

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 ÁUREA SOLAR, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA ÁUREA DE 150 MW DE POTENCIA INSTALADA Y LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE LA ROCA DE LA SIERRA, EN LA PROVINCIA DE BADAJOZ

Expediente nº: INF/DE/100/20

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 4 de marzo de 2021

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 ÁUREA SOLAR, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica ÁUREA de 150 MW de potencia instalada y las líneas subterráneas a 30 kV, en el término municipal de La Roca de la Sierra, en la provincia de Badajoz, 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 16 de diciembre de 2016, ÁUREA SOLAR, S.L. (en adelante ÁUREA SOLAR) 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), en concepto de garantía para responder respecto a las obligaciones

inherentes a obtener en tiempo y forma la autorización de explotación para la instalación de generación fotovoltaica “ÁUREA” (en adelante PSF ÁUREA), así como de no desistir voluntariamente de la tramitación administrativa correspondiente, hecho que se comunicó a la Subdirección General de Energía Eléctrica. Con fecha 13 de marzo de 2020 se ha presentado un nuevo aval por el mismo concepto debido al cambio de garante.

Con fecha 13 de agosto de 2019, ÁUREA SOLAR presentó, ante la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)¹, 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 MW de potencia instalada que está promoviendo, la PSF ÁUREA, así como el inicio del trámite de información pública, la Declaración de Utilidad Pública y la Declaración de Impacto Ambiental (en adelante DIA).

Con fecha 20 de noviembre 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 la solicitud de la autorización administrativa previa, con declaración, en concreto, de utilidad pública, la autorización administrativa de construcción y el estudio de impacto ambiental del proyecto de ejecución de la PSF ÁUREA. Asimismo, con fecha 25 de noviembre de 2019 se publicó en el “Periódico de Extremadura” y con fecha 2 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial de la Provincia de Badajoz. Con fecha 1 de septiembre de 2020, el Jefe de Servicio de la mencionada Área de Industria y Energía da por concluido el trámite de consultas a administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general respecto a la solicitud de ÁUREA SOLAR y emite informe favorable a dicha solicitud.

Por último, una vez sometido el proyecto de la instalación y su Estudio de Impacto Ambiental (EslA) al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del mencionado Real Decreto 1955/2000, se ha remitido la información a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente para que formule la consecuente DIA, cuya emisión no consta a la fecha de redacción del presente informe.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 12 de mayo de 2017 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 Carmonita 400 kV, para un contingente de generación fotovoltaica de 650 MW nominales —entre las que se encuentra la PSF ÁUREA—, en la provincia de Badajoz. El acceso a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación planificada Carmonita 400 kV, a través de una nueva posición de la red de transporte en dicha subestación (posición de línea de 400 kV que pertenecerá a las instalaciones de conexión no transporte).

¹ En la actualidad Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).

El escrito concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado resultaría técnicamente viable, con las consideraciones que se indican en el mismo.

Con fecha 3 de septiembre de 2019, REE emitió nuevo escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la Red de Transporte en la subestación Carmonita 400 kV para el conjunto de instalaciones entre las que se encuentra la PSF ÁUREA, 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). Esto 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 ÁUREA. La conexión de la nueva posición de transformador en Carmonita 400 kV (instalación de enlace con una configuración Tipo C según P.O.12.2²) sería compartida por los generadores renovables bajo la interlocución de Absalón Solar, S.L. que evacuasen en ese nudo de la red de transporte.

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 19 de octubre 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 ÁUREA SOLAR la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF ÁUREA y las líneas subterráneas a 30 kV. 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*

² 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).

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 ÁUREA SOLAR ha presentado, con fecha 13 de agosto de 2019, solicitud de autorización administrativa previa y de construcción conjuntamente con la declaración, en concreto, de utilidad pública para la PSF ÁUREA, de 150 MW de potencia instalada, y las líneas eléctricas subterráneas a 30 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 Extremadura en fecha 2 de diciembre de 2019 como en el BOE en fecha 20 de noviembre 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 1 de septiembre de 2020, así como que el proyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD, para que formule, en su caso, DIA.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 12 de mayo de 2017 permiso de acceso y, en fecha 3 de septiembre de 2019, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud de conexión a la red de transporte en la subestación Carmonita 400 kV para la PSF ÁUREA, de 150 MW.

