valencia	ene-01
Loriguilla	4,40	Mini-Hidráulica	Valencia	ene-00
Total Capacidad	1.142,17			

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 RD 1955/2000.

Por otra parte, también se daría el cumplimiento de la tercera condición establecida en dicho artículo («*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*») puesto que, previo a la venta de PARQUE SOLAR CÁCERES a IBERENOVA según contrato de compraventa de fecha 18 de febrero de 2020, tenía firmado un contrato vinculante de fecha 30 de octubre de 2019 con ECOENERGÍAS DEL GUADIANA, S.A. para que ésta llevara a cabo los trabajos y servicios necesarios para dar cumplimiento con lo indicado en la DIA tanto respecto a las fases previas a su ejecución como en su construcción, hasta la finalización de las obras del Proyecto PSF ARENALES. Asimismo, en las estipulaciones del mencionado contrato de compraventa entre IBERENOVA y SOLAR PARKS se establece que esta última, o alguna filial del grupo económico al que pertenece, asumirá la promoción e ingeniería del Proyecto para asegurar su buen fin, hasta obtener todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarios para la ejecución del proyecto. SOLAR PARKS es una sociedad mercantil participada al 100% por la sociedad ECOENERGÍAS DEL GUADIANA, sociedad matriz de un grupo de empresas que se dedica a la promoción, generación de energía y a la operación y mantenimiento de plantas de energía renovables, constituida en el año 2006, por lo que su experiencia en el sector y su participación en el Proyecto desde el inicio del procedimiento de autorización avala también la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones.

Por tanto, la capacidad técnica de la empresa promotora de la instalación, PARQUE SOLAR CÁCERES, quedaría acreditada por el cumplimiento de lo especificado en el artículo 121.3.b) del RD 1955/2000, en este caso en lo que respecta tanto a su segunda como a su tercera condición.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en el anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura por el que se somete a información pública el Proyecto y el EsIA correspondientes a la PSF ARENALES y sus infraestructuras de evacuación, publicado en el BOE de 21 de mayo de 2019, y verificado en el Proyecto presentado de fecha 28 de febrero de 2019, el presupuesto estimado para la ejecución de todo el Proyecto asciende a 98.272.305 euros (IVA incluido). En el Proyecto presentado se verifica que esta cuantía incluye la obra civil, el montaje de los componentes (mano de obra), la maquinaria (estructuras de soporte, módulos fotovoltaicos e inversores), la instalación eléctrica, la subestación transformadora a 30/220 kV de la propia planta solar, la línea aérea de evacuación, la infraestructura común de evacuación (ICE) y la línea final subterránea que llega a la SET Arenales 220

kV de REE, así como los gastos de seguridad y salud, además de considerar un 13% de gastos generales, un 6% de beneficio industrial e incluir el 21% de IVA. Este presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

PARQUE SOLAR CÁCERES, sociedad promotora del Proyecto PSF ARENALES, fue constituida como sociedad española de responsabilidad limitada con un capital social de 3.006 euros, íntegramente desembolsado y dividido en 3.006 participaciones sociales, acumulables e indivisibles, de un euro de valor nominal cada una de ellas. Su socio único fundador, ECOENERGÍAS DEL GUADIANA, S.A., asumió las 3.006 participaciones sociales por su valor nominal conjunto (3.006 euros) que aportó en efectivo. Tras sucesivos cambios de socio único, finalmente, tal y como se ha descrito anteriormente, mediante contrato de compraventa suscrito el 18 de febrero de 2020, IBERENOVA ha adquirido la totalidad de las participaciones sociales (3.006) de un euro de valor nominal cada una de PARQUE SOLAR CÁCERES.

Las Cuentas Anuales Abreviadas del promotor del proyecto, PARQUE SOLAR CÁCERES, correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, depositadas en el Registro Mercantil de Badajoz en fecha 28 de julio de 2020, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de PARQUE SOLAR CÁCERES, se comprueba que, si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, existiría una situación de patrimonio neto negativo y un evidente desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes, ya que la empresa se constituyó en 2008 con el objeto de desarrollar un proyecto fotovoltaico en el contexto normativo de ese momento, al amparo del Real Decreto 661/2007⁴⁰, pero dicho proyecto no llegó a desarrollarse por la entrada en vigor de la moratoria en el desarrollo de los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables⁴¹, por lo que la sociedad quedó sin actividad que ha retomado ahora con el desarrollo de este proyecto PSF ARENALES .

⁴⁰ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

⁴¹ Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

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

No obstante lo anterior, en el caso de PARQUE SOLAR CÁCERES se comprueba que sus cuentas anuales reflejan un pasivo no corriente por importe de 490.000 euros, cuantía incluida en el epígrafe “*Deudas con empresas del grupo y asociadas a largo plazo*”, que se corresponde con un préstamo participativo con la sociedad SOLAR PARKS por dicho importe (y 120.309,53 € en 2018), según se indica en la Memoria Abreviada adjunta a las Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio 2019 de PARQUE SOLAR CÁCERES de fecha 16 de febrero de 2020. Por tanto, sería de aplicación lo previsto en el artículo 20.d) del Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica, en la redacción dada por la disposición adicional tercera de la Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, según el cual «*d) Los préstamos participativos se considerarán patrimonio neto a los efectos de reducción de capital y liquidación de sociedades previstas en la legislación mercantil.*»

Como se ha indicado anteriormente, mediante escritura de fecha 18 de febrero de 2020 se elevó a público el “*Contrato de compraventa de participaciones*” por el que SOLAR PARKS vende y transmite a IBERENOVA la totalidad de las participaciones de la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES con todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas. Dichas participaciones se transmiten libres de cargas, trabas, gravámenes, embargos, opciones, derechos de retracto o restricciones sobre su transmisibilidad. El comprador adquiere las participaciones sobre la base de que éstas representan el 100% del capital social de la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES y que ésta es la única titular del Proyecto de la PSF ARENALES, con todos sus activos y derechos. Las partes acuerdan que el precio por la transmisión de las participaciones y su calendario de pago se calcularán según lo establecido en el Contrato de Opción que firmaron con fecha 30 de enero de 2018. Por tanto, y como ya se ha indicado anteriormente, el socio único actual de PARQUE SOLAR CÁCERES es IBERENOVA.

Por otra parte, este contrato de compraventa recuerda que **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

IBERENOVA, socio único con capacidad total de control sobre PARQUE SOLAR CÁCERES, es una sociedad anónima de nacionalidad española cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, fechado el 21 de julio de 2020, arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que IBERENOVA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. A 31 de diciembre de 2019, la Sociedad tiene un capital social de 28.414.386 euros, totalmente suscrito y desembolsado, representado por 9.471.462 acciones de 3 euros de valor nominal cada una. Además, con fecha 16 de julio de 2019 el Consejo de Administración acordó por unanimidad un incremento patrimonial mediante la aportación dineraria a fondos propios de 100.000 miles de euros con el objetivo de cancelar deuda de préstamos y líneas de crédito. El accionista único de la Sociedad es IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad cabecera de negocios del Grupo IBERDROLA con domicilio social en España, que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable. Su socio único es IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U., sociedad sub-holding del grupo en España que agrupa las participaciones en los negocios relacionados con la energía en España, íntegramente participada por IBERDROLA, S.A., sociedad dominante del Grupo.

Por tanto, en la actualidad, PARQUE SOLAR CÁCERES cuenta con un socio único, IBERENOVA, Sociedad participada en un 100% por IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U., sociedad perteneciente al Grupo IBERDROLA. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de PARQUE SOLAR CÁCERES en función de los resultados del Grupo IBERDROLA al que, finalmente, pertenece. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, según Informe de Auditoría de fecha 28 de febrero de 2020, arrojan los siguientes resultados:

**BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES
DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018**

Unidad: Miles de Euros
31/12/2019 31/12/2018⁴²

TOTAL ACTIVO	122.369.006	113.037.923
Activo corriente	13.557.693	13.342.380
Activos mantenidos para su enajenación	—	62.164
Combustible nuclear	305.501	272.674
Existencias	2.541.593	2.173.831
Deudores comerciales y otros activos corrientes	7.499.400	6.854.733
Inversiones financieras corrientes	1.097.920	1.177.821
Efectivo y otros medios equivalentes	2.113.279	2.801.157
Activo no corriente	108.811.313	99.695.543
Activo intangible	20.367.861	21.000.248
Inversiones inmobiliarias	342.286	428.592

⁴² El estado consolidado del resultado a 31 de diciembre de 2018 se presenta a efectos comparativos con el cierre a 31 de diciembre de 2019.

Propiedad, planta y equipo	71.289.209	66.109.320
Activo por derecho de uso	1.782.247	—
Inversiones financieras no corrientes	5.818.537	5.191.132
Deudores comerciales y otros activos no corrientes	2.850.970	814.577
Activos por impuestos corrientes	665.675	665.675
Impuestos diferidos activos	5.694.528	5.485.999
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	122.369.006	113.037.923
Patrimonio Neto	47.194.665	43.976.554
De la sociedad dominante	37.678.307	36.582.199
Capital suscrito	4.771.554	4.798.222
Ajustes por cambio de valor	-544.109	-32.196
Otras reservas	33.581.946	32.731.625
Acciones propias en cartera	-1.436.205	-1.010.348
Diferencias de conversión	-2.101.190	-2.919.156
Resultado neto del periodo	3.406.311	3.014.052
De participaciones no dominantes	9.516.358	7.394.355
Pasivo corriente	19.131.242	16.116.440
Pasivos vinculados con activos mantenidos para su enajenación	—	561
Provisiones corrientes	660.056	579.984
Pasivos financieros corrientes	16.534.288	13.639.597
Otros pasivos corrientes	1.936.898	1.896.298
Pasivo no corriente	56.043.099	52.944.929
Subvenciones de capital	1.398.523	1.477.928
Instalaciones cedidas y financiadas por terceros	4.987.463	4.823.396
Provisiones no corrientes	5.990.106	5.267.918
Pasivos financieros no corrientes	33.639.307	31.778.763
Otros pasivos no corrientes	407.347	374.688
Pasivos por impuestos corrientes	261.467	179.669
Impuestos diferidos pasivos	9.358.886	9.042.567

**CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE IBERDROLA, S.A. Y
SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018**

Unidad: Miles de Euros

	31/12/2019	31/12/2018
Importe neto de la cifra de negocios	36.437.908	35.075.873
Aprovisionamientos	-20.174.529	-19.640.736
Margen bruto	16.263.379	15.435.137
Gastos de personal	-2.146.057	-2.020.006
Servicios exteriores	-2.184.380	-2.135.225
Tributos	-1.828.973	-1.931.003
Beneficio Bruto de explotación (EBITDA)	10.103.969	9.348.903
Corrección valorativa de deudores comerciales y activos de contrato	-297.315	-253.656
Amortizaciones y provisiones	-3.929.433	-3.655.874
Beneficio de explotación (EBIT)	5.877.221	5.439.373

Resultado de sociedades por el método de participación (neto de impuestos)	13.998	55.904
Resultado financiero	-1.300.091	-1.156.094
Resultado de activos no corrientes	202.799	8.851
Beneficio antes de impuestos	4.793.927	4.348.034
Impuesto sobre sociedades	-914.016	-959.499
Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones continuadas	3.879.911	3.388.535
Beneficio neto del ejercicio procedente de operaciones discontinuadas (neto de impuestos)	-65.354	-51.167
Participaciones no dominantes	-408.246	-323.316
BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	3.406.311	3.014.052
Beneficio básico por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,534	0,455
Beneficio diluido por acción en euros procedente de actividades continuadas	0,533	0,454
Pérdida básica y diluida por acción en euros procedente de actividades discontinuadas	-0,010	-0,008

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DE IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES A 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018

Unidad: Miles de Euros

31/12/2019 31/12/2018

Flujos netos de efectivo de las actividades de explotación	6.915.117	7.586.248
Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión	-7.382.033	-6.050.412
Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación	-276.930	-1.796.163
Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo o equivalentes	55.968	-135.856
Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-687.878	-396.183
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	2.801.157	3.197.340
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	2.113.279	2.801.157

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2019, el Grupo IBERDROLA cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En cada ejercicio se producen movimientos de capital social, tanto aumentos como reducciones, que se corresponden con las distintas ejecuciones aprobadas por la Junta General de Accionistas a través de las cuales se instrumenta el sistema *Iberdrola retribución flexible*. El número de acciones a 31 de diciembre de 2019 es de 6.362.072.000 de un valor nominal de 0,75 euros cada una, por lo que el capital social suscrito supone 4.771.554.000 euros. El Grupo ha aumentado su cifra de negocios un 3,9% respecto al año anterior, con un beneficio neto del ejercicio un 14,5% superior al del ejercicio anterior (un 13% el atribuido a la sociedad dominante), y cuenta con un saldo de efectivo al final del ejercicio de 2.113.279.000 euros.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, PARQUE SOLAR CÁCERES, 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 Sala, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de PARQUE

SOLAR CÁCERES, tanto por la propia situación patrimonial de la empresa como por la de su socio único y su pertenencia al Grupo IBERDROLA.

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 PARQUE SOLAR CÁCERES, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica ARENALES de 150,31 MW y su infraestructura de evacuación, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto⁴³

1. Características generales

El objeto del Proyecto es la ejecución de una planta de generación con tecnología fotovoltaica de 150,31 MW de potencia instalada, conectada a la red de transporte en la tensión de 220 kV. La energía producida en la planta se evacuará a 30/220 kV a través de la subestación elevadora “SET Parque Solar Cáceres 220 kV” y se inyectará a la red de transporte en la futura posición de 220 kV de la “SET Los Arenales” a 220 kV, propiedad de REE, a través de una línea eléctrica aérea de Alta Tensión dúplex a 220 kV.

Las instalaciones que forman parte del Proyecto son las siguientes:

- La instalación y el dimensionado de un sistema de generación de energía eléctrica mediante energía solar fotovoltaica, para su posterior conexión a la red de transporte.
- La instalación y el dimensionado de la instalación de Media Tensión en 30 kV que transportará la energía generada desde la generación fotovoltaica hasta la subestación de la planta “SET Parque Solar Cáceres 220 kV”.
- El diseño de una subestación eléctrica a 30/220 kV de 125 MVA para elevar la tensión de generación de la planta hasta los 220 kV, tensión del punto de evacuación dado en la futura posición de la SET Los Arenales de 220 kV, propiedad de REE.
- El diseño de una línea aérea eléctrica de Alta Tensión (220 kV) desde la subestación de la planta a una Infraestructura Común de Evacuación (ICE), antes de su vertido en la SET Los Arenales 220 kV.
- El diseño de la citada ICE, donde se recogerán la línea eléctrica proveniente de la PSF ARENALES y la línea eléctrica de otro productor de energía, para proceder a una entrada común a la SET Los Arenales 220 kV.
- El diseño de una línea subterránea de Alta Tensión desde la ICE hasta la posición de entrada facilitada por REE en la SET Los Arenales 220 kV.

2. Instalación Fotovoltaica

La PSF ARENALES estará situada en el término municipal de Cáceres, concretamente estará ubicada a una distancia, en carretera, de aproximadamente 4,9 km del centro de la población de Malpartida de Cáceres, con acceso desde la carretera N-521, en el punto kilométrico 63,9 que une la población de Trujillo con Portugal, a unos 20 kilómetros de Cáceres.

⁴³ Proyecto visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales (COPITI) de Badajoz con fecha 28 de febrero de 2019.

La planta contará con una potencia instalada total de 150,31 MWp (potencia nominal de 120,70 MWn). El Proyecto consistirá en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica con módulos fotovoltaicos de tecnología policristalino sobre seguidores solares a un eje horizontal, cuyas principales características principales son.

- Nº de módulos fotovoltaicos: 406.232 de 370 Wp de potencia cada uno.
- Nº de Centros de transformación: 34.
- Potencia Transformador: 3.550 kVA.
- Aparamenta MT en 30 kV.
- Potencia del inversor: 3.550 kVA.
- Subestación elevadora a 30/220 kV: Una unidad transformadora de 125 MVA a 220/30 kV.

La instalación se dividirá en islas de 3.550 kVA, correspondiendo a un inversor por isla y con capacidad de generar electricidad a nivel de 30 kV en sistema alterno trifásico. Las islas de potencia se conectarán en serie sobre unos circuitos colectores de Media Tensión hasta la entrada de la subestación elevadora en el propio parque de generación. Cada isla de potencia estará constituida por:

- Seguimiento solar a un eje horizontal accionado por un único motor que contendrá cuatro filas de módulos y un total de 116 paneles fotovoltaicos policristalinos.
- Módulos fotovoltaicos de 370 Wp
- Seguidores a un eje horizontal.
- Inversor fotovoltaico de 3.225 kVA, a 50 °C
- Transformador 30/0,645 kV de 3.550 kVA

Los módulos fotovoltaicos se asocian en serie formando “*strings*” de 29 paneles fotovoltaicos hasta alcanzar la tensión de generación deseada y en paralelo para conseguir las corrientes de operación de fácil manejo. Los *strings* se asocian en paralelo en agrupaciones de 20 y 16 *strings*, mediante un cable de corriente continua (DC Bus) a unas “Cajas de agrupación de primer nivel” llamados también “*string-box*” que dispondrán de las protecciones necesarias consideradas óptimas de diseño. Desde estas cajas se llevará la energía generada, mediante otro cable de corriente continua, al lado de continua del inversor de ese campo. El inversor acondicionará la potencia eléctrica obtenida del campo de módulos fotovoltaicos y dispondrá de esta energía en un sistema trifásico alterno cuyas características son:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz
- Un factor de distorsión armónica THD%, <3%
- Tensión de salida VAC: 645 V \pm 10%

Las líneas colectoras de evacuación en Media Tensión (MT) de la planta de generación, que recogerán la energía generada, tendrán su punto de evacuación en barras de 30 kV de la subestación elevadora SET Parque Solar Cáceres a 30/220 kV, que se incluirá en el perímetro disponible de la propia planta de generación. Desde la SET elevadora se evacuará la energía a la subestación SET Los Arenales en barras de 220 kV, propiedad de REE, para inyectar la energía en la red.

Se saldrá de los Centros de Transformación (CT) en MT con un circuito subterráneo que irá interconectando los diferentes CT's en grupos de 3 ó 4. Posteriormente, cada uno de estos circuitos se conectará en la barra de MT de la subestación elevadora a 30/220 kV del parque, siendo un total de 34 CT's conectados a la entrada en la SET elevadora.