Además, la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica que conectará el parque fotovoltaico con la subestación Carmonita 400 kV, propiedad de REE, no forma parte de este proyecto, sino que es conjunta con otras instalaciones, entre ellas, con la Planta Solar Fotovoltaica Gaetana.

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 ÁUREA SOLAR 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 ÁUREA SOLAR la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF ÁUREA y las líneas subterráneas a 30 kV, con las características definidas en el «*Proyecto de planta solar fotovoltaica de 150 MWp “ÁUREA”, paraje Morantes. T.M. La Roca de la Sierra (Badajoz)*», fechado en junio 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 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014³) con 428.550 módulos policristalinos de 350 y 355 Wp colocados sobre 4.762 soportes de seguidores a un eje y 37 inversores de 3.550 kW y 2 de 2.365 kW, así como contará con 37

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

centros de transformación de 3.500 kVA y dos de 2.400 kVA, ubicada en el término municipal de La Roca de la Sierra, en la provincia de Badajoz; la potencia máxima que se podrá evacuar (potencia nominal) será de 150 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 subestación transformadora Morantes 30/220 kV, fuera del alcance de este proyecto, en el término municipal de La Roca de la Sierra, en la provincia de Badajoz.

Por otra parte, la Propuesta indica que ÁUREA SOLAR deberá cumplir las condiciones aceptadas durante la tramitación, así como las que pudieran establecerse 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 ÁUREA estará formado por 428.550 módulos, de los cuales 427.050 módulos tendrán una potencia de 350 Wp y 1.500 módulos de 355 Wp, modelo CANADIANSOLAR MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-350P y MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-355P o similares, de silicio policristalino, cuya potencia de salida estará garantizada hasta 25 años, y con una eficiencia de un 18,00% y 18,26% respectivamente en condiciones estándar⁴.

⁴ 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.

Los módulos se instalarán en unas estructuras móviles con seguidor a un eje que soportarán como máximo un total de 90 módulos fotovoltaicos, que se dispondrán en dos filas de 45 módulos, configurando una distribución tipo 2x45 módulos. Estos sistemas de seguimiento se incorporan a los soportes con el fin de mejorar los rendimientos del sistema de captación. Mediante el seguimiento solar se consigue aumentar la cantidad de energía solar que se pone a disposición de los módulos permitiendo, por tanto, un aumento de la producción, lo que supone una mejora desde los puntos de vista medioambiental y económico, puesto que así los ingresos anuales compensan la mayor inversión inicial. Uno de los factores que influye decisivamente en su coste es el diseño para soportar vientos elevados.

Por ello, los módulos fotovoltaicos se acoplarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar este-oeste mediante un eje norte-sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol. Esta estructura será capaz, de forma motorizada y automática, de reorientar el plano de módulos fotovoltaicos para seguir el movimiento diario del sol, desde las primeras horas de la mañana hasta la última hora de la tarde. Estos seguidores permitirán una pendiente máxima del terreno en dirección norte a sur o viceversa del 17% y sus bases serán postes que se hincarán en el terreno.

La distribución de los seguidores se ha proyectado de forma que la distancia entre las filas de seguidores permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso.

El proyecto adjunta los cálculos realizados para establecer el número mínimo de módulos en serie, teniendo en cuenta que la tensión suministrada por cada módulo fotovoltaico disminuye respecto al aumento de la temperatura de las células. En todo caso, debe asegurarse que el número de módulos en serie a conectar proporcionará la tensión mínima de funcionamiento del inversor para trabajar a máximo rendimiento (913 V). Si no se alcanzara dicha tensión, no significaría la suspensión del funcionamiento del inversor, sino el aumento de las pérdidas, aunque seguirá produciendo en todo momento. Los cálculos realizados indican que el mínimo número de módulos en serie a conectar para garantizar el funcionamiento del inversor en su rango de máxima potencia a 1.000 W/m² y 70 °C de temperatura de la célula es de 28.