La instalación de generación estará constituida por campos solares, que son las instalaciones compuestas por los inversores solares con conexión a un mismo transformador, con todos los paneles solares que se conectan a él, su estructura de soportación y las infraestructuras de baja tensión, cableado, cuadros de protección y zanjas, para transportar la energía desde los paneles hasta el inversor. La instalación fotovoltaica estará compuesta por 34 campos tipo, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

Campos	Potencia en inversor (MVA)	Potencia en paneles (MWp)	Unidades	Potencia Total en inversores (MWn)	Potencia Total en paneles (MWp)
Campo tipo	3,550	4,421	34	120,700	150,314
TOTAL			34	120,700	150,314

La agrupación del inversor más el transformador será la denominada *Power Station*.

Como se ha indicado anteriormente, la instalación de 150,31 MWp estará constituida por 34 instalaciones de una potencia unitaria de 4.421 kWp, cada una de las cuales estará formada por los siguientes elementos:

PSF ARENALES	Unidades/Potencia
Panel Solar Fotovoltaico de 370 Wp	11.948 unidades
Número de módulos por <i>string</i>	29 unidades
Potencia por <i>string</i>	10.730 Wp
Número de <i>string</i> por instalación	412 unidades
Potencia del Campo	4.420,76 kWp
Total potencia de la PSF ARENALES	150.305.840 Wp
Tensión de funcionamiento a máx. potencia (V)	1.142,60
Intensidad punto de máxima potencia (A)	3.981,36
Inversor solar Power Electronic HEMK FS3225 K	1 unidad

Seguidor solar 1 eje de 116 módulos	106 unidades
Superficie de paneles (m ²)	23.159,96

Por tanto, el número total de elementos que compondrán la instalación de generación es el siguiente:

PSF ARENALES	Unidades/Potencia
Panel Solar Fotovoltaico de 370 Wp	406.232 unidades
Total strings de la instalación	14.008 unidades
Potencia por string	10,73 kW
Total potencia de la instalación	150.305,84 kWp
Inversor solar Power Electronic HEMK FS3225 K	34
Seguidores solares 1 eje	3.502
Superficie de paneles (m ²)	787.438

El resumen general de las características los distintos elementos de la planta es el siguiente:

CONFIGURACIÓN GENERAL			
Total Potencia Nominal MWn	120,70	Tótal Módulos Ud	406.232
Total Potencia Pico MWp	150,31	Total Seguidores Ud	3.502
Ratio Wp/Wn	1,245	Total inversores Ud	34
Total Strings	14.008	Total Centros Ud	34
CARACTERIZACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN			
Localización	Cáceres (Cáceres)	Sup. parcela Catastral (Ha)	410,024
País	España	Sup. bruta disponible (Ha)	410,024
Coord. UTM ETRS89 USO29	710.092-4.369.237	Sup. ocupación neta (Ha)	81,887
Altitud	354	Ratio ha/MW	2,73
CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS			
Módulo FV		Seguidor	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	STI-NORLAD
Modelo	LR6-72PH-370M	Modelo	STI-H250
Tecnología	Hi-MO1	Tecnología	Un eje
Potencia Pico (WP)	370	Pitch	4,89
Voltaje Max	1.500 V	Fila	4 filas 29 módulos
Caja de String		Inversores	
Entradas	20-16	Fabricante	Power electronic
Voltaje Max	1.500 Vdc	Modelo	HEMK 645V FS3225K
Fusibles	200-250 A	Potencia Nominal	3.225 KVA
Aislamiento	IP65	Rango MPPT	9713-1.310 V
Intensidad Max	400-250-200-150 A	Voltaje Máx	1.500
Centro de Transformación		Cableado Eléctrico	
Potencia AC	3,55	Cable de String	6 mm ² ,Cu

Número de inversores	34	Cable DC	XLPE, Al
Num. Transformadores	34	Secciones	150 mm ²
Ratio Transformación	0,645/30 kV	Cable MT	XLPE, Al
Servicio	Skid	Secciones (mm ²)	150-240-400-630

2.1. Panel solar fotovoltaico

En la siguiente tabla se resumen las características eléctricas para el panel solar fotovoltaico de referencia:

Panel Fotovoltaico	Polisilicio 370 Wp Longi Solar o similar
Número de células (policristalinas)	72
Potencia máxima	370 W +5.0 W
Eficiencia	19,1%
Tensión punto máxima potencia	39,4 V
Tensión en circuito abierto	48,3 V
Intensidad punto máxima potencia	9,39 A
Intensidad de cortocircuito	9,84 A
Coeficiente de temperatura I _{sc}	+0.057 % / °C

Los datos anteriores se dan en condiciones estándar de medida (STC o CEM).

Las dimensiones del panel serán:

Panel Fotovoltaico	Polisilicio 370 Wp Longi Solar o similar
Longitud (mm)	1.956
Anchura (mm)	991
Grosor (mm)	40
Peso (kg)	22,5

Cada campo fotovoltaico tendrá las siguientes características:

Parámetro	Cadena de módulos conectados en serie	Campo FV de 4.421 kWp
Nº de módulos	29	11.948
P _m (Wp)	10.730	4.420,76
V _m 49,9 °C (PMP) (U)	1.142,6	1.142,6
I _m (A)	8,99	3.703,88
V _{oc} (V)	1.400,7	—
I _{sc} (A)	9,84	—
Area (m ²)	56,21	23.159,96

2.2. Seguidor solar a un eje

Los paneles fotovoltaicos serán instalados sobre estructuras metálicas o soportes. En este Proyecto la tipología de seguidor que se instalará es de seguimiento solar a un eje horizontal con implementación de *backtracking* con 116 módulos por seguidor. Son estructuras articuladas y controladas por un posicionador georreferenciado que va variando su posición respecto a la dirección de la radiación solar (de este a oeste) para aumentar el número de horas/año de irradiación sobre los paneles.

La configuración de cada seguidor consta de un motor que une y mueve solidariamente los 116 módulos. La separación entre los seguidores en la instalación será de 4,9 metros entre ejes.

Mecánicamente los seguidores son idénticos, cada uno de ellos está formado por un eje central solidario a los módulos fotovoltaicos movido por una biela accionada por un motor reductor. Las principales características del seguidor son:

- Adaptabilidad del sistema tanto a las dimensiones del terreno como a la geometría del panel e instalación eléctrica.
- Mínima obra civil debido a la mínima sección de los pilares.
- Se aporta un estudio energético con la ganancia del seguidor según la ubicación geográfica del mismo. Esta ganancia oscila para este tipo de seguidores entre un 28% y un 38%.
- Debido a la sencillez de sus elementos, se necesitan medios básicos para su montaje, facilitando así su manejo.
- El mantenimiento se reduce a la conservación de los rodamientos y la revisión del conjunto motor-actuador lineal, sistemas extremadamente simples, lo que reduce considerablemente las labores de mantenimiento.
- En el supuesto que se averíe el conjunto motor-actuador lineal, responsable del movimiento del seguidor, el sistema puede continuar produciendo electricidad como si fuese un sistema de estructura fijo.
- La durabilidad de estos elementos debido a su tratamiento de acabado (galvanización en caliente) aseguran un excelente comportamiento a la intemperie incluso en ambientes agresivos.
- El sistema de *backtracking* evita la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

Las estructuras soportes construidas en acero galvanizado en caliente estarán dimensionadas para soportar el peso de los módulos, una velocidad de viento de 144 km/h (contado con la resistencia al viento de los módulos fotovoltaicos instalados) y las sobrecargas de nieve, de acuerdo con los indicado en la Normativa Básica de la Edificación (NBE).

El diseño, la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permite las dilataciones térmicas, sin transmitir las cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.

La sujeción del módulo fotovoltaico se realiza siguiendo las instrucciones del fabricante, de modo que no se producen flexiones superiores a las admitidas.

No se realizarán soldaduras ni taladros sobre las estructuras después de estar galvanizadas. El montaje será con tornillería en acero inoxidable en los orificios de fábrica destinados a tal efecto, evitando de este modo la formación de pares galvanicos y /o efectos de corrosión de la estructura.

Los topes de sujeción de paneles y la propia estructura no arrojan sombra sobre los módulos.

2.3. Hincado de la estructura de soportación

Las cimentaciones de la estructura del seguidor se realizarán mediante hincado directo de perfiles tipo C o similar de acero galvanizado en el terreno. Cuando no sea posible realizar la instalación de perfiles directamente hincados en el terreno, se recurrirá a la perforación del terreno como medida previa al hincado o se realizará un hormigonado si fuera necesario.

2.4. Inversores

Los inversores que se ha previsto utilizar en la planta solar son inversores centrales Power Electronic HEMK 645V FS3225K o similares, con una potencia de 3.225 a 50°C, cuyas características son las siguientes:

INVERSOR	Inversor Central de Power Electronic HEMK 645 V FS3225K o similar
Valores de Entrada DC	
Rango pot. Campo FV recomendado (kWp)	3.874/4.750
Rango de tensión MPP (V)	913/1.310
Máxima tensión de DC	1.500 V
Corriente máxima DC	3.970 A
Número de entradas DC	36
MPPT (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)	6
Valores de Salida AC	
Potencia nominal AC kW (50 °C / 25 °C)	3.225/3.550
Corriente máxima AC	3.175
Tensión nominal AC	645 V sistema IT
Frecuencia nominal AC	50/60 Hz
Coseno φ	+/-0,5

THD	<3%
Rendimiento	
Eficiencia Máxima	98,9%
Euroeficiencia	98,5%
CEC	10 W

2.5. Dispositivos de protección y seguridad

Las protecciones de la instalación serán las siguientes:

- Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión accesible a la empresa distribuidora.
- Interruptor diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión (0.85-1.1 U_m o frecuencia (49-51 Hz).
- El rearme de la conexión de la instalación fotovoltaica a la red debe ser automático.
- El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética.
- Las tierras de la instalación fotovoltaica serán independientes de la del neutro de la empresa distribuidora y de la de las masas de la edificación. Debe existir separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.

2.6. Instalación eléctrica de Baja Tensión

La energía eléctrica se generará en los paneles fotovoltaicos en forma de corriente continua a una tensión máxima de 1.500 V_{dc} , que se transformará en corriente alterna trifásica a 645 V_{ac} , salida de los inversores centrales. Esta corriente trifásica será elevada a una tensión de 30.000 V en los centros de transformación. Posteriormente la tensión será elevada en una subestación propia hasta una tensión de 220 kV para, mediante una línea de transporte, ser entregada a la red de transporte de REE.

El cableado de la instalación está realizado mediante conductores aislados de 1.800 Vcc, con cubierta de XLPE⁴⁴, es decir, no propagadores de llama, con baja emisión de humos y libre de componentes alógenos.

El tramo de corriente continua de la instalación estará localizado en el campo solar, y se corresponde al cableado entre módulos formando *strings*, la conexión de los *strings* (de dos en dos, mediante un pv-harness) al bus de DC hasta la caja seccionadora y desde la caja seccionadora hasta los inversores.

⁴⁴ Polietileno Reticulado

Las características técnicas de los conductores de baja tensión (BT) para la interconexión de los *string* con las cajas suma (caja seccionadora) de primer nivel son las siguientes:

Descripción	Medida
Sección nominal	6-35 mm ²
Material	Cu
Intensidad máxima admisible	70/218 A
Voltaje	1.5 kV DC
Diámetro exterior	6,1/11,3 mm
Peso	79/374 kg/km
Temperatura máxima	120 °C
Norma	IEC 60216

Desde las cajas suma de primer nivel se llevará la energía generada directamente hasta el inversor. Las características de los conductores utilizados es la siguiente:

Descripción	Medida
TIPO	XZ1 AL 1.5/1.8 DC
Normas de diseño	IEC 60502-1 IEC 60332-1-2 IEC 60754-1 IEC 60754-2
CONDUCTOR	Aluminio clase 2 según IEC 60228
AISLAMIENTO	XLPE
CUBIERTA EXTERIOR	Poliolefina termoplástica libre de halógenos
Temperatura máxima del conductor	+90 °C
Secciones	150/240 mm ²
Intensidad máxima admisible (A)	220/290
Diámetro exterior (mm)	25,8/30,5
Peso (kg/km)	765/1.115

Los circuitos estarán protegidos contra sobre intensidades. En el circuito de corriente continua esta protección se realizará a base de fusibles. En el circuito de corriente alterna esta protección se realizará con interruptores magnetotérmicos calibrados y contra contactos indirectos por interruptores diferenciales.

Para el cableado de los subcampos se utilizará cable de cobre de una sección mínima de 6 mm². El cable DC Bus será de cobre de sección mínima de 35 mm². Para la interconexión de los cuadros de primer nivel con los inversores se utilizarán conductores de aluminio de sección mínima de 150 mm².

Los circuitos también estarán protegidos contra sobre tensiones tanto en el lado de continua como en el lado de alterna, para lo que se instalarán limitadores de sobre tensiones transitorias de primer y segundo grado en todas las cajas suma de corriente continua, así como en todos los cuadros.

Para el dimensionamiento de las secciones de los diferentes circuitos se incrementará la potencia total absorbida por cada línea en un 150%, según lo establecido en el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

Según el actual Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, la caída de tensión debe ser inferior al 5 % de la tensión nominal en fuerza, pero en este caso se utilizará el criterio establecido por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, que establece los siguientes límites de caída de tensión máxima:

- Circuito de corriente continua 1 %.
- Circuito de corriente alterna 1 %.
- Caída de tensión total 2 %.

Se adjuntan los cálculos de la caída de tensión en BT en un Anejo al Proyecto.

En cuanto a la puesta a tierra, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el mencionado Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro. El esquema de puesta a tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CC (Tierra flotante).
- Esquema TT para instalación de CA de Servicios Auxiliares (SSAA).

La resistencia al paso de la corriente de los electrodos obtenida por medición directa no deberá ser en ningún caso superior a 20 Ohmios, y si así sucediera se efectuará un tratamiento del terreno por alguno de los métodos utilizados en la práctica en el lugar donde se haya ejecutado la instalación. En caso de realizar esta actuación se comunicaría a la ingeniería que realiza la instalación común del edificio para tomar las medidas correctoras que estime necesario.

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluidas canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas.

De acuerdo con la normativa particular de la compañía suministradora, se procede a la instalación del tipo TT: Sistema de picas de acero galvanizado con superficie por electrólisis de cobre de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud hincada en fondo de calicatas de canalizaciones con $h > 0,80$ metros, conectada a una toma de tierra en caja de registro de tierras, para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1 kV, RV-K de 16 mm² de sección bajo tubo de 32 mm de diámetro. Se llevará a los cuadros de baja tensión (CBT) de los SSAA. Se aprovecha la apertura de las calicatas de las canalizaciones

subterráneas para tender el anillo de cobre desnudo de 1x35 mm² donde se conectarán todas las picas de tierra. El sistema de tierras de BT se ejecutará así a cotas más profundas de 0,8 metros. En cada posición del CBT de SSAA se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo y/o mediante brida de conexión y conductor RV-K 0,6/1kV 1x16 mm² de cobre se dará tierra al cuadro. Del anillo de tierras se dará tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión (de Baja Tensión). Así se dará tierra a las estructuras portantes. Todos los circuitos de salida de los CBT se repartirán con su correspondiente cable de tierra con sección igual a la de los conductores activos.

En cuanto a la formación de los *strings*, se agruparán 29 paneles fotovoltaicos en serie para formarlos y se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según las siguientes consignas:

- Terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del módulo siguiente en el orden de conexión.
- Se emplearán los terminales de conexión dispuestos por el fabricante de los módulos y no se manipularán, cortarán, ni empalmarán. Si fuera necesario una adaptación por no poder cubrir longitudes, se consultará a la Dirección Facultativa.

La energía generada procedente de los *strings* se conducirá hacia las cajas suma o cajas de protección, cuya función es proteger contra sobre corrientes los *strings* a través de los seccionadores. Las cajas estarán provistas de un sistema de monitorización de corriente de *string* que detectará faltas y enviará señales de alarma. Se ubicarán en el exterior, a lo largo del campo solar, en lugares accesibles, evitando la luz directa del sol y de forma que se faciliten las tareas de montaje y mantenimiento. Contarán con la electrónica de comunicaciones necesaria para el control de las variables eléctricas de cada uno de los *strings* que la acometen, midiendo sobre el polo positivo de cada par de entrada.

Sus características se detallan a continuación:

Caja de serie fotovoltaica Smart Combox 1.500V con monitorización
Número de entradas CC: 16-20
Envoltente Poliéster Ip 65.
Voltaje máximo: 1.500 V
Seccionador Manual. (opcional señal digital)
Fuente de alimentación autónoma o externa (1.000/24 V) Opcional
Sobretensiones (Opcional señal digital)
Protecciones de Comunicaciones RS 485
Protecciones de alimentación 220 V
Seccionadores en carga
Descargadores de sobretensión clase II

Prensaestopas IP67.
Metacrilato protector eléctrico.
Equipo de monitorización series.
Temperatura interna de caja.
Pegatinas señalizadoras.
Planos de montaje y mantenimiento.
Placa de montaje en poliéster aislante.
Peines conductores de Cobre.
Bornas Bimetálicas de salida.
Sistema de anclaje a pared de fábrica.
3 Puntos de cierre en puerta.

Una vez agrupados los *strings* en paralelo en el cable DC bus y recogido en la caja de protección primaria, hay que transportar la energía eléctrica hasta los inversores. Esta agrupación se realiza en paralelo y se protegen contra sobrecargas con fusibles de fundido rápido para corriente continua en los polos positivo y negativo de cada circuito de entrada. Si la suma de todas las intensidades de las protecciones de entradas es inferior a la corriente máxima del circuito de salida, se dispondrá de un interruptor-seccionador a la salida. En otro caso, la salida se protegerá mediante seccionadores fusibles de corte en carga.

Cada inversor posee internamente un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión donde se agruparán los 24 circuitos provenientes de las diferentes cajas de *strings*.

El sistema que conecta desde el inversor hasta las bornas de entrada del transformador de media tensión (MT) del Centro de Transformación, es la denominada instalación de Corriente Alterna de Baja Tensión de generación. Es un sistema trifásico a 645 V y 50Hz:

a) Conductor BT CA: La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores de las siguientes características:

- ⇒ RV-K 0,6/1kV Cu 3x1x300 mm²
- ⇒ Diámetro Conductor: 25,0 mm.
- ⇒ Diámetro Total del Cable: 30,5 mm.
- ⇒ Resistencia CC 20 °C: 0,0641 Ω/km.
- ⇒ Radio Mínimo de Curvatura: 113,6 mm.
- ⇒ Peso: 2.817 kg/km.
- ⇒ Intensidad máxima: 610 A.

b) Dispositivo de Maniobra y Proyección AC Inversores: Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada al transformador en el lado de BT. Sus principales características son:

- ⇒ Tensión nominal MPPT (DC): 913-1.310 V.

- ⇒ Intensidad máxima DC: 3.970 A.
- ⇒ Interruptor-Seccionador de corte en carga.
- ⇒ Cerramiento Metálico.

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA, se verificará que existe protección mediante el interruptor automático para CC con funciones de protección de sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones y fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.

Respecto a la instalación de BT para los SSAA en CA, los SSAA de la instalación de la planta se considerarán como instalación interior, observándose para ello lo dispuesto en Real Decreto 842/2002 sobre instrucciones técnicas complementarias y normas particulares de la empresa suministradora para la configuración de los puntos de medidas. La entrada en el cuadro de reparto se realizará con prensaestopas. Se instalará según instrucción ITC-BT-07⁴⁵ y se tratará como redes de distribución enterradas. Los cuadros de intemperie tendrán IP54. La instalación en el interior de edificios se ejecutará bajo tubo rígido de PVC o empotrado en obra, según prescripciones ITC-BT-19⁴⁶. En zonas húmedas/mojadas de interior se ejecutará en canalizaciones y cajas estancas IP54. Se dotarán las instalaciones de protecciones de sobre- y subtensiones, sobrecarga, contactos directos e indirectos según el mencionado Real Decreto y normas UNE de aplicación.

Se instalará un primer cuadro de reparto a la salida del transformador de SSAA con salidas trifásicas protegidas con fusibles. Existirán pequeños cuadros de protección distribuidos por la planta para otros servicios como vigilancia y control. Los seguidores no se alimentarán desde la subestación, ya que cuentan con una batería y se autoabastecerán desde la propia producción eléctrica de cada campo. Siempre se situarán fuera de la manipulación de personal no autorizado o se impedirá su apertura por medios mecánicos. En su interior se montará la aparamenta necesaria y suficiente para dotar del nivel de seguridad admisible a la instalación, cumplir con ITC-BT17⁴⁷, 22⁴⁸, 23⁴⁹ y 24⁵⁰, y las normas particulares de la compañía suministradora.

El cuadro de BT de SSAA en la subestación alimentará y protegerá los siguientes circuitos:

⁴⁵ Redes subterráneas para distribución en baja tensión.

⁴⁶ Instalaciones interiores o receptoras.

⁴⁷ Instalaciones de enlace. Dispositivos generales e individuales de mando y protección. Interruptor de control de potencia.

⁴⁸ Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobrecargas.

⁴⁹ Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones.

⁵⁰ Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos.

- Ventilación forzada de transformadores.
- Servicios propios.
- Alumbrado interior y exterior.
- Comunicaciones.
- Equipo Rectificador.
- Baterías.
- Calefacción de la apartamentada.
- Seguridad.
- Pequeños receptores.
- Reservas.

En cada cuadro se instalará un interruptor automático de corte omnipolar con protección de sobrecarga, cortocircuito y sobretensiones. No se instalará Interruptor diferencial general en virtud a lo expuesto en ITCBT17⁵¹: Se procederá a proteger todos los circuitos de forma particular.

Se instalarán diez salidas de circuitos diferentes a los que se dotarán de protecciones contra sobreintensidades según la sección de los cables y contra contactos indirectos por dispositivo de corriente diferencial residual según necesidades de 300mA/30mA de sensibilidad, todas con poder de corte de 6 kA.

El alumbrado de servicio estará compuesto de aparatos con tecnología LED y cumplirán las especificaciones de las normas UNE-EN60598⁵², UNE-12464.1⁵³ y del Real Decreto 838/2002⁵⁴. La instalación de alumbrado se comprueba y se adapta para dar cumplimiento a ITC-BT-44⁵⁵. No se tienen en cuenta las normas CTE-SU4 y CTE-HE3 sobre eficiencia energética debido a que se trata de una edificación fuera del ámbito de aplicación del Código Técnico de la Edificación (CTE). Las luminarias con aislamiento inferior a la Clase II se conectarán al conductor de protección del circuito de alimentación de todas sus partes metálicas por medio de fijación permanente (borna de conexión, tornillo de conexión). Los circuitos se mandarán inexcusablemente desde los elementos diseñados en la instalación a este fin, interruptores, conmutadores, relojes crepusculares, temporizadores, relojes, pero no se mandará el cierre y apertura de los circuitos de alumbrado por accionamiento del interruptor de protección magnetotérmico de dicho circuito.

⁵¹ «Si por el tipo o carácter de la instalación se instalase un interruptor diferencial por cada circuito o grupo de circuitos, se podría prescindir del interruptor diferencial general, siempre que queden protegidos todos los circuitos».

⁵² Luminarias.

⁵³ Iluminación de los lugares de trabajo en interior.

⁵⁴ Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes.

⁵⁵ Instalación de receptores. Receptores para alumbrado.

El local se dotará de un sistema de Alumbrado de Emergencia, concretamente, Alumbrado de Seguridad, compuesto por aparatos autónomos, distribuyendo las luminarias en la salida de cada habitáculo y en los recorridos de evacuación de los espacios públicos y de servicio del edificio.

El alumbrado de evacuación o de señalización proporcionará 1 lux en el suelo, en el eje de los pasos principales. Permitirá identificar los puntos de los servicios contra incendios y cuadros de distribución (5 lux).

El alumbrado de ambiente o antipánico proporcionará 0,5 lux en todo el espacio hasta una altura de un metro.

2.7. Media Tensión

Las principales características de los cables y accesorios que intervienen en el Proyecto son las siguientes:

Categoría de la Red	A
Tensión nominal (Uo/U)	18/30 kV
Tensión más elevada	36 kV
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	15 kV
Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial	70 kV

Se utilizarán cables de aislamiento dieléctrico seco con las siguientes características:

Conductor	Aluminio compacto, sección circular clase 2 UNE 21-022
Pantalla sobre el conductor.	Capa de mezcla semiconductor aplicada por extrusión
Aislamiento	Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR)
Pantalla sobre el aislamiento	Una capa de mezcla semiconductor pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contra espira de cobre
Cubierta	Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de compuestos clorados y otros contaminantes

Se selecciona:

Tipo constructivo	Tensión Nominal kV	Sección Conductor mm ²	Sección pantalla mm ²
HEPRZ1	18/30	150-630	16-25

Temperatura máxima en servicio permanente 105 °C. Temperatura máxima en cortocircuito t < 5 s: 250 °C.

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin

alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento del régimen de carga.

Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles serán superiores a las correspondientes en servicio permanente. Las temperaturas máximas admisibles de los conductores en servicio permanente y en cortocircuito son las siguientes:

Tipo de aislamiento	Condiciones	
	Servicio Permanente	Cortocircuito t < 5 s
Etileno Propileno de alto módulo (HEPRZ1)	105	>250

Para determinar la intensidad admisible de un cable, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de instalación enterrada: Una terna de cables unipolares agrupados a triángulo directamente enterrados en toda su longitud en una zanja de un metro de profundidad medida, hasta la parte superior del cable, en terreno de resistividad térmica media de 1,5 K*m/W y con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25 °C. Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente y con corriente alterna en los cables unipolares aislados en la tabla anterior para canalizaciones directamente enterradas serán las siguientes:

Sección nominal de los conductores mm ² HEPRZ1	Intensidad máxima admisible (A)
150	275
240	365
400	470
630	540

Los cables estarán debidamente protegidos contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobreintensidades susceptibles de producirse en la instalación, cuando éstas puedan dar lugar a averías y daños en dichas instalaciones.

Las líneas de media tensión estarán protegidas mediante interruptores automáticos colocados en el inicio de la instalación en las celdas de línea de los centros de transformación.

En cuanto a la ubicación y agrupación de los elementos de protección de los transformadores, así como los sistemas de protección de las líneas, se aplicará lo establecido en la ITC MIE-RAT 09⁵⁶ del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

⁵⁶ Protecciones.

Entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación o en relación con otros exteriores a esta, se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de cortocircuito o sobrecarga sea la menor posible.

La protección contra cortocircuitos por medio de interruptores automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no dañe el cable.

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.). La ejecución y montaje de los empalmes y las terminaciones se realizarán siguiendo el Manual Técnico correspondiente cuando exista o, en su defecto, las instrucciones del fabricante.

Los cables de MT de 30 kV se instalarán en canalizaciones, directamente enterrados, con dimensiones variables en función del número de circuitos que integren la canalización. El radio de curvatura después de colocado el cable será, como mínimo, 15 veces el diámetro. Los radios de curvatura en operaciones de tendido serán superiores a 20 veces su diámetro. Los cables se alojarán en zanjas de una profundidad mínima de 0,8 metros y una anchura mínima de 0,35 metros. El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras etc. En el fondo de la zanja y en toda su extensión se colocará una capa de material de la excavación convenientemente cribado con un espesor de 0,05 metros que cubrirá los conductores hasta una altura de 0,10 metros por encima y envolviéndolos completamente. Por último, se hace el relleno de la zanja, para lo que se utilizará el material proveniente de la excavación que se colocará en capas de 25 centímetros de espesor convenientemente compactadas por medios manuales o mecánicos. Se cuidará que estas capas de tierra estén exentas de piedras o cascotes. Sobre la capa de tierra y a una distancia mínima del suelo de 0,1 y 0,3 metros de la parte superior del cable se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de los cables eléctricos. Además, para la protección de los conductores se instalará una placa de protección.

Para la puesta a tierra de las cubiertas metálicas se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios, lo que garantizará que no existan grandes tensiones en las cubiertas metálicas.

2.8. Centros de Transformación

En la planta solar se instalarán 34 centros de transformación de 3.550 kVA de potencia. La tensión será elevada en estos centros hasta 30 kV. Estarán distribuidos de manera que se optimice la distancia entre estos y los puntos de

generación. Se agruparán en paquetes de cuatro unidades, la conexión entre ellos será en línea, mediante línea subterránea directamente enterrada en el terreno. Las agrupaciones se conectarán directamente a la subestación.

El modelo de centro de transformación elegido es el MV SKID Frame 2 de Power Electronics, o similar. Se trata de un centro de transformación prefabricado (IEC 62271-202) compacto metálico de exterior sobre bastidor, de instalación en superficie y maniobra exterior, de reducido impacto visual, construido de serie, ensayado y suministrado de fábrica como una unidad. Se caracteriza por incorporar un conjunto eléctrico compacto tipo agrupado de media tensión, para su utilización en redes de distribución de hasta 40,5 kV. El centro de transformación, la aparamenta y el inversor se suministran como bloque premontado.

Los centros de transformación irán colocados sobre una losa de hormigón de unos 200 milímetros de espesor con mallazo de 100 x 100 milímetros y diámetro de malla de 8 milímetros. A dicha losa irá fijado el centro de transformación que dispondrá de los huecos necesarios para las entradas de cable de media y baja tensión.

Datos Técnicos	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aparamenta de MT con aislamiento integral en gas de tipo exterior con envolvente metálica independiente con acceso frontal. ▪ Transformador de distribución de MT/BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 3,55 MVA. ▪ Interconexiones de media tensión. ▪ Conexión del circuito de puesta a tierra. ▪ Bastidor metálico autoportante. ▪ Defensa perimetral IP1X de la unidad de transformador. ▪ Depósito de recogida de aceite con filtro incorporado. ▪ Soporte de cables de baja tensión. ▪ Cajón cubrebornas de MT y/o BT sobre el transformador. 	
Características técnicas	
Tensión asignada (kV)	36 kV
Frecuencia (Hz)	50
Potencia del transformador	≤50
Aparamenta MT:	
Intensidad asignada (A)	400
Intensidad corta duración (kA/ 1 s)	25
Clasificación arco interno	Clase IAC AB-20 kA 1s
Dimensiones exteriores y peso (con transformador)	
Longitud (mm)	5.600
Anchura del bastidor (mm)	2.226

Altura (mm)	2.300
Peso (kg)	11.000

Como se ha indicado anteriormente, existirán 34 transformadores en la planta, de 3.550 kVA cuyas características mecánicas y eléctricas serán las siguientes:

Tipo	3550/36/30 0,645 O-PE
Tensión primaria (V)	30.000
Tensión secundaria en Vacío (V)	645 V
Regulación sin tensión	+/-2.5 +/-5%
Grupo de Conexión	Dyn11
Refrigeración	ONAN (Aceite y refrigeración natural)
Bobinados AT/BT	Aluminio/Aluminio
Tanque	Cuba elástica de Aletas Transformador Hermético de Llenado Integral
Dimensiones	
▪ Largo	3.016
▪ Ancho	2.176
▪ Alto con ruedas	2.651
Aceite (l)	2.968
Peso Total (kg)	11.000

El centro de transformación contará con los siguientes elementos de maniobra:

- Extintor 81A-113B.
- Banqueta aislante 36 kV.
- Pértiga 36 kV.
- Cartel de primeros auxilios.
- Insuflador.
- Esquema unifilar del centro.
- Esquema de tierras.
- Instrucciones de servicio.

Para evitar los contactos eléctricos con los transformadores se instalará una protección metálica de malla electrosoldada de 1,8 metros de altura que cubrirá todas las zonas susceptibles de ser tocadas accidentalmente. Se han elegido como celdas de transformador las celdas prefabricadas de 36 kV de Ormazábal o similar. La configuración de celdas utilizadas en los centros de transformación será 1L+1P en los inicios de las agrupaciones de los centros de transformación y 2L + 1P, siendo esta última la configuración más habitual.

La interconexión de la celda de medida con el transformador se realizará mediante conductor AL DHZ1 3(1*240 mm²) 18/30 kV.

2.9. Monitorización

La arquitectura está basada en dos bloques:

- Nivel 1: Centro de transformación.
- Nivel 2: Centro de control.
- Centro y módulo de comunicaciones.
- Data logger.
- Sistema de vigilancia, de comando y de adquisición de datos.

En el centro de transformación se localizarán los sistemas de control de las comunicaciones que realizan la adquisición de datos de los inversores. La comunicación entre los centros de transformación se realizará mediante conductor de fibra óptica que conecta un conjunto de centros en forma de anillo para después evacuar la información a la sala de control de la subestación, donde se localizan los servidores que recogen toda la información del parque. El servicio de monitorización incluye un software de gestión y un archivo histórico con la base de datos adquiridos en el campo.

El Sistema de gestión (SCADA y base de datos) se instalará en el servidor central que contiene los siguientes elementos: Gestión del consumo, estado a tiempo real del diagrama de alambre en la monitorización de energía, gráficos, informes y alarmas. Sus prestaciones técnicas serán:

- Acceso web por diferentes usuarios.
- Alta adaptabilidad e integrabilidad con otros softwares.
- Posibilidad de programar acciones redundantes.
- Datos históricos y acceso a tiempo real.
- Soporte para Windows, Linux, mac...
- Soporte para PC, tablets, teléfonos móviles, etc.
- Configuración de informes dinámicos.
- Gestión de alarmas.

2.10. Seguridad

El sistema de seguridad dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar la seguridad de la subestación y su integración con el sistema de seguridad existente. Estará permanentemente conectado al centro de control y comunicación de la subestación. Contará con baterías o SAI que proporcionen un periodo de al menos tres horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente.

El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Sistema de detección por video vigilancia.
- Sistema de control de acceso.
- Sistema de supervisión.
- Sistema de Integración.

El sistema de control de acceso deberá integrarse completamente con el sistema existente en la subestación. Tendrá las siguientes funciones: registro,

almacenamiento e identificación de los funcionarios y visitantes y control de ingreso a las diferentes áreas internas. Se requieren los Detectores de Presencia de Intrusos necesarios dentro del Edificio de Control.

En cuanto al software de control de acceso, contará con computadores dedicados y no tendrá que estar en línea para que el sistema funcione. Permitirá la asignación de claves para operadores con privilegios configurables.

Además habrá un sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV) que contará con cámaras fijas IR, cámara tipo Domo y grabador digital. El número y disposición de cámaras se determinará en función de la morfología y tipo de sistema de seguridad que se proponga.

Respecto a los detectores de intrusión, deberán ser detectores de movimiento, insensibles a ruidos tales como truenos o vehículos circulantes por las cercanías. Asimismo, se deberá de hacer un diseño detallado que garantice la detección de cualquier intruso dentro de la sala de control.

Por otra parte, el sistema de seguridad estará basado en una solución de cámaras térmicas con análisis de video.

2.11. Vallado

El vallado se ejecutará con malla de simple torsión y tendrá las siguientes características:

- Malla cinégetica de acero galvanizada 50/17 con gatera en parte inferior para permitir el paso de pequeños roedores.
- Diámetro de alambre: 2,7 mm.
- Altura desde el suelo: 3 metros.
- Poste conformado de acero galvanizado de 3,4 metros.

2.12. Caminos

Los caminos o viales que se ejecuten en zonas perimetrales e interiores del parque seguirán las recomendaciones de la instrucción de carreteras (Orden Circular 306/89 corregida en noviembre de 1989 y Orden de 14 de mayo de 1990). Tendrán las siguientes características:

- Longitud total de viales interiores: 11.476 metros.
- Ancho de calzada por un sentido: 2,50 metros.
- Canto del compactado (todo-uno) sin aglomerantes: 20 cm.
- Inclinación de drenaje de calzada: 2,00 a 2,50%, a una sola agua.

Para la ejecución del firme se retirará la capa de Nivel 0 del terreno, manto vegetal, con espesor entre 0,5 y 1,0 metros. Teniendo en cuenta que en el desbroce inicial de la finca se retira una capa de 25 cm, la profundidad media de vaciado de terreno para la formación del camino será de 50 cm. En el

vaciado practicado se verterá tierra compactable con un índice de compactado de 100 % Proctor modificado. Se finaliza el vial con una capa de zahorra tipo todo-uno compactable de 20 cm de espesor, inclinada hacia un lado en el sentido natural de la evacuación de aguas del terreno y con una cota de altura final de 15 cm como mínimo del nivel del terreno colindante. El drenaje se dimensiona para el caso más desfavorable (para un caudal de 1.105 l/s y la cuneta diseñada, se obtiene una velocidad de arrastre de 1,40 m/s, diseño suficiente para evacuar un valor de lluvias normales en la región).

2.13. Servidumbre de líneas eléctricas

Por los terrenos donde se pretende instalar la planta fotovoltaica existen dos líneas eléctricas que discurren prácticamente en paralelo y siguiendo, aproximadamente, el recorrido de la carretera N-521 durante su paso por la planta. Son dos líneas eléctricas de distribución, propiedad de Iberdrola Distribución, una a 45 kV y otra a 20 kV. En el Proyecto de la PSF ARENALES se manifiesta que la instalación cumple con las distancias de seguridad establecidas en la legislación vigente, puesto que la distancia mínima exigible sería de 5 metros, mientras que las distancias reales a la que se encuentran las líneas son, en ambos casos, de 20 metros.

3. Subestación Transformadora a 30/220 kV

La subestación proyectada se plantea como parte de las infraestructuras de evacuación de la energía eléctrica generada por la PSF ARENALES. La energía generada será canalizada a la subestación a través de la red de distribución de 30 kV de la planta y elevada a la tensión de 220 kV para su posterior evacuación mediante línea aérea a 220 kV para conectar con la Subestación SET Los Arenales 220 kV, propiedad de REE.

La subestación de la planta solar fotovoltaica estará ubicada en la parcela 29 del polígono 26 del término municipal de Cáceres.

La instalación tendrá dos niveles de tensión, 220 y 30 kV, con todos los circuitos principales que forman cada uno de los niveles de tensión, figurando las conexiones existentes entre los diferentes niveles y los elementos principales de cada uno de ellos.

La subestación ha sido diseñada según las siguientes hipótesis:

a) Condiciones ambientales:

- Altura sobre el nivel del mar < 500 metros.
- Tipo de zona A según RLAT.
- Temperaturas extremas +50 °C / -15 °C.
- Contaminación ambiental: Baja.
- Coeficiente sísmico básico < 0,04 g.

- Línea de fuga para aisladores 25 mm/kV.

b) Datos de cortocircuito: A efectos de cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito, se considerará una intensidad de cortocircuito de corta duración de 40 kA en el parque de 220 kV.

La subestación colectora estará formada por:

- Parque de intemperie de 220 kV de simple barra con una posición de línea.
- Una posición de transformador 30/220 kV de 125 MVA.
- Una posición de medida convencional de intemperie, sin interruptor, instalada en la acometida de línea de 220 kV.
- Parque interior de 30 kV en edificio.
- Edificio de 30 kV, donde se alojarán las celdas de 30 kV y 2.500 A en las que se agrupará toda la energía generada en el parque. Existirán cuatro juegos de dichas celdas que estarán unidas a través de un acoplamiento de barras.

Las características generales y los parámetros básicos de diseño de la subestación, según lo indicado en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, se relacionan a continuación:

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	POSICIÓN 220 KV	POSICIÓN 30 KV
Tensión nominal	kV	220	30
Tensión más elevada para el material	kV	245	36
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión soportada impulsos tipo rayo	kV cresta	1.050	170
Tensión soportada nominal de corta duración a f.i.	kV eficaces	460	70
Corriente de cortocircuito de diseño y tiempo de extinción	kA, s	40 kA, 0,5 s	
Distancia mínima fase-tierra en el aire	cm	210	32
Conexión del neutro		Rígido a tierra	Impedancia limitadora a 1.300 A
Intensidad nominal de barras	A	4.000	1.600
Intensidad nominal posición línea	A	4.000	1.250
Intensidad nominal posición transformadores	A	630	1.250
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA	40	31,5
Duración máxima del defecto trifásico	s	1	1

3.1. Sistema de 220 kV

Características del Sistema de 220 kV:

- Tipo: Exterior Convencional.
- Esquema: Simple Barra.

La posición de línea de 220 kV estará constituida por:

- 3 Pararrayos unipolares 245 kV, 10 kA, con contador de descarga.
- 3 Transformadores de tensión capacitivos 220: $\sqrt{3}$ /0,110: $\sqrt{3}$ -0,110: $\sqrt{3}$ -0,110 kV.
- 1 Seccionador tripolar motorizado con cuchillas de puesta a tierra, de 245 kV 2500 A.
- 1 Interruptor tripolar SF₆ 245 kV, 2500 A, 40 kA.
- 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 300-600/5-5-5-5 A.
- 1 Seccionador tripolar motorizado de 245 kV, 2500 A.

Para la medición en barras, la barra de 220 kV contará con:

- 3 Transformadores de tensión inductivos 220: $\sqrt{3}$ /0,110: $\sqrt{3}$ -0,110: $\sqrt{3}$ -0,110 kV.
- Un embarrado tubular a base de tres tubos de aleación de Aluminio.

3.2. Posición de transformador

Una posición de transformador 1x125 MVA compuesta por:

- 1 Seccionador de barras de 245 kV, 2000 A.
- 1 Interruptor automático tripolar SF₆ 245 kV, 2000 A, 40 kA.
- 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 300-600/5-5-5-5-5 A.
- 3 Pararrayos unipolares 245 kV, 10 kA, con contador de descarga.
- Transformador 220 kV \pm 10%/30 kV, de 125 MVA YNd11 ONAN-ONAF, aislado en aceite mineral, con regulación en carga.
- 3 Transformadores de intensidad 2500/5A
- 3 transformadores de intensidad 600/5A
- 3 Pararrayos unipolares 30 kV 10 kA, lo más cerca posible de las bornas de los transformadores.
- Reactancia limitadora de puesta a tierra en Zig-Zag 1300 A – 10 s, en serie con una resistencia monofásica de puesta a tierra de 500 A – 15 s., en la salida de 30 kV del transformador de potencia, que servirá para dar sensibilidad a las protecciones de tierra y dotar a las mismas de una misma referencia de tensión, así como para limitar la intensidad de defecto a tierra en el sistema de 30 kV.

La interconexión entre el lado de 30 kV del transformador y la celda de posición de transformador de 30 kV situada en la sala de celdas del edificio de control se realizará con cable CU HEPR + H25 2(3(1x630mm²)) 18/30 kV, instalado en el interior de una atarjea.

3.3. Parque interior de 30 kV

La configuración es de simple barra que se alimenta del transformador. Estas celdas serán blindadas con aislamiento en SF₆ y con las siguientes características generales:

- Tensión nominal: 36 kV
- Instalación: Interior
- Tensión soportada f.i. a tierra y entre polos: 70 kV ef.
- Tensión soportada rayo a tierra y entre polos: 170 kV cresta
- Intensidad nominal embarrado: 2.500 A
- Intensidad nominal derivaciones: 1.250 A
- Intensidad nominal de corte de cortocircuito: 31,5 kA
- Intensidad nominal de corta duración: 31,5/1 kA/s
- Grado de protección compartimentos AT: IP-65
- Grado de protección compartimentos BT: IP-3X

En el caso de la función de protección de servicios auxiliares, la intensidad nominal de la derivación estará limitada a 200 A por el fusible.

3.4. Transformador de potencia

Se instalará un transformador de potencia con las siguientes características:

Norma UNE	UE-EN 60076
Tensión en primario	232.000 ± 10x2.785/30.000 V
Tensión en secundario	30.000 V
Tensión de aislamiento primario	245 kV
Tensión de aislamiento secundario	36 kV
Grupo de conexión	YNd11
Intensidad de cortocircuito en 220 kV	44 kA
Intensidad de cortocircuito en 30 kV	25 kA
Regulación en AT	En carga de 17 posiciones
Clase de refrigeración	ONAN ⁵⁷ -ONAF ⁵⁸

La tensión de cortocircuito del transformador es:

- Potencia nominal: 125 MVA
- Tensión de cortocircuito 75 °C: 11,5%

3.5. Transformadores de intensidad

a) Transformadores intensidad 220 kV

⁵⁷ Aceite Natural Aire Natural.

⁵⁸ Aceite Natural Aire Forzado.

Montados junto al interruptor de 132 kV de la posición de transformador (lado línea), se instalarán tres transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección. Las características principales de estos transformadores de intensidad son las siguientes:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Sobreintensidad admisible en permanencia: 1,2 x I_n primaria
- Longitud línea de fuga: 25 mm/kV
- Relación de transformación T.I. líneas: 300-600/5-5-5-5 A
- Potencias de precisión simultáneas:
 - ⇒ 1º Núcleo (medida oficial): 20 VA cl. 0,2S
 - ⇒ 2º Núcleo (medida): 50 VA cl. 0,5
 - ⇒ 3º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5P20
 - ⇒ 4º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5P20
- Relación de transformación TI posición trafo: 600/5A
 - ⇒ 1º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5020
- Relación de transformación Potencias de precisión simultáneas: 600-1200/5-5-5-5 A
 - ⇒ 1º Núcleo (medida oficial): 20 VA cl. 0,2S
 - ⇒ 2º Núcleo (medida): 50 VA cl. 0,5
 - ⇒ 3º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5P20
 - ⇒ 4º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5020

b) Transformadores de intensidad 30 kV.

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 36 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 seg.
- Relación de transformación T.I. posición trafo: 2500/5 A
- Potencias de precisión simultáneas
 - ⇒ 3º Núcleo (protección): 20 VA cl. 5P20
 - ⇒ Arrollamiento medida: 10 VA Cl. 0,5

Las protecciones propias de cada transformador constan del siguiente equipamiento:

- Relé Buchholz (63B) de dos flotadores con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz Jansen (63RS) con contacto de disparo.
- Liberador de presión en el transformador (63L) con contactos de alarma.
- Nivel de aceite del transformador (63NT) con dos contactos de alarma, máximo y mínimo.
- Nivel de aceite del regulador (63NR) con dos contactos de alarma, máximo y mínimo.

- Termostato con contacto de alarma de temperatura 1º nivel.
- Termómetro de contacto (26) indicador de temperatura del aceite del transformador con cuatro contactos ajustables, dos destinados al control de la refrigeración y otro a la alarma de temperatura 2º nivel.
- Sonda indicadora de temperatura del transformador tipo PT-100.

3.6. Transformadores de tensión

a) Transformador de tensión 220 kV: Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 220 kV se ha previsto la instalación de tres transformadores de tensión inductivos, cuyas características principales son las siguientes:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Tensión soportada nominal a impulso tipo rayo: 1.050 kV
- Tensión soportada nominal a f.i. :460 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 seg.
- Posición Línea y medida en barras:
 - ⇒ Tipo: Capacitivo
 - ⇒ Relación de transformación: $220/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$ kV
 $220/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$ kV
 $220/\sqrt{3}:0,110$ kV
- Potencias de precisión simultáneas
 - ⇒ 1º Núcleo: 25 VA, CL. 0,2
 - ⇒ 2º Núcleo: 180 VA, CL. 0,5-3P
 - ⇒ 3º Núcleo: 150 VA, CL. 3P

b) Transformador de tensión 30 kV: Se instalará en la salida de 30 kV de los transformadores de potencia y tendrá las siguientes características:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión de aislamiento asignada: 36 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 seg.
- Posición Transformador 30 kV:
 - ⇒ Tipo: Inductivo
 - ⇒ Relación de transformación: $30/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$ kV
 $30/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$ kV
 $30/\sqrt{3} : 0,110/\sqrt{3}$ kV
 - ⇒ Potencias de precisión simultáneas:
 - 1º Núcleo: 50 VA, Cl. 0,5-3P
 - 2º Núcleo: 50 VA, 3P

3.7. Sala de celdas

Estará equipada con las celdas correspondientes a:

- 1 Celda de protección del lado de 30 kV del transformador, blindada, de interior, con interruptor (para alimentación al embarrado).
- Una posición de transformador blindada de interior (posición de reserva).
- 9 Celdas de línea del parque de generación blindada, de interior, con interruptor.
- Una posición de medida de tensión en barras, blindada, de interior, sin interruptor, instalada en celda física correspondiente a la posición de servicios auxiliares.
- Una posición para alimentación a equipo de compensación de potencia reactiva.

Todos los circuitos se conectarán al embarrado principal a través de un interruptor automático de corte SF₆, excepto los circuitos de medida, que se conectarán directamente a barras.

3.8. Transformadores de servicios auxiliares

La celda de servicios auxiliares alimenta a un transformador trifásico de aislamiento seco de 250 kVA, relación 30 kV + 2,5% + 5% + 7,5% + 10% / 0,420- 0,242 kV, el cual irá instalado en interior en la sala de celdas de 30 kV.

La celda del transformador contará con un foso con suficiente capacidad como para recoger todo el aceite del transformador y una rejilla de protección de malla electrosoldada de 1,8 metros de altura, que cubrirá todas las zonas susceptibles de ser tocadas accidentalmente. El acceso desde el exterior se realizará mediante una puerta metálica de lamas, con unas dimensiones de 2,10 x 1,6 metros de ancho.

Desde el transformador de servicios auxiliares se realizarán las salidas en B.T. independientes para los servicios comunes de la subestación y los servicios propios de cada transformador.

3.9. Edificios

La instalación contará con un edificio de control y comunicaciones (128,64 m²), un edificio de celdas de MT (57,12 m²) y un edificio destinado a oficinas de trabajo y almacenes (325,44m²), todos ellos en una sola planta, prefabricados de hormigón. Cada edificio estará formado por varias salas compartimentadas mediante tabiques intermedios:

a) Edificios de control y comunicaciones:

- Una Sala de control.
- Una Sala de comunicaciones.

- b) Edificios de celdas:
- Una Sala de celdas.
 - Una sala de Servicios auxiliares.
- c) Edificio de oficinas de trabajo y almacenes (edificio de gestión de planta solar fotovoltaica):
- Una Sala de Despacho.
 - Una Sala de cocina.
 - Una Sala de reuniones.
 - Dos Salas de Aseos.
 - Una Sala de Vestuarios.
 - Una Sala de videovigilancia.
 - Una sala de Almacén.
 - Una Sala de Control de parque.

3.10. Pararrayos

3.10.1. Pararrayos 220 kV

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado en cada posición de transformador el montaje de un juego de tres pararrayos conectados en derivación de la conexión de 220 kV al transformador, lo más cerca posible a las bornas del transformador de potencia y en la derivación de la línea aérea de 220 kV se ha previsto la instalación de otro juego de tres pararrayos autovalvulares. Las características principales de estos pararrayos son las siguientes:

Tensión nominal	220 kV
Tensión asignada	245 kV
Corriente nominal de descarga onda 8/20 µseg	10 kA
Clase de descarga	3
Corriente de prueba del limitador de presión	40 kA
Línea de fuga mínima fase tierra	6.125 mm
Aislamiento externo	Polímero
Contador de descarga	Incluido

3.10.2. Pararrayos 30 kV

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, en la posición de transformador se dispondrá el montaje de un juego de tres pararrayos conectados en derivación de la conexión de 30 kV al transformador, lo más cerca posible a las bornas de los transformadores de potencia. Las características principales de los pararrayos previstas son:

Tensión asignada	33 kV
Tensión máxima de servicio continua	27 kV
Corriente nominal de descarga onda 8/20 μ seg	10 kA
Clase de descarga	1
Tensión residual a impulsos tipo rayo (10 kA 8/20 μ seg)	< 100 kV
Tensión residual a impulsos tipo maniobra	< 80 kV
Aislamiento externo	Polímero
Contador de descarga	Incluido

3.11. Reactancia de puesta a tierra

Para el transformador con grupo de conexión YNd11, se dispone de una reactancia trifásica de puesta a tierra en baño de aceite, para crear neutro artificial y dotar de puesta a tierra de la red en un punto donde el neutro no está disponible. La reactancia se conecta en la salida del secundario del transformador con terminales aislados y cable de aislamiento seco 18 / 30 kV 150 mm² Al. La borna de neutro será accesible al exterior y se conectará una terminación flexible para conexión de un cable de aislamiento seco 18 / 30 kV 150 mm² Al para conexión con la resistencia de puesta a tierra. La reactancia se ubicará en las proximidades del transformador y junto a ellos, a través de seccionadores unipolares mediante conexión en zig-zag. Las características principales de esta reactancia son:

Instalación	Exterior
Tensión nominal de la red	30 kV
Tensión máxima asignada	36 kV
Intensidad de defecto asignada	1.300 A
Intensidad permanente asignada	500 A
Impedancia homopolar por fase	20 Ω
Conexión arrollamientos	Zig-Zag
Refrigeración	KNAN ⁵⁹
Duración de defecto a tierra por el neutro	10 s
Intensidad permanente en el neutro	30 A
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	70 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s	170 kV
Aislamiento	Líquido clase K

En bornas de fases y neutro de la reactancia van incorporados transformadores de intensidad toroidales tipo Bushing para protección de las siguientes características:

- En cada fase: 3 T/i tipo BR relación 300/5 A, 15 VA, 5P20
- En el neutro: 1 T/i tipo BR relación 300/5 A, 15 VA, 5P20

Las protecciones propias de la reactancia constan del siguiente equipamiento:

⁵⁹ Líquidos aislantes con un punto de inflamación superior a los 300 °C y Aire Natural.

- Relé Buchholz (63B) con dos contactos de alarma y disparo.
- Nivel de líquido K de la reactancia (63N).

3.12. Resistencia de puesta a tierra

Para el transformador de grupo de conexión YNd11, y conectada en serie con el neutro de la reactancia trifásica de puesta a tierra, se dispone una resistencia de puesta a tierra monofásica con el fin de limitar la corriente de defecto a tierra en caso de falta, permitiendo además un correcto funcionamiento de las protecciones.

La resistencia se conecta con el neutro de la reactancia mediante cable de aislamiento seco 18 / 30 kV 150 mm² Al y terminaciones flexibles de exterior.

La resistencia se ubica en suelo sin necesidad de defensa o cerramiento puesto que va dispuesta bajo una envolvente metálica que evita contactos accidentales contra puntos en tensión. Se coloca sobre una cimentación individual propia próxima a la reactancia y al transformador.

Las características de esta resistencia son:

- Tensión de aislamiento asignada: 36 kV
- Tensión de servicio nominal: 30 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Intensidad nominal asignada: 500 A
- Duración del defecto a tierra: 15 s
- Valor óhmico: 20 Ω
- Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto: 70 kV

3.13. Descripción del edificio de control

El edificio de control contará con una sala de celdas de 30 kV para el transformador de potencia. La configuración de las celdas será de simple barra, y estarán dispuestas de forma contigua una al lado de otra, formando una sola fila, permitiendo ampliaciones futuras en cualquiera de sus extremos. Las celdas serán blindadas, con aislamiento SF₆ para instalación en interior.

En el sistema de celdas, la apartamenta se dispone bajo una envolvente metálica blindada con aislamiento en SF₆. Las celdas se instalarán agrupadas constituyendo un conjunto dividido en un módulo que se ubicará en una sala independiente para obtener una sectorización entre las demás estancias del edificio para prevenir que incidentes en el módulo afecten a otros equipos o zonas de trabajo. La configuración del módulo de celdas será la siguiente:

- 9 posiciones de línea.
- 2 posiciones de transformación de potencia.
- 1 posición de transformador de servicios auxiliares.

- 1 posición de medida de tensión en barras, ubicada físicamente en la celda de servicios auxiliares.
- 1 posición de equipo de compensación de reactiva.
- Espacio para instalación de una celda de reserva de unión.

Las celdas serán del tipo “fases agrupadas” y baja presión de trabajo (0,4 bar de presión relativa). Estarán dotadas de interruptores automáticos y las diferentes funciones de cada circuito estarán compartimentadas para minimizar la extensión ante cualquier incidente interno, aparte de permitir realizar de forma segura trabajos de mantenimiento sin perturbar el servicio.

Las características eléctricas principales de estas celdas son las siguientes:

- Tipo de celda: Blindada, SF₆
- Servicio: Continuo, interior
- Temperatura ambiente: -5 °C a + 40 °C
- Tensión de aislamiento asignada: 36 kV
- Tensión de servicio nominal: 30 kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz: 70 kV
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs: 170 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Intensidad asignada de servicio continuo:
 - ⇒ Derivación celdas de línea y SSAA: 630 A
 - ⇒ Derivación celdas de transformador: 1.250 A
 - ⇒ Barras: 1.250 A
- Intensidad de cortocircuito asignada (1s): 25 kA
- Intensidad de cortocircuito (valor de cresta): 63 kA

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

La aparamenta con la que va dotada cada tipo de celda se describe en los siguientes apartados.

3.14. Celda de protección del transformador

Compuesta por:

- 1 Tramo tripolar de barras.
- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones: para conexión y desconexión a barras y puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 1 Compartimiento de cables de potencia con conectores enchufables.
- 3 Transformadores de tensión.

- 3 Transformadores de intensidad toroidales con 3 secundarios (1 de medida, 2 de protección).
- 3 Captadores monofásicos de presencia de tensión con indicadores luminosos.
- 1 Compartimento para elementos de control, mando y equipos de medida.

3.15. Celdas de línea

Compuestas por:

- 1 Tramo tripolar de barras.
- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones: para conexión y desconexión a barras y puesta a tierra.
- 1 Interruptor tripolar automático.
- 1 Compartimento de cables de potencia con conectores enchufables.
- 3 Transformadores de intensidad toroidales con 3 secundarios (1 de medida, 2 de protección).
- 3 Captadores monofásicos de presencia de tensión con indicadores luminosos.
- 1 Compartimento para elementos de control, mando y equipos de medida.

3.16. Celda de protección del transformador de servicios auxiliares

Compuesta por:

- 1 Tramo tripolar de barras.
- 1 Interruptor-tripolar automático.
- 1 Seccionador tripolar de tres posiciones: para conexión y desconexión a barras y puesta a tierra.
- 1 Compartimento de cables de potencia, con conectores enchufables.
- 3 Transformadores de intensidad toroidales en barras, con un secundario de medida.
- 3 Captadores monofásicos de presencia de tensión, con indicadores luminosos.
- 1 Compartimento para elementos de control, mando y equipos de medida.
- 3 Bases con fusibles asociados con el interruptor de 16 A.

3.17. Celda de protección compensación energía reactiva

Compuesta por:

- Un interruptor tripolar automático.
- Un seccionador tripolar de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesta a tierra.
- Tres transformadores de intensidad.
- Nueve terminales unipolares para conexión cables.

3.18. Celda de medida

Compuesta por tres transformadores de tensión en barras.

3.19. Servicios auxiliares (SSAA)

Para garantizar los SSAA de CA se ha considerado una configuración de doble alimentación trifásica, mediante un transformador de SSAA de 250 kVA, de tipo interior, montado con cerramiento metálico y un grupo electrógeno diésel.

La alimentación eléctrica de este transformador de SSAA se realizará desde la sala de celdas del 30 kV del transformador. Se instalará una celda de protección del transformador de SSAA con fusibles A.P.R. de 16 A, desde la que se alimentará con cable AL HEPRZ1 + H16 3(1x150mm²) 18/30 kV AI en la conexión de servicios básicos de CA instalados en el interior del edificio.

3.19.1. Servicios auxiliares de Corriente Alterna

La función del sistema de SSAA de CA será la alimentación de las siguientes cargas:

- Equipo Rectificador.
- Baterías.
- Calefacción de la apartamentada.
- Alumbrado interior y exterior.
- Sistemas contra-incendios y anti-intrusismo.
- Ventilación de los transformadores.
- Pequeños receptores.

3.19.2. Servicios auxiliares de Corriente Continua

Cada una de las salas de celdas y de control contará con dos equipos rectificadores-baterías de 125 Vcc 100 Ah, con un margen de empleo de +10% y -15% y convertidores 125/48Vcc.

La función del sistema de los SSAA de CC será:

- Circuitos de mando, indicación de posición y alarmas de la subestación.
- Circuitos de 1º Protección.
- Circuitos de 2º Protección.
- Circuitos de energía para los motores de los accionamientos eléctricos de la apartamentada.
- Circuitos de comunicaciones y telecontrol.

Los equipos rectificadores-batería de 125 Vcc funcionan ininterrumpida e individualmente. Ambos equipos estarán diseñados y calculados para que en el caso de que uno de ellos esté fuera de servicio, el otro sea capaz de suministrar la totalidad de los consumos de la instalación. Durante el proceso

de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.

Desde estos equipos se alimentarán las barras del armario de distribución de SSAA de CC situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para servicios auxiliares de corriente continua a la subestación.

Adicionalmente la instalación incorpora la siguiente infraestructura de alimentaciones para los servicios y equipos de telecomunicaciones:

- Un equipo rectificador - batería 48 Vcc.
- Convertidores 125/48 Vcc y 48/12 Vcc.
- Dos cuadros eléctricos de tipo mural independientes para cada una de las tensiones de corriente continua necesarias en la instalación para servicios de telecomunicaciones: 48 y 12 Vcc.

3.20. Alumbrado

- a) Alumbrado exterior: Estará constituido por proyectores LED IP 65 con una potencia de 250 W.
- b) Alumbrado interior: Se utilizarán lámparas fluorescentes estancas IP 65 2x36 W. En todas las dependencias se instalarán bloques autónomos de emergencia para asegurar un nivel de iluminación mínimo de 5 lux durante una hora en caso de fallo del suministro eléctrico o un descenso de la tensión por debajo del 70%.

3.21. Sistemas complementarios en el edificio

El edificio contará con las siguientes instalaciones auxiliares:

3.21.1. Protección contra incendios

El alcance de los sistemas de protección contra incendios será el siguiente:

a) Medidas activas:

- Sistema automático de detección de incendios: Consistirá en un sistema automático de detección mediante detectores iónicos de humo, complementado con pulsadores de alarma y señalización acústica.
- Extintores móviles: Se instalarán en el interior del edificio extintores móviles de 5 kg de CO₂. En las proximidades de los transformadores de potencia se instalará un extintor móvil de 25 kg de polvo polivalente.

b) Medidas pasivas:

- ⇒ Compartimentación contra el fuego de todas las salas con una RF-120.

- ⇒ Muros cortafuegos de separación entre los transformadores de potencia, con un metro de altura superior a la altura del depósito de los transformadores y una RF-120.

3.21.2. Protección contra intrusismo

- a) Medidas activas: Sistema de detección anti-intrusismo con detectores de movimiento.
- b) Medidas pasivas
 - ⇒ Vallado perimetral completo.
 - ⇒ Ventanas exteriores del edificio con enrejado.
 - ⇒ Puertas de entrada al edificio de alto nivel de resistencia.

3.22. Sistema de puesta a tierra

3.22.1. Red de tierra inferior

Para la conexión de los equipos y estructuras de la subestación se realizará una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 metros de profundidad sobre la cota de explanación que cubrirá toda la superficie de la subestación, con una retícula de 5,0x5,0 metros. La malla de tierra estará compuesta por conductor de cobre de 150 mm². La intensidad drenada en el terreno por una falta no superará, en ningún punto de la instalación, las tensiones de paso y contacto admitidas por el Reglamento (ITC-RAT 13), reduciéndolas a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

Además, se instalarán picas de puesta a tierra de 18,3 mm de diámetro y dos metros de profundidad, conectadas todas ellas a la malla, en todos aquellos puntos en los que se considere necesario mejorar la efectividad de la puesta a tierra, como por ejemplo en los bordes y las esquinas de la malla. En particular cada conjunto de pararrayos montado en la instalación irá directamente conectado a tierra a través de una pica de puesta a tierra.

La malla de tierra deberá cumplir las siguientes funciones:

- Proteger al personal y al equipo contra potenciales peligrosos.
 - Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos.
 - Referenciar el potencial del circuito respecto a tierra.
 - Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.
- a) Puesta a tierra de protección: Se pondrán a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o

sobretensiones. Se conectarán a las tierras de protección, entre otros, los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y las cercas metálicas.
- Los soportes, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas del edificio que contendrá la instalación de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de los transformadores.

b) Puesta a tierra de servicio: Se conectarán a las tierras de servicio los elementos de la instalación, entre ellos:

- El neutro del B.T. del transformador de S.A.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

c) Interconexión de las instalaciones de tierra: Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

3.22.2. Red de tierra aérea

Su función es la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo). Se instalará una red de protección aérea basada en la colocación de pararrayos tipo Franklin sobre los pórticos de amarre y mástiles auxiliares.

4. Línea de evacuación a 220 kV

El objetivo de la línea es transportar la energía eléctrica generada en la PSF ARENALES hasta el punto de evacuación ubicado en la SET Arenales 220 kV, para lo cual se realizará la construcción de una línea eléctrica de alta tensión (AT) de 220 kV dúplex. La línea será de simple circuito (SC), con dos conductores por fase. Como conductor de fase se utilizará el GULL (337-AL 1/44-ST1A) y como conductor de tierra se empleará el OPGW-14-24.

La línea a realizar es totalmente nueva y afecta a parcelas que pertenecen a personas físicas y organismos oficiales. El trazado definitivo de la línea discurre por los términos municipales de Cáceres, Casar de Cáceres y Arroyo de la Luz, municipios pertenecientes a la provincia de Cáceres, y se ha diseñado de

manera que su trayectoria sea lo más sencilla posible, buscando en todo momento el mínimo impacto ambiental.

Según el artículo 3 del Capítulo 1 del Reglamento de Líneas eléctricas de Alta Tensión⁶⁰, la línea quedaría encuadrada como línea de Categoría Especial, con una tensión de 220 kV.

La línea tiene las siguientes características generales:

Característica	Valor
Tensión (kV)	220
Longitud (km)	12,43
Zona/s por la/s que discurre	Zona A
Velocidad del viento considerada (km/h)	140
Tipo de montaje	Circuito simple
Número de conductores por fase	2
Frecuencia	50 Hz
Nº de apoyos proyectados	43
Nº de vanos	42

El conductor elegido es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182⁶¹, con las siguientes características:

Característica	Valor
Denominación	GULL (337-AL 1/44-ST1A)
Sección total (mm ²)	381
Diámetro total (mm)	25,38
Número de hilos de aluminio	54
Número de hilos de acero	7
Carga de rotura (kg):	10.650
Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km)	0,8575
Peso (kg/m)	1,276
Coeficiente de dilatación (°C)	1,93E-5
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	6.900
Tense máximo (Zona A)	3.250 kg - EDS ⁶² 20%

El conductor de protección elegido es el siguiente:

⁶⁰ 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.

⁶¹ Conductores para líneas eléctricas aéreas.

⁶² Tensión de cada día, *Every Day Stress*.

Característica	Valor
Denominación	OPGW-14-24
Diámetro (mm)	14
Peso (kg/m)	0,58
Sección (mm ²)	104
Coefficiente de dilatación (°C)	1,42E-5
Módulo de elasticidad (kg/mm ²):	11.680
Carga de rotura (kg)	8.510
Tense máximo (Zona A)	2.200 kg - EDS 15%

Las características de la protección para la prevención de la colisión de la avifauna con líneas eléctricas de alta tensión elegida es la siguiente:

Característica	Valor
Peso de la espiral (kg)	0,58
Distancia entre espirales (m)	10
Peso del manguito de hielo en zona B (m)	1,25
Peso del manguito de hielo en zona C (m)	2,5
Área de exposición al viento (m ²)	0,018

El Proyecto incluye la relación exhaustiva de las longitudes de los vanos y las cotas de los apoyos que se proyectan para la construcción de esta línea, así como de sus funciones, denominación, tipo de armado y dimensiones de cada apoyo y sus coordenadas. Todos los apoyos utilizados serán metálicos y galvanizados en caliente, fabricados por IMEDEXSA o similar. Para una eficaz estabilidad de los apoyos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con su resistencia mecánica. Las cimentaciones serán en Tetrabloque (Cuadrada sin cueva). El volumen total de hormigón necesario para la cimentación de los apoyos será de 398,61 m³.

Los armados que utilizarán los apoyos de la línea también están fabricados conforme al Real Decreto 223/2008 y, al igual que los apoyos, se han escogido del catálogo de IMEDEXSA.

El cable de tierra seleccionado es el OPGW, será un cable de guarda con fibra óptica integrada en el concepto del tradicional cable de tierra como un componente de telecomunicaciones de alto rendimiento. A pesar de esta función adicional, el cable OPGW no dejará de ser un cable cuya función primaria es la protección de las líneas aéreas contra descargas atmosféricas, garantizando a la vez una disipación eficaz de las corrientes de cortocircuito. Las principales características son las siguientes:

Características	Valor
Conductor	OPGW-14-24
Sección total (mm ²)	104
Diámetro total (mm)	14

Carga de rotura (kg)	8.510
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	11.680
Coefficiente de dilatación (°C)	1,42E-5
Peso (kg/m)	0,58

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio para soportar un nivel de contaminación ligero, clasificado en el Reglamento como Zona I. Los datos fundamentales para la coordinación del aislamiento son:

- Tensión nominal: 220 kV.
- Tensión más elevada: 245 kV.

Atendiendo a la clasificación del artículo 4.4 de la ITC-LAT-07⁶³ sería clasificada como de gama I, teniendo que soportar las siguientes tensiones normalizadas:

- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, cuyo valor eficaz es de 360 kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo, con un valor de cresta de 850 kV.

Los niveles de aislamiento que se consiguen con las cadenas de aisladores superan los valores anteriormente indicados.

El aislador a utilizar será el U160BS, que presenta las siguientes características:

- Material: Vidrio
- Paso (mm): 146
- Diámetro (mm): 280
- Línea de fuga (mm): 380
- Peso (kg): 6,13 kg
- Carga de rotura (kg): 16.000
- Nº de elementos por cadena: 19
- Longitud total de la cadena (m): 3,06
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (kV): 75
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV): 45
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): 110

Tanto las cadenas de amarre como las cadenas de suspensión estarán formadas por 19 aisladores, asegurando los siguientes niveles de aislamiento:

- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial bajo lluvia: 855 kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo: 2.090 kV.

⁶³ Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07. Líneas aéreas con conductores desnudos.

Una vez conocido el aislador a instalar y el número de conductores por fase (dos), la formación de cadenas de aisladores y sus correspondientes herrajes ha sido seleccionada a partir del catálogo que ofrece el fabricante Industrias Arruti, aunque la instalación podría ejecutarse con equipos y materiales de similares características. Se distinguen dos tipos distintos de cadenas de aisladores para el conductor, que son la cadena de suspensión y la cadena de amarre.

Los elementos que forman la cadena de suspensión del conductor son los siguientes:

Denominación del elemento	Referencia	Peso en kg	Carga de rotura daN	Longitud en mm
Grillete recto	GN 20	1	21.000	94
Descargador	DI- 37/19	2 x 1,15	—	375
Anilla de bola de protección	AB-20-P	1,15	18.000	170
Aislador	U160BS	—	—	146
Rótula horquilla	RH-20-AE	1,7	18.000	70
Yugo triangular	Y-16/400-21	5,8	21.000	90
Raqueta	RA-37/16	2 x 3,3	—	375
Horquilla	HR-16/16	2 x 1	13,5	80
Grapa de suspensión	GS-4T	2 x 1,3	9.000	51

Los elementos que forman la cadena de amarre del conductor son los siguientes:

Denominación del elemento	Referencia	Peso en kg	Carga de rotura daN	Longitud en mm
Grillete recto	GN-20	4 x 1	21.000	94
Eslabón	ES-16/20	0,55	24.000	80
Yugo triangular	Y-20 / 400-21	7,9	21.000	90
Descargador	DI- 37/19	1,15	—	375
Horquilla bola en paralelo	HBP-20	2 x 0,95	18.000	91
Aislador	U160BS	—	—	380
Rótula horquilla	RH-20-AE	2 x 1,7	18.000	70
Yugo rectangular	YL-3	3,3	28.000	400
Raqueta	RA-37/16	3,3	—	375
Horquilla	HR-20/21	2 x 1,2	21.000	80
Grapa de amarre	GA-4T	2 x 4,3	13.500	460

Los elementos que forman la cadena de suspensión del cable de tierra son los siguientes:

Denominación del elemento	Número	Peso en kg	Carga de rotura daN
Grillete recto	1	0,55	13.500
Eslabón plano	1	0,60	13.500
Grapa de suspensión armada	1	2,70	8.500
Grapa de conexión paralela	1	0,35	—
Conector de puesta a tierra	1	0,80	—

Los elementos que forman la cadena de amarre del cable de tierra son los siguientes:

Denominación del elemento	Número	Peso en kg	Carga de rotura daN
Grillete recto	4	4x0,55	13.500
Tirante	2	2x3,4	13.500
Guardacabos	2	2x0,8	12.500
Retención preformada	2	—	12.000
Conector de puesta a tierra	1	0,25	—

En todo lo referente a empalmes, conexiones y retenciones⁶⁴ se tendrá que cumplir lo indicado en el artículo 2.1.6 de la ITC-LAT-07. Los empalmes de los conductores⁶⁵ se realizarán mediante piezas adecuadas a la naturaleza, composición y sección de los conductores. Lo mismo el empalme que la conexión no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95 % de la carga de rotura del cable empalmado.

La conexión de conductores⁶⁶ sólo podrá ser realizada en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de conductores realizadas en el puente de conexión de las cadenas de amarre, pero en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de, al menos, el 20% de la carga de rotura del conductor.

Queda prohibida la ejecución de empalmes en conductores por la soldadura de los mismos. Con carácter general los empalmes no se realizarán en los vanos sino en los puentes flojos entre las cadenas de amarre. En cualquier caso, se prohíbe colocar en la instalación de una línea más de un empalme por vano y conductor. Solamente en la explotación, en concepto de reparación de una avería, podrá consentirse la colocación de dos empalmes.

⁶⁴ Se denomina retención a una pieza de conexión que garantice una unión eficaz.

⁶⁵ Unión de conductores que asegura su continuidad eléctrica y mecánica.

⁶⁶ Unión de conductores que asegura la continuidad eléctrica de los mismos, con una resistencia mecánica reducida.

Cuando se trate de la unión de conductores de distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectúe en el puente de conexión de las cadenas de amarre. Las piezas de empalme y conexión serán de un diseño y naturaleza que eviten los efectos electrolíticos y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

Con el fin de mantener las distancias entre sub-conductores de un sub-vano (400 mm), se instalarán cada 30 metros separadores semi-rígidos para hacer dobles. En el interior de las mordazas del separador y en contacto con el conductor, existe un inserto de neopreno que lo protege y actúa como absorbente de los movimientos de los sub-conductores. Las mordazas se aprietan sobre el conductor por medio de un tornillo. El par de apriete recomendado es de 50 Nm.

Para disminuir los esfuerzos debidos a vibraciones a los que se someten a los conductores de fase, se utilizarán amortiguadores del tipo Stockbridge, que es un aparato que comprende un cable portador con un peso en cada extremo y una grapa atornillada que pueda fijarse a un conductor o cable de tierra con la intención de amortiguar la vibración eólica. Se empleará el amortiguador AMG-051520 del fabricante Saprem. Estos amortiguadores son asimétricos de cuatro resonancias de diseño y desarrollo propios.

El sistema de puesta a tierra se ha calculado según lo indicado en el artículo 7 de la ITC-LAT-07. Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos, formada por un cuadrado de cable trenzado. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la mencionada ITC07. Deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC-LAT-07. Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además de estas consideraciones, un sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, de corrosión, de resistencia térmica, de seguridad para las personas y de protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC-LAT-07.

Las características de la puesta a tierra serán:

- Material de los electrodos: Picas bimetálicas de acero-cobre y cable de cobre.

- Tipos de electrodos: Pica hincada en el fondo de la excavación y conectada al apoyo con cable de cobre. Anillo cuadrado cerrado de cable de cobre conectado al apoyo.
- Zonas: En la línea de los apoyos se encuentran zonas frecuentadas y no frecuentadas.
- Toma de tierra: Se compone de la puesta a tierra que se realiza a la vez que la cimentación y de la mejora de tierra que se realiza con posterioridad a la toma de lectura de la resistencia de la puesta a tierra.

En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido. Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situada a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 metros.

El Proyecto presenta un detalle exhaustivo de los cálculos tanto mecánicos (distancias de seguridad de los conductores al terreno, entre conductores, entre apoyos, cimentaciones, aislamientos, etc.) como eléctricos por circuito (resistencia eléctrica de la línea, reactancia del conductor, densidad máxima admisible, intensidad máxima admisible, potencia máxima a transportar, caída de tensión, pérdida de potencia, rendimiento de la línea, capacidad media de la línea, etc.), así como de la puesta a tierra de los apoyos.

Asimismo, se hace una detallada relación de cruzamientos, paralelismos y demás situaciones reguladas por el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

5. Infraestructura común de evacuación (ICE)

Se realizará una nueva infraestructura eléctrica necesaria para la conexión de la PSF ARENALES a la SET Los Arenales 220 kV, propiedad de REE. La función de esta infraestructura será permitir la evacuación de la energía generada en la PSF ARENALES en la posición de entrada de la ICE, donde se sitúa el punto de evacuación.

En virtud de lo establecido en el acuerdo establecido entre los promotores que evacuan en la posición de la SET Los Arenales 220 kV de REE, la titularidad de esta infraestructura es la sociedad PARQUE SOLAR CÁCERES.

La “ICE” estará formada por el parque intemperie a 220 kV simple barra con los siguientes elementos:

- 2 posiciones de entrada línea con medida comprobante.
- 1 posición de salida de línea con medida principal.
- 1 acoplamiento de barras en 220 kV.
- 1 posición de auto-transformador de tensión para servicios auxiliares (SSAA).

Las tres posiciones de línea estarán compuestas por los siguientes elementos:

- 3 Pararrayos unipolares 245 kV, 10 kA, con contador de descarga
- 3 Transformadores de tensión capacitivos 220:√3/0,110:√3-0,110:√3 -0,110 kV
- 1 Seccionador tripolar motorizado con cuchillas de puesta a tierra, de 245 kV 2500 A.
- 1 Interruptor tripolar SF₆ 245 kV, 2500 A, 40 kA.
- 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 300-600/5-5-5-5 A
- 1 Seccionador tripolar motorizado de 245 kV, 2500 A.

Las características básicas de la ICE son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DE LA RED		
Tensión de servicio	kV	220
Tensión más elevada para el material	kV	245
Intensidad de cortocircuito	kA	40
Frecuencia nominal	Hz	50
CONDICIONES DE SERVICIO DE LA INSTALACIÓN		
Tipo de instalación		Exterior
Temperatura ambiente máxima	°C	+50
Temperatura ambiente mínima	°C	-15
Temperatura ambiente media máxima (24 horas)	°C	+35
Humedad relativa media máxima (24 horas)	%	95
Humedad relativa media máxima (mes)	%	90
Altura máxima sobre el nivel del mar	m	414
Velocidad máxima del viento	km/h	120
CONDICIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN		
Normativa		Según UNE/CEI
Tensión nominal	kV	220
Tensión más elevada para el material	kV	245
Intensidad nominal	A	4000
TENSIONES NOMINALES ALIMENTACIONES A LOS CIRCUITOS AUXILIARES Y DE MANDO		
Motores de los accionamientos		
- De los interruptores		125 Vcc (+15%-30%)
- Del sistema de seccionamiento y puesta a tierra		125 Vcc (+10%-20%)
Sistema de control local		125 Vcc (+10%-20%)
Sistema de control remoto		48 Vcc (+10%-20%)
Resistencias de caldeo		230 Vac (±15%)

5.1. Características básicas de los equipos de 220 kV

5.1.1. Interruptores

Para la apertura y cierre de los circuitos con carga y cortocircuito se ha prevista la instalación de un interruptor automáticos con mando tripolar de SF₆, de servicio exterior. Se instalará un interruptor en la posición de transformador. Las características más esenciales de este interruptor son:

- N° de polos: 3
- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Intensidad nominal: 4.000 A
- Medio de Extinción: SF₆
- Poder de corte nominal de c.c. (1 seg.): 40 kA
- Valor de cresta de corriente admisible de corta duración: 104 kA
- Secuencia maniobra nominal: O-0,3seg-CO-3min-CO
- Tipo Mando: Resorte
- Cantidad: 3
- Tensión auxiliar de alimentación motor y bobinas: 125 Vcc

La cámara de extinción de los interruptores es de gas SF₆ con autosoplado.

Los tres polos de cada interruptor están montados sobre un chasis común y son accionados con un mismo mando motorizado a resortes, que se acopla a ellos por medio de transmisiones mecánicas.

El aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana o polimérico y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de, hasta al menos, -25° C sin necesidad de calefacción adicional.

5.1.2. Seccionadores

El seccionador será tripolar de intemperie, estará formado por tres polos independientes montados sobre una estructura común y será del tipo tres columnas, doble apertura lateral y accionamiento eléctrico

Cada fase consta de tres columnas de aisladores, las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior lleva el contacto fijo y toma de corriente, mientras que la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla realizando dos rupturas por fase.

El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases esté sincronizada.

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

El accionamiento del seccionador del sistema de 220 kV será eléctrico y se instalará telemandado y telecontrolado, excepto los seccionadores de puesta a tierra que serán de accionamiento manual, pero telecontrolado igualmente.

Las características técnicas principales de este seccionador son las siguientes:

- Nº de polos: 3
- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Intensidad nominal: 800 A
- Intensidad límite térmica: 31,5 kA
- Accionamiento cuchillas principales: Eléctrico por motor a 125 Vcc y manual
- Accionamiento cuchillas puesta a tierra: Eléctrico por motor a 125 Vcc y manual

5.1.3. Transformadores de intensidad

Montados junto al interruptor de 132 kV de la posición de transformador (lado línea), se instalarán tres transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección. Las características principales de estos transformadores de intensidad son las siguientes:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV
- Sobreintensidad admisible en permanencia: 1,2 x I_n primaria
- Longitud línea de fuga: 25 mm/kV
- Relación de transformación T.I. líneas: 300-600/5-5-5-5 A
- Potencias de precisión simultáneas:
 - ⇒ 1º Núcleo (medida oficial): 20 VA cl. 0,2S
 - ⇒ 2º Núcleo (medida): 50 VA cl. 0,5
 - ⇒ 3º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5P20
 - ⇒ 4º Núcleo (protección): 50 VA cl. 5P20

5.1.4. Transformadores capacitivos de tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de circuitos de 220 kV, se ha previsto la instalación de tres transformadores de tensión inductivos, cuyas características principales son las siguientes:

- Instalación: Intemperie
- Tensión nominal: 245 kV

- Tensión soportada nominal a impulso tipo rayo: 1050 kV
- Tensión soportada nominal a f.i.: 460 kV
- Factor de tensión: 1,2 continuo y 1,5 durante 30 seg.
- Posición Línea y medida en barras:
 - ⇒ Tipo: Capacitivo
 - ⇒ Relación de transformación: $220/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$ kV
 $220/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$ kV
 $220/\sqrt{3}:0,110$ kV
- Potencias de precisión simultáneas:
 - ⇒ 1º Núcleo: 25 VA, CL. 0,2
 - ⇒ 2º Núcleo: 180 VA, CL. 0,5-3P
 - ⇒ 3º Núcleo: 150 VA, CL. 3P

5.1.5. Pararrayos 220 kV

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado en la posición de transformador el montaje de un juego de tres pararrayos conectados en derivación de la conexión de 220 kV al transformador, lo más cerca posible a las bornas del transformador de potencia y la derivación de la línea aérea de 220 kV se ha previsto la instalación de otro juego de tres pararrayos autovalvulares.

Las características principales de estos pararrayos son las siguientes:

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión asignada: 245 kV
- Corriente nominal de descarga onda 8/20 μ seg: 10 kA
- Clase de descarga: 3
- Corriente de prueba del limitador de presión: 40 kA
- Línea de fuga mínima fase tierra: 6.125 mm
- Aislamiento externo: Polímero
- Contador de descarga: Incluido

5.1.6. Red de puesta a tierra

Para la conexión de los equipos y estructuras de la subestación, se realizará una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 metros de profundidad sobre la cota de explanación que cubrirá toda la superficie de la subestación, con una retícula de 5,0 x 5,0 metros. La malla de tierra estará compuesta por conductor de cobre de 150 mm². La intensidad drenada en el terreno por una falta no superará, en ningún punto de la instalación, las tensiones de paso y contacto admitidas por el Reglamento (ITC-RAT 13), reduciéndolas a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior, como por el exterior de la instalación.

Además, se instalarán picas de puesta a tierra de 18,3 mm de diámetro y 2 metros de profundidad, conectadas todas ellas a la malla, en todos aquellos puntos en los que se considere necesario mejorar la efectividad de la puesta a tierra, como por ejemplo en los bordes y las esquinas de la malla. En particular, cada conjunto de pararrayos montado en la instalación irá directamente conectado a tierra a través de una pica de puesta a tierra.

Se dimensionará de acuerdo con los siguientes datos:

- Intensidad de defecto a tierra: 12 kA
- Duración del defecto: 0,5 seg.
- Tipo de electrodo: malla
- Material del conductor: cobre desnudo 150 mm²
- Profundidad: 0,8 metros

La malla de tierra estará formada por:

- Electrodo de puesta a tierra: Será una malla de cable de cobre de 150 mm², enterrada a una profundidad de 0,6 metros de la cota de explanación. Los conductores en el terreno se tenderán formando una retícula dimensionada de manera que al dispersar la máxima corriente de fallo las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el Reglamento (Instrucción MIE-RAT-13).
- Líneas de tierra: Serán conductores de cobre desnudo de 150 mm², conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo, de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.
- Las soldaduras serán aluminotérmicas Cadwell de alto poder de fusión para uniones bajo tierra, altamente resistentes a la corrosión galvánica.
- Instrucciones generales de puesta a tierra

En la puesta a tierra de protección se pondrán a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se conectarán a las tierras de protección, entre otros, los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y las cercas metálicas.
- Los soportes.
- Las estructuras y armaduras metálicas del edificio que contendrá la instalación de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de los transformadores.

En la puesta a tierra de servicio se conectarán a las tierras de servicio los elementos de la instalación, entre ellos:

- El neutro del B.T. del transformador de SS.AA.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

Además, para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación de pararrayos tipo Franklin sobre los pórticos de amarre y mástiles auxiliares.

6. Línea subterránea de Alta Tensión 220 kV ICE-SET Arenales 220 kV

La longitud de la línea subterránea que enlazará la ICE con la SET Arenales 220 kV de REE es de 185 metros, y discurrirá en su totalidad por la parcela 22 del polígono 18, en el término municipal de Cáceres.

Las características generales de la línea son las siguientes:

Característica	Valor
Tensión (kV)	220
Categoría	A ⁶⁷
Longitud (km)	0,185
Tensión más elevada de la red U_s (kV)	245
Características mínimas del cable y accesorios $U_o/U - U_p$ (kV)	127-1050
Número de conductores por fase	1
Frecuencia	50 Hz

El cable a instalar para la línea subterránea de Alta Tensión (LSAT) deberá ser del tipo RHZ1-RA+2OL(AS) 127/220 kV 1X630KAI+H250. Cable aislado de aislamiento XLPE 127/220 kV de aluminio, cuerda compacta redonda 1x630 mm² de sección con doble obturación longitudinal en conductor y pantalla protección radial con lámina de aluminio solapada, pantalla constituida por alambres de cobre de 250 mm² de sección. Dispone de una cubierta exterior de poliolefina de color negro con capa exterior semiconductor extrusionada conjuntamente con la cubierta, características mecánicas tipo DMZ2 y no propagación del incendio (categoría A).

⁶⁷ Los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de un minuto.

Las características técnicas de los empalmes con seccionamiento de pantallas deberán ser compatibles con los cables que unen, así como con el sistema subterráneo global y condiciones de operación de la instalación a la que van destinados. Los empalmes serán premoldeados, y probados en fábrica previamente al montaje para cada instalación en particular. Proporcionarán al menos las mismas características eléctricas y mecánicas que los cables que unen, teniendo al menos la misma capacidad de transporte, mismo nivel de aislamiento, corriente de cortocircuito, protección contra entrada de agua, protección contra degradación, etc. Cada juego de empalmes se suministrará con todos los accesorios y pequeño material necesarios para la confección y conexionado de pantallas.

La composición general de los empalmes para cables unipolares de aislamiento seco será la siguiente:

- Cubierta de protección y material de protección sobre la pantalla.
- Pantalla del empalme y perfil de control de gradiente.
- Cuerpo premoldeado de aislamiento.
- Conexión de los conductores y electrodo de unión.
- Accesorios y pequeño material.

La cubierta de protección protegerá el empalme, soportará los esfuerzos mecánicos y proporcionará estanqueidad total frente a la entrada de agua. En el caso de empalme con separador de pantallas, la cubierta protectora deberá estar provista de una salida para el cable concéntrico de conexión de pantallas y una brida aislada separadora.

En la zona de unión con el cable deberá disponerse de protección mecánica adecuada para evitar daños causados por la transmisión de esfuerzos (tanto axiales como transversales) y garantizar la completa estanqueidad de la unión (barrera contra la penetración radial y longitudinal de agua). Como protección de la pantalla dentro de la carcasa exterior se emplearán materiales adecuados para evitar la entrada de agua, como relleno de material sellador antihumedad, manguito retráctil, etc.

La pantalla del empalme permitirá la conexión de pantallas sin suponer una disminución de la sección efectiva de las mismas. Se dispondrá del adecuado perfil de control de gradiente. En caso de empalme con separador de pantallas, las pantallas y semiconductoras exteriores quedarán separadas mediante un anillo seccionador aislante.

El cuerpo premoldeado del empalme será preferentemente una única pieza formada por las siguientes capas:

- Capa semiconductoras interna.
- Aislamiento XLPE.
- Capa semiconductoras externa.

El material del cuerpo premoldeado será EDPM o goma de silicona realizado mediante vulcanización a alta temperatura.

La conexión de los conductores se realizará mediante conector metálico de compresión y electrodo de unión, con el objetivo de asegurar la misma capacidad de transporte y soportar los esfuerzos termomecánicos del cable.

La conexión del cable con la aparatada de la subestación tipo intemperie y la ICE se realizará mediante una botella terminal de tipo exterior unipolar por fase. Las botellas terminales tipo exterior se podrán instalar en soportes metálicos individuales diseñados específicamente para su instalación. Las características técnicas de las botellas terminales tipo exterior serán compatibles con los cables en los que se instalen, así como con el sistema subterráneo global y condiciones de operación de la instalación a la que van destinados.

La capacidad de transporte, así como la corriente de cortocircuito soportada deberá ser al menos igual a la del cable de la instalación a la que va destinado.

Los terminales exteriores estarán constituidos por:

- Vástago de conexión aérea.
- Deflector de tensión (aluminio).
- Aislador exterior.
- Fluido aislante de relleno.
- Cono premoldeado de control de campo.
- Base soporte (aluminio).
- Aisladores soporte cerámicos.
- Conexión toma de tierra.
- Boca de entrada de cable

La conexión entre el cable y la subestación blindada de SF₆ de tecnología GIS se realizará mediante una botella terminal de tipo GIS unipolar por fase. Para todos los niveles de tensión los terminales tipo GIS deberán cumplir todos los requerimientos establecidos por la norma IEC 62271-209, especialmente desde el punto de vista dimensional y del límite de suministro entre el fabricante del terminal del cable y el fabricante de la subestación GIS.

Las características técnicas de las botellas terminales tipo GIS serán compatibles con los cables en los que se instalen, así como con el sistema subterráneo global y condiciones de operación de la instalación a la que van destinados.

La capacidad de transporte, así como la corriente de cortocircuito soportada deberá ser al menos igual a la del cable de la instalación a la que va destinado.

Los terminales tipo GIS estarán constituidos por:

- Cubierta superior.
- Conexión del conductor.
- Aislador de resina epoxi.
- Fluido aislante de relleno.
- Cono premoldeado de control de campo de una única pieza (EDPM o goma de silicona) vulcanizado a alta temperatura y ensayado en fábrica.
- Boca de entrada de cable.
- Conexión del cable de tierra.

En cuanto al sistema de puesta a tierra, para la línea subterránea objeto del presente proyecto se utilizará el sistema “Single Point”. Se conectarán rígidamente a tierra las pantallas de los tres cables en un extremo de la línea, conectándose el otro extremo a tierra a través de descargadores. Para poder realizar las conexiones a tierra de las pantallas metálicas según los tipos de conexionado de las pantallas, se emplearán cajas unipolares o tripolares de conexión a tierra que dispondrán de una envoltura estanca a la humedad en chapa de acero inoxidable. En el interior de las cajas las conexiones a tierra se realizarán mediante pletinas desmontables de latón.

Con objeto de evitar posibles problemas de sobretensiones transitorias de maniobra en las pantallas de los cables, en los terminales tipo GIS se realizará una conexión directa a tierra de las pantallas metálicas de los cables de cada circuito mediante una caja tripolar de puesta a tierra directa, situándose en el soporte metálico de sujeción de los cables en su subida desde el sótano a la sala GIS.

Las cajas de puesta a tierra de los empalmes se instalarán en el interior de las cámaras de empalme, por lo que, con objeto de asegurar que cuando se produce un defecto interno o externo las cajas de puesta a tierra no se rompen en trozos de material en forma de proyectiles que puedan dañar el resto de elementos instalados en la propia cámara (cable, otros empalmes, etc.), deberán estar diseñadas para soportar las siguientes solicitudes:

- Defecto de arco interno: 40 kA 0,1 s
- Corriente de cortocircuito monofásica: 63 kA 0,5 s.

El cable de tierra que conecta los terminales o empalmes con las cajas de puesta a tierra no podrá tener una longitud superior a 10 metros.

El tipo de canalización a ejecutar será una conducción en zanja con los cables entubados y los tubos embebidos en hormigón. En este tipo de canalización se instalará un cable de potencia por tubo. Los tubos serán independientes entre sí, siendo sus características principales:

- Tubo de polietileno de alta densidad, rígidos corrugados de doble pared, lisa la interna y corrugada la externa.

- Diámetro exterior de 250 mm. En general, se debe cumplir que el diámetro interior del tubo sea 1,5 veces mayor que el diámetro del cable de potencia.
- Tramos de 6 m de longitud, con uniones entre tubos mediante manguitos con junta de estanqueidad.

La zanja tipo tendrá unas dimensiones de 1 metro de anchura y 1,6 metros de profundidad en el caso de líneas de simple circuito. Para el tendido de los cables de potencia se instalarán por cada circuito 3 tubos de 250 mm de diámetro exterior, en disposición al tresbolillo. La distancia entre ejes de las dos ternas será de 1 metro.

Además de los tubos de los cables de potencia, se colocarán dos tubos de polietileno de doble pared de 110 mm de diámetro exterior. Se realizará la transposición de estos tubos en la mitad del tramo "Single Point". Este tubo es para la instalación del cable de cobre aislado 0,6/1 kV necesario en el tipo de conexión de las pantallas "Single Point", pero se incluirá aunque no sea éste el tipo de conexión de pantallas utilizado. Además, al igual que los tubos de los cables de potencia, estos tubos estarán sujetos mediante el mismo separador.

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

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD, y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal.

Mediante Resolución de 15 de julio de 2020 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, a la vista de la propuesta de la Subdirección General de Evaluación Ambiental, se formula DIA favorable a la realización del proyecto PSF ARENALES de 150,31 MWp, en los términos municipales de Cáceres, Casar de Cáceres y Arroyo de la Luz (Cáceres), siempre y cuando se realice en las condiciones ambientales establecidas para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales que resultan de la evaluación ambiental practicada, incluidas las medidas preventivas, correctoras y compensatorias.

Las medidas del EsIA que deben ser modificadas o completadas, así como aquellas medidas adicionales establecidas como respuesta a las alegaciones e informes recibidos en el procedimiento y al análisis técnico realizado, según determina la mencionada Resolución, son las siguientes:

A. Suelo, subsuelo, geodiversidad:

1. Antes de comenzar los trabajos se contactará con el coordinador de los agentes de Medio Natural de la zona, a efectos de asesoramiento para una correcta realización de los mismos. La conclusión de los trabajos se comunicará igualmente al Agente de Medio Natural de la zona, con el fin de comprobar que los trabajos se han realizado conforme a las condiciones técnicas establecidas.
2. Los paneles fotovoltaicos se instalarán, en la medida de lo posible, hincando las estructuras en el suelo. En los casos en los que sea necesario usar hormigón, se hará de forma localizada en los puntos de anclaje de las estructuras al suelo. En todo momento se evitará la realización de voladuras.
3. El tránsito de vehículos y maquinaria estará restringido a las zonas de ocupación y alteración del suelo (viales existentes y previstos), evitando que

discurran por las zonas de pastizal, que deben permanecer inalteradas, y, especialmente, los cursos de agua, las vaguadas y las charcas. El trazado de los viales debe ser balizado (mediante malla de obra o similar) a fin de limitar la salida de vehículos a vaguadas y cursos de agua.

4. Se reducirán al mínimo los movimientos de tierra, manteniendo las zonas de pastizal y el terreno de las superficies laboreadas, que evolucionarán a pastizales. No se retirará la tierra vegetal ni se harán compactaciones, salvo en las soleras de los centros de transformación, edificios, la subestación, las zanjas para el cableado y los viales.
5. Se utilizarán, siempre que sea posible, los caminos y accesos que existen en la actualidad. Los nuevos accesos se realizarán con la mínima anchura posible, procurando respetar la vegetación autóctona. Se respetarán íntegramente las servidumbres de paso existentes, debiendo estar en todo momento en condiciones de uso similares a las originales.
6. Se minimizará la apertura de nuevos accesos para la instalación de la línea eléctrica, así como la modificación sustancial de los accesos existentes. Para ello se adaptará la maquinaria a emplear y se realizará el transporte con maquinaria ligera y de modo manual donde sea posible.
7. La altura de colocación de los módulos solares debe adaptarse a la morfología del terreno y permitir el manejo de la vegetación con el ganado.

B. Hidrología:

1. El proyecto se desarrollará sin afectar negativamente a los posibles cauces existentes en el ámbito de actuación, manteniéndolos en un estado lo más natural posible y respetando la capacidad hidráulica de los mismos. Se evitará el deterioro de las masas de agua afectadas o la imposibilidad del cumplimiento de los objetivos medioambientales establecidos.
2. Todas las actuaciones que se realicen en zona de DPH o zona de policía de cualquier cauce público, tales como obras de paso y acondicionamiento de los mismos, así como el posible vertido de aguas residuales, deberán contar con la preceptiva autorización de la Confederación Hidrográfica del Tajo. En ningún caso se autorizarán dentro del DPH la construcción, montaje o ubicación de instalaciones destinadas a albergar personas, aunque sea con carácter provisional o temporal y se respetarán las servidumbres de 5 m de anchura en las márgenes lindantes con los cauces públicos. Todo ello de acuerdo con la normativa vigente en la materia.
3. En las zonas de flujo preferente, definida por la avenida con un periodo de retorno de 100 años, sólo podrán desarrollarse aquellas actividades no vulnerables frente a las avenidas y que no supongan una reducción significativa de la capacidad de desagüe de dicha zona. Las nuevas actuaciones dentro de la zona inundable, definida por la avenida con un periodo de retorno de 500 años, se verán condicionadas por las limitaciones establecidas en el Reglamento del DPH.
4. La red de viales y de infraestructuras permanentes, canalizaciones para la red de media tensión o los centros de transformación, no deben modificar el drenaje natural ni las escorrentías que mantienen las condiciones de

humedad y nivel freático que posibilitan la existencia de herbazales. En los tramos donde se crucen las vaguadas, los viales y canalizaciones deben diseñarse de manera que no se altere el suelo (puentes) o bien con sistemas que permitan la conectividad y el drenaje natural de las vaguadas. En relación a la excavación y relleno de zanjas para las canalizaciones de los cables de media tensión, estas zanjas deberán disponer de sistema de drenajes transversales en el cruce de las vaguadas y cursos de agua.

5. No se realizarán actuaciones mecanizadas sobre las masas de agua, evitando el tránsito de maquinaria pesada sobre las mismas y la ejecución de infraestructuras permanentes y/o no permeables sobre los cursos de agua. En los pasos de agua se procurará la instalación de infraestructuras que no alteren el lecho natural. Así, se recomienda la utilización, donde sea necesario, de marcos en U o baterías de tubos con la sección inferior a nivel del lecho (sin suponer barreras o saltos) en lugar de badenes hormigonados para garantizar la permeabilidad de la fauna silvestre que emplea estos cursos de agua como corredores.
6. No se realizarán vertidos al medio natural, especialmente a las masas de agua. Los edificios asociados contarán con sistemas de depuración o fosa séptica propios, debidamente dimensionados y gestionados.
7. Los apoyos de la línea eléctrica se situarán siempre fuera del DPH, se realizarán los cruces de la línea con los cauces de manera perpendicular y se deberá cambiar sensiblemente su ubicación si fuese necesario para minimizar la corta de arbolado.

C. Flora y vegetación y hábitats de interés comunitario:

1. Se pondrá especial cuidado en no dañar la vegetación arbórea autóctona y/o su regenerado existente, así como a las especies asociadas a las etapas sucesionales progresivas (piruétanos, lentisco, madroño, labiérnago, etc.). Se recomienda la señalización previa de los elementos a proteger para que el maquinista pueda diferenciarlos.
2. Se evitarán los roces al arbolado tras el replanteo definitivo del proyecto y respetar la orla de vegetación de las masas de agua y encharcamientos. Se procederá a la poda, siempre que sea posible, en lugar de la tala de encinas. Los trabajos de apertura de zanjas, ejecución de viales, etc. se evitarán bajo el vuelo del arbolado a respetar, de modo que no supongan daños al mismo ni a sus raíces.
3. En cualquier caso, para las actuaciones sobre el arbolado existente se deberá cumplir con lo establecido en el Decreto 13/2013, de 26 de febrero, por el que se regula el procedimiento administrativo para la realización de determinados aprovechamientos forestales y otras actividades en la Comunidad Autónoma de Extremadura, modificado mediante Decreto 111/2015, de 18 de mayo.
4. La ocupación por parte de las instalaciones proyectadas de superficie declarada como forestal, supondría un cambio de uso del suelo, por lo que sólo podrá autorizarse si se justifica convenientemente que no hay otra opción viable y siempre que el proyecto se declare de utilidad pública o interés general. En este sentido, se valorará, en coordinación con el órgano

forestal de la Junta de Extremadura, la plantación de un cierto número de ejemplares por cada pie eliminado, y el compromiso de llevar a cabo el mantenimiento de las plantaciones y áreas forestadas durante un periodo de tiempo que garantice la supervivencia de los nuevos ejemplares.

5. Una vez finalizados los trabajos, se procederá a la restauración de la zona de actuación, lo que implicará la descompactación de los suelos afectados, el extendido de la tierra vegetal acopiada y la ejecución de actuaciones de restitución morfológica del terreno. La restauración de la cobertura edáfica y la vegetación se realizarán tan pronto como sea posible para cada superficie, y se realizará de manera progresiva con el objeto de poderla integrar paisajísticamente.
6. Las comunidades vegetales y los HIC alterados por la ocupación temporal de las infraestructuras o instalaciones del proyecto deberán ser restaurados o recuperados, en las mismas superficies en las que se produjo la degradación, mediante la preparación o acondicionamiento del suelo e implantación de vegetación con la misma composición específica, proporción de especies, densidad, etc., que permita la progresión hacia la comunidad vegetal/hábitat preexistente. En el caso de las superficies de los HIC 4090, 5330, 6220* y 6310 afectadas de forma permanente por los apoyos 5 y 6 y del 16 al 43, así como por la ICE y línea subterránea hasta la SET Arenales, se procederá a la compensación en otros terrenos de la pérdida de superficie derivada de la ocupación. La compensación se realizará implantando el mismo tipo de vegetación/hábitat existente en el área en que se produjo la pérdida de cabida.
7. El proyecto de construcción incluirá un Plan de Restauración Vegetal e Integración Paisajística, a escala y detalle apropiado, que comprenderá todas las actuaciones de restauración, compensación y apantallamiento indicadas tanto en el EsIA como en esta resolución, concretando y cuantificando las superficies de trabajo, métodos de preparación del suelo, especies vegetales a utilizar, métodos de siembra o plantación y resto de prescripciones técnicas, así como su presupuesto y cronograma de todas las actuaciones, que deberá ser remitido al órgano competente de la Junta de Extremadura para su validación. Deberá asegurarse la viabilidad y supervivencia de todas las plantaciones y restauraciones, así como de todo el apantallamiento vegetal a realizar durante toda la vida útil de la instalación, contemplando la reposición de mallas y riegos de mantenimiento si fuera preciso.
8. Se evitará la quema de los restos vegetales tras las operaciones de poda, tala y desbroce de superficies a ocupar, y será preferible su incorporación al terreno.
9. Sin perjuicio del cumplimiento de la diferente normativa sectorial en materia de incendios, la construcción, explotación y desmantelamiento del proyecto deberán disponer de un Plan de Prevención y Extinción de Incendios. Contemplará, entre otros aspectos, los potenciales focos de ignición, las medidas de protección y prevención, los dispositivos de detección, medios de extinción, sistema de alarma y comunicación, etc., con la finalidad de prevenir la aparición del fuego y, en caso de producirse, limitar su

propagación y posibilitar su extinción. Entre las cuestiones destacadas, especificará las labores de conservación y mantenimiento del cortafuegos perimetral, las cuales deberán garantizar que, en el supuesto de producirse un incendio en el interior de la planta, no se propaga al exterior.

10. El control de la vegetación en el interior de la planta fotovoltaica se realizará siempre con ganado ovino, mediante manejo en cercas para evitar el sobrepastoreo. Las zonas de exclusión ovina que se establezcan a priori en el emplazamiento deberán revisarse cada cierto tiempo para impedir la matorralización de los pastizales y herbazales. En cualquier caso, se prohíbe la utilización de herbicidas para el control de la vegetación natural de la planta.

D. Fauna:

1. Durante la fase de construcción se prestará atención para no molestar a la fauna amenazada de la zona, especialmente a la avifauna en la época de reproducción y cría, respetando las distancias de seguridad pertinentes y cualquier indicación que realicen los Agentes del Medio Natural de la Junta de Extremadura. No se molestará a la fauna con ruidos excesivos.
2. Si durante la realización de las actividades se detectara la presencia de alguna especie incluida en el CREAE (Decreto 37/2001, de 6 de marzo, y modificaciones posteriores) que pudiera verse afectada por los mismos, se estará a lo dispuesto por los agentes del Medio Natural y el personal técnico de la Dirección General de Sostenibilidad de la Junta de Extremadura, previa comunicación de tal circunstancia.
3. El promotor plantea la ejecución de las obras entre los meses de agosto y febrero. En cualquier caso, los trabajos que impliquen desbroces y cortas, así como el comienzo de las obras, se realizarán preferentemente fuera del periodo entre el 1 de marzo y el 15 de julio.
4. Preferentemente, no se realizarán trabajos nocturnos y, en caso de que fuera necesario deberá solicitarse autorización expresa al órgano ambiental autonómico. En cualquier caso, estarán limitados a zonas muy concretas, y siempre que no puedan suponer afección a especies protegidas.
5. En cuanto al establecimiento de medidas para evitar la colisión y electrocución de avifauna se atenderá a lo establecido en la normativa sectorial vigente (Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión) y normativa regional de desarrollo.
6. La línea eléctrica contará, al menos, con los siguientes dispositivos señalizadores salvapájaros:
 - ⇒ La señalización de los cables de tierra se realizará en todo el trazado con balizas de tipo aspa vertical con catadióptricos reflectantes, desarrollado por REE en colaboración con la EBD-CSIC. Se colocarán de manera que se genere un efecto visual a razón de 1 baliza cada 15 metros de línea en la horizontal.

- ⇒ El promotor propone una señalización intensiva de la línea eléctrica, en un tramo de 800 m de longitud, en la zona más próxima al embalse de Lancho. Se considera necesario ampliar la longitud de dicho tramo con objeto de minimizar el riesgo de colisión de la avifauna, especialmente la acuática. Por tanto, en el tramo de la línea más próximo a la ZEC⁶⁸ «Embalse de Lancho» y a la ZEPA⁶⁹ «Complejo Los Arenales» (entre los apoyos 11 al 31) se colocarán una señal luminiscente cada 10 m en el cable de tierra y, siempre que sea posible, 5 balizas luminosas de autoinducción por conductor y vano, colocadas al tresbolillo.
- ⇒ Todos los elementos serán repuestos cuando por su deterioro no cumplan con su función disuasoria.
- ⇒ Se establecerán medidas adicionales de señalización en función de los resultados de los seguimientos de poblaciones de avifauna realizados, con objeto de reducir la mortalidad no natural en la línea de evacuación.
7. No se instalarán dispositivos disuasorios o antiposada. Una vez instalada la línea eléctrica podrían incorporarse este tipo de dispositivos en casos justificados, en apoyos donde se estime necesario, de manera motivada por la ocupación de cigüeña blanca. En cualquier caso, si se produjera alguna electrocución se establecerán y adoptarán medidas adicionales.
8. En la medida de lo posible, en el diseño del último tramo de la línea eléctrica (entre los apoyos 31 a 43), paralela a la futura línea Oriol-Arenales de REE, se mantendrán las mismas alturas de los conductores, con objeto de evitar nuevos riesgos de colisión.
9. La Dirección General de Sostenibilidad de la Junta de Extremadura señala que se procederá a la modificación del trazado o, al menos, a la señalización de la línea eléctrica de 20 kV de la finca Prescribanillo (Santiago del Campo), ya que cruza una zona de concentraciones pre-migratorias de cigüeña negra y espátulas, suponiendo un factor de riesgo para dichas especies. En caso de imposibilidad de modificación del trazado, se determina que el presupuesto previsto para tal fin será destinado a la señalización de la línea y a la financiación de medidas de conservación de la cigüeña negra como radiomarcaje, seguimientos con fototrampeo, etc., en coordinación con la Junta de Extremadura.
10. El promotor propone la mejora del hábitat estepario, mediante el alquiler de 30 ha de barbechos para evitar el pastoreo y laboreo, con objeto de crear una zona de reserva para las aves esteparias, dirigido a la conservación de sisón y avutarda. Cada tres años se cambiará la parcela, para que no sea abandonada. En esta zona, donde se prohibirá la caza, se incluirá una charca con nivel controlado que permita la disponibilidad de agua, la gestión de pastos y un cultivo verde de verano, con semillas de leguminosas, con objeto de permitir brotes tiernos en esta época. El promotor plantea dos posibles localizaciones, una en las proximidades de la planta, en Malpartida de Cáceres, donde las avutardas hacen un uso esporádico, con objeto de afianzar su presencia, o bien, en un área al oeste

⁶⁸ Zona Especial de Conservación.

⁶⁹ Zona de Especial Protección para las Aves.

del núcleo Nateras (Cáceres), en la finca Santo Toribio, donde la fragilidad del núcleo de aves esteparias es muy alta y requiere su protección. La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental considera que la planta ocupa una importante superficie de pastizal que no podrá ser utilizada por diversas especies esteparias y rapaces, por lo que, la superficie destinada a la mejora del hábitat estepario deberá ampliarse a alrededor de 80 ha, equivalente a la superficie neta ocupada por las instalaciones (78,87 ha), distribuyéndose, durante toda la vida útil de la planta, de la siguiente manera:

- ⇒ 40 hectáreas se destinarán a la zona de reserva y conservación de sisón y avutarda, en las condiciones propuestas por el promotor, si bien, la selección de parcelas se realizará en coordinación con el órgano ambiental competente de la Junta de Extremadura.
 - ⇒ El promotor participará en la Campaña de Conservación de Aves Esteparias que SEO/BirdLife y la Junta de Extremadura están desarrollando en Extremadura, con una contribución financiera equivalente al establecimiento de medidas de retraso de la henificación en 40 hectáreas.
11. Se procederá a la instalación de cajas nido para la cría y reproducción de especies amenazadas (cernícalo primilla, carraca, lechuza, cárabo y quirópteros), a razón de dos cajas nido por cada apoyo de la línea eléctrica, guardando la siguiente proporción: 1 apoyo tipo carraca, 1 apoyo tipo lechuza, 1 apoyo tipo cárabo y 3 apoyos tipo murciélagos. En el entorno de la implantación, en las líneas de Iberdrola se colocarán 25 cajas de hormigón, homologadas por el LIFE-URBAN, principalmente para carracas y cernícalo primilla. La caja nido deberá contar con sistemas de antidepredación, así como de un mantenimiento anual para garantizar su funcionalidad. Por otro lado, será necesario su reposición cuando acabe su vida útil.
 12. Se recomienda la instalación de cajas-nido para cernícalo vulgar o lechuza para el control de la población de mamíferos terrestres en el interior de la planta.
 13. El promotor ha observado grupos de ejemplares de buitre negro, alimoche y milano real alimentándose de cadáveres de ganado alrededor de la zona de implantación. También indica que los cadáveres se aportarán en un punto de alimentación, con lo cual no se producirá merma de disponibilidad trófica. En consecuencia, se estudiará la posibilidad de instalar un punto de depósito de cadáveres de ganado ovino, para la alimentación de aves necrófagas, en los alrededores de la planta fotovoltaica, en coordinación con el órgano competente de la Junta de Extremadura y de acuerdo con lo establecido en el Decreto 38/2015, de 17 de marzo, por el que se regula la alimentación de determinadas especies de fauna silvestre con subproductos animales no destinados a consumo humano en la Comunidad Autónoma de Extremadura.
 14. Se construirán 20 refugios para reptiles, mediante acúmulos de piedras de 2 x 2 metros de base y 1 metro de altura en zonas con alta humedad, y 10 charcas para anfibios dentro de la implantación de la planta fotovoltaica.

Las charcas serán de superficie y profundidad variable, bordes irregulares, perfil suave, próxima a cauces estacionales, donde las zonas de pastos húmedos aguas abajo sean excluidos al pastoreo temporal, para garantizar pasto fresco en verano que sirva como refugio de anfibios, reptiles y de bebedero para las aves esteparias. En las zonas de la carretera N-521 junto a la planta, donde se crucen con cauces o próximas a charcas, se establecerán, a ambos lados de la misma, 100 m de barreras antiatropello para anfibios.

15. Tanto el cerramiento perimetral de la planta como el resto de cerramientos que se vayan a instalar (exclusión ganadera u otros cerramientos necesarios) cumplirán lo dispuesto en el Decreto 226/2013, de 3 de diciembre, por el que se regulan las condiciones para la instalación, modificación y reposición de los cerramientos cinegéticos y no cinegéticos en la Comunidad Autónoma de Extremadura, siendo necesario contar con la autorización expresa por parte del órgano autonómico competente.
16. Al objeto de minimizar la contaminación lumínica generada por el proyecto, se deberá adecuar la iluminación exterior de las instalaciones de la planta y del entorno de la subestación y la ICE para mantener las condiciones naturales y evitar la incidencia sobre los dormideros y las rutinas nocturnas y crepusculares de determinadas especies protegidas del entorno (cigüeña negra, alcaraván). Por tanto, se deberá detallar una propuesta de iluminación, diseñada teniendo en cuenta dichos requerimientos. En todo caso, no se instalará alumbrado exterior en la planta fotovoltaica, a excepción de la asociada a los edificios auxiliares. El alumbrado exterior utilizado deberá incorporar criterios de iluminación sostenible con los que se reduzca el consumo energético y se minimice la contaminación lumínica nocturna de las instalaciones (iluminación en puntos bajos dirigida hacia el suelo con un diseño tal que proyecten luz por debajo del plano horizontal, sistemas automáticos de regulación del flujo luminoso y/o de encendido y apagado selectivo de lámparas, instalación de lámparas que proporcionen alta eficiencia energética del alumbrado y que no emitan luz blanca rica en longitudes de onda corta (azules y UV).
17. Se realizarán actuaciones para fomento y reforzamiento de poblaciones de conejo de monte (construcción de majanos y tarameros, instalación de comederos y bebederos, aporte de alimentación suplementaria, etc.) en áreas de campeo y alimentación de rapaces amenazadas, con el objeto de mejorar la disponibilidad de alimento de las mismas.
18. Se prohibirá la caza en la implantación de la planta fotovoltaica y su área de protección, así como en las zonas de reserva previstas para la conservación de aves esteparias. Únicamente, si las poblaciones de conejo y liebre aumentaran de forma exagerada, con riesgo para la planta, se realizarán controles de población para exportar animales a las fincas próximas de distribución del lince.
19. Se llevarán a cabo anualmente actuaciones y campañas de educación ambiental en relación con las energías renovables y la biodiversidad, y en especial, sobre las aves esteparias.

E. Paisaje:

1. Se deberá presentar al Servicio de Conservación de la Naturaleza y Áreas Protegidas de la Junta de Extremadura para su aprobación, y siempre con carácter previo al inicio de los trabajos, el Plan de Restauración Vegetal e Integración Paisajística que, entre otras, incluirá una propuesta valorada de apantallamiento vegetal en el perímetro de la planta fotovoltaica que incluya especies adaptadas a las condiciones ecológicas de la zona y un diseño ajustado al impacto visual de la planta.
2. Las características estéticas de las construcciones serán similares a las de la arquitectura rural tradicional de la zona. Las fachadas, cubiertas, paramentos exteriores y, de modo general, los materiales a emplear en dichas construcciones, deberán minimizar el impacto visual evitándose la utilización de colores llamativos y/o reflectantes. El acabado de estas construcciones procurará ser similar al color dominante del campo solar, para que se perciban integrados en el mismo y no se den contrastes (cubiertas color rojo teja, fachadas de color blanco o tonos terrosos). Los postes de los cerramientos deberán pintarse en colores ocre, evitando tonos reflectantes o brillantes. Se evitará el galvanizado y los tonos metálicos. Se cubrirán de tierra las cimentaciones de hormigón en el momento de su ejecución.
3. Los módulos fotovoltaicos incluirán un acabado con un tratamiento químico anti-reflectante, que minimice o evite el reflejo de la luz, incluso en periodos nocturnos con luna llena, con el fin de evitar el efecto llamada sobre las aves acuáticas y minimizar el impacto visual de la planta.

F. Población y salud humana:

1. Como criterio general, y con el objetivo de garantizar el mantenimiento de unos niveles mínimos de exposición de la población a campos electromagnéticos, así como de minimizar las molestias derivadas de los ruidos y del impacto visual que introducen las líneas aéreas de alta tensión, la línea eléctrica de evacuación deberá situarse a más de 200 metros de los núcleos de población y a más de 100 metros de edificios aislados de uso sensible (viviendas de uso residencial, sanitario, docente y cultural). En consecuencia, el promotor deberá estudiar aquellas situaciones en las que el trazado de la línea contravenga el criterio anterior, desplazando, en su caso, los tramos necesarios para permitir su cumplimiento.
2. En el supuesto de no poder desplazarse la línea de evacuación para respetar las distancias anteriores, deberán aplicarse las medidas oportunas que permitan garantizar que, en ningún caso, la intensidad del campo magnético sea superior a 0,4 μT en los núcleos de población y en edificios aislados de uso sensible. La solución finalmente adoptada deberá estar convenientemente justificada y motivada.
3. En relación con la medida planteada por el promotor de instalación de una pantalla vegetal para evitar el deslumbramiento de los usuarios de la carretera N-521, por la reflexión del sol en los paneles fotovoltaicos, en respuesta al informe de la Demarcación de Carreteras del Estado en

Extremadura, deberá obtenerse la conformidad y la preceptiva autorización de la citada Demarcación.

G. Bienes materiales, patrimonio cultural y vías pecuarias:

Para la protección del patrimonio arqueológico no detectado en superficie que pudiera verse afectado, el proyecto de ejecución definitivo deberá incluir el informe con las medidas determinadas por la Dirección General de Bibliotecas, Archivos y Patrimonio Cultural de la Junta de Extremadura elaboradas a partir de los resultados de una prospección arqueológica intensiva que será llevada a cabo sobre el área de explotación. Esta prospección deberá ser llevada a cabo por técnicos especializados en toda la zona de afección, así como áreas de servidumbres, zonas de paso para maquinaria, acopios y préstamos, para localizar, delimitar y caracterizar los yacimientos arqueológicos, paleontológicos o elementos etnográficos que pudieran localizarse a tenor de estos trabajos. La finalidad de estas actuaciones previas a la ejecución de las obras será determinar con el mayor rigor posible la afección del proyecto respecto a los elementos patrimoniales detectados. Todas las actividades contempladas se ajustarán a lo establecido en la legislación vigente en materia de patrimonio histórico y cultural.

H. Gestión de residuos:

1. Se deberá proceder a la retirada de cualquier tipo de residuo no biodegradable generado por la maquinaria u operarios, los cuales serán gestionados según las disposiciones establecidas en normativa vigente. En este sentido, se atenderá especialmente a lo siguiente:
 - ⇒ Se tendrá especial precaución en no generar ni acumular residuos orgánicos en la implantación, especialmente en las inmediaciones de vaguadas y charcas. La acumulación de este tipo de residuos deberá concentrarse en los emplazamientos de las zonas de ocupación permanente (subestación) y en las plataformas de trabajo establecidas en fase de explotación, almacenarse adecuadamente y ser retirados con la frecuencia necesaria.
 - ⇒ Se deberá trasladar a un gestor autorizado los residuos derivados de la retirada de los cerramientos existentes. Deberán retirarse especialmente los alambres de espino para evitar su reutilización, dado que es un elemento susceptible de causar daños a la fauna silvestre y su uso requiere siempre autorización expresa de la Dirección General de Sostenibilidad de la Junta de Extremadura. Los postes sí podrán volver a utilizarse.
2. Las actuaciones de control, mantenimiento y recuperación del gas hexafluoruro de azufre (SF₆) se realizarán de manera periódica de acuerdo con la normativa vigente.

Por otra parte, en relación con las medidas complementarias propuestas en el EsIA, la Dirección General de Sostenibilidad de la Junta de Extremadura indica que deberán recogerse en un Plan de Actuaciones Complementarias que se presentará para su aprobación al Servicio de Conservación de la Naturaleza y

Áreas Protegidas de la Junta de Extremadura con anterioridad a la realización de los trabajos.

Sin perjuicio de lo anterior, cada una de las medidas establecidas en el EsIA, en la documentación adicional y en este apartado deberán estar definidas y presupuestadas por el promotor en el proyecto o en una adenda al mismo de integración ambiental, previamente a su aprobación, entre otras el Plan de Restauración Vegetal e Integración Paisajística, el Plan de Prevención y Extinción de Incendios y el Plan de Actuaciones Complementarias.

I. Programa de vigilancia ambiental (PVA).

El EsIA contiene un PVA cuyo objetivo consiste en el seguimiento y control de los impactos previstos, garantizar el cumplimiento de la totalidad de las medidas preventivas y correctoras establecidas e identificar impactos ambientales no previstos y adoptar las medidas complementarias adicionales para la protección ambiental. En cada fase del PVA se realizará un seguimiento de la eficacia de las medidas adoptadas y sus criterios de aplicación, emitiendo los correspondientes informes de vigilancia.

Los principales aspectos considerados en el PVA son los siguientes:

- Fase de replanteo y construcción: Delimitación de áreas de trabajo, prospecciones de flora y fauna amenazada, selección de zonas auxiliares, formación del personal de obra, control de la calidad atmosférica y acústica, control de protección del suelo, control de la calidad de las aguas, control de los procesos erosivos, control de residuos y vertidos, control de la vegetación y fauna, control de la restauración de zonas degradadas y de las actuaciones paisajísticas, control de los espacios protegidos (embalse de Lancho y complejo Los Arenales), control de la protección de vías pecuarias y del patrimonio cultural, control de la permeabilidad territorial y del medio socioeconómico, etc.
- Fase de explotación: Seguimiento de la protección del suelo y de los procesos erosivos; de los recursos hídricos y calidad de las aguas; de la protección de la vegetación; de las medidas de protección de la fauna; de la mortalidad de la avifauna con el vallado perimetral y la línea eléctrica (especialmente en el entorno del embalse de Lancho y complejo lagunar Arenales); de la ocupación de las cajas-nido; del aprovechamiento sostenible del pastoreo, de la temporalidad de los aprovechamientos, de la carga ganadera máxima puntual y media; etc.

La DIA considera necesario el cumplimiento de las siguientes condiciones en relación con el PVA:

1. Durante la fase de funcionamiento se realizará el seguimiento del ruido generado en las distintas infraestructuras asociadas al proyecto, con objeto de garantizar el cumplimiento de los niveles establecidos en la legislación vigente. Respecto de los campos electromagnéticos, se realizará el seguimiento para comprobar que no se supera el nivel de precaución de 0,4 μ T en los núcleos de población y edificios aislados de uso sensible.

2. El seguimiento propuesto por el promotor de las poblaciones de avifauna durante los diez primeros años, con objeto de conocer si las poblaciones en el entorno del área de estudio sufren alteraciones y poder adoptar medidas de conservación, se extenderá a toda la vida útil de la planta. Especialmente se realizará un seguimiento intensivo de las concentraciones pre-migratorias de cigüeña negra en el embalse de Lancho, de la invernada de espátulas y de las especies de aves que utilizan la planta como área de campeo o reproducción, con objeto de estudiar cómo les afecta el pastoreo para el control de la vegetación, y así poder regular su uso.
3. Se marcarán cuatro ejemplares de carraca con emisores GPS, para conocer si la construcción de la planta modifica su comportamiento, área de campeo y su relación con la implantación una vez construida la planta. Igualmente, también se marcarán 5 avutardas en el núcleo de Arroyo de la Luz para mejorar el conocimiento de su dinámica y su respuesta a las medidas complementarias de gestión de hábitat planteadas.
4. Se realizará un muestreo con cámaras de fototrampeo en las charcas de la implantación para conocer el uso que las aves hacen de ella y cómo evolucionan en el tiempo.
5. Se llevará a cabo el estudio de seguimiento de la mortalidad de aves y, en su caso, quirópteros por colisión con la línea de evacuación del proyecto durante toda la vida útil, siguiendo la metodología propuesta por Alonso & Alonso (1999) y actualizada con la metodología de REE (2018), introduciendo un factor de corrección. Este seguimiento, quincenal durante los cinco primeros años y con la periodicidad que determine el órgano competente de la Junta de Extremadura en función de los resultados obtenidos a partir del sexto año, se realizará con perro especializado en la detección de cadáveres, donde se anotará la especie localizada, las coordenadas y las observaciones que puedan ayudar a esclarecer las causas del siniestro. Además, se llevará el registro de accidentes sobre el terreno para evitar duplicidad, y con los cadáveres se realizará lo que disponga la administración, bien la retirada para su análisis, o su destrucción. Por último, se elaborará una cartografía con los registros de accidentes, así como los usos del suelo existentes en cada momento.
6. El estudio de los datos del seguimiento de los factores de mortalidad no natural, propuesto por el promotor deberá diseñarse con detalle e incluir factores de corrección, siguiendo, en su caso, las directrices que establezca el órgano competente de la Junta de Extremadura, los cuales deberán estar justificados en el PVA, para estimar la mortalidad real de la línea eléctrica. De los resultados obtenidos, podrán establecerse, en coordinación con el órgano competente de la Junta de Extremadura, medidas adicionales de señalización o cualquier otro tipo de medida que evite o minimice los posibles accidentes relacionados con la línea.
7. De igual forma, la metodología, los resultados y la interpretación de los datos del seguimiento de las poblaciones de avifauna, así como la gestión del control de la vegetación natural por parte del ganado y las campañas de educación ambiental estarán descritas en el PVA del proyecto definitivo.

8. El promotor acreditará, ante el órgano ambiental competente de la Junta de Extremadura, en el informe anual del PVA, el cumplimiento de las medidas de custodia de territorio, en una superficie de 80 hectáreas, relativas al establecimiento de una zona de reserva para las aves esteparias y a la contribución financiera en la Campaña de Conservación de Aves Esteparias de SEO/BirdLife y la Junta de Extremadura.
9. Durante la fase de construcción se realizará un seguimiento trimestral del estado de la masa de agua y de la biodiversidad de la ZEC «Embalse de Lancho» y la ZEPA «Complejo Los Arenales», prestando especial atención a la fauna ligada a dichos espacios protegidos.

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

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