Para reducir pérdidas y costes en el cableado entre las cadenas de módulos fotovoltaicos y las estaciones de potencia se dispondrán Cajas de Conexión (CC) intermedias que llevarán a cabo la agrupación eléctrica de las cadenas serie de módulos fotovoltaicos (*strings*). Cada CC agrupará un máximo de 24 *strings* y estará diseñada para ser instalada a la intemperie, siendo de poliéster reforzado con fibra de vidrio, incorporando en ellas los dispositivos de mando y protección de las agrupaciones de módulos.

Por otra parte, se distribuirán 39 estaciones de potencia por toda la planta, compuestas de inversor y centro de transformación en media tensión y cuya misión será elevar la tensión de salida de los inversores para minimizar las

pérdidas, antes de enviar la energía generada por la instalación fotovoltaica a los centros de seccionamiento.

Los inversores, encargados de cambiar el voltaje de entrada de corriente continua proveniente del campo fotovoltaico a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna con la magnitud y frecuencia necesaria para conectar a los transformadores internos de las estaciones de transformación, serán trifásicos para conexión a red, completamente automáticos. Para el proyecto se han seleccionado inversores POWER ELECTRONICS o similares, de los modelos HEMK 645V FS2285K y HEMK 645V FS3430K, cuya eficiencia máxima es de un 98,50% en ambos casos.

En cuanto a la evacuación de la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos y los inversores, se realizará mediante circuitos en media tensión (MT) a 30 kV directamente enterrados que discurrirán por el interior del parque fotovoltaico. Se ha optado por escoger este nivel de tensión debido, por una parte, a su uso común en este tipo de instalaciones y, por otra, a que presenta menos pérdidas en la producción respecto a otras tensiones inferiores. Además, se ha optado por el soterramiento de las líneas en el interior del parque fotovoltaico, tanto por seguridad como por minimización del impacto ambiental que éstas producirían en caso de ser aéreas. Esta instalación subterránea de MT estará compuesta por trece circuitos que partirán desde las estaciones de potencia hasta los cuatro centros de seccionamiento ubicados en el interior de la planta fotovoltaica, que irán haciendo entrada y salida en cada una de las estaciones de potencia asociadas a cada circuito. También existirán cuatro circuitos de MT 30 kV (un circuito por cada centro de seccionamiento) destinado a la evacuación de energía de todo el parque hasta la subestación eléctrica “Morantes”, que no forma parte del ámbito del proyecto.

Los circuitos eléctricos de MT 30 kV que van uniendo las estaciones de potencia de la planta entre sí tendrán secciones comprendidas entre 240 mm² y 400 mm² en los conductores de los distintos tramos que forman el circuito, con el fin de minimizar las pérdidas en la producción.

Para calcular el rendimiento de la instalación se ha utilizado la herramienta de cálculo para instalaciones fotovoltaicas ‘PVSYST V6.70’. Se ha realizado la simulación de cuatro Unidades Básicas de Generación (UBG) que estarán formadas por los siguientes elementos:

- 124 seguidores, 372 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 350 W e inversor limitado a una potencia de salida máxima de 3,53 MW.
- 125 seguidores, 375 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 350 W e inversor limitado a una potencia de salida máxima de 3,53 MW.
- 76 seguidores, 228 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 350 W e inversor limitado a una potencia de salida máxima de 2,20 MW.

- 76 seguidores, 227 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de 350 W⁵ e inversor con una potencia de salida máxima de 2,19 MW.

La simulación realizada ha dado los siguientes resultados:

UBG	Seguidores	Módulos por seguidor	Strings	Total módulos	Pot. Nom. Módulos FV (W)	Pot. Nom. Total Módulos FV (W)	Potencia máx. salida inversor MW	Producc. Bruta MWh	Producc. Neta MWh
1	124	90	372	11.160	350	3.906.000	3,530	8.108	7.903
1	125	90	375	11.250	350	3.937.500	3,530	8.174	7.967
1	76	90	228	6.840	350	2.394.000	2,200	4.970	4.842
1	76	90	227	6.810	350*	2.383.500	2,190	4.948	4.820

Para trasladar los resultados de la simulación al total de la producción de la planta, se debe tener en cuenta que dicha planta contiene 39 UBGs, de las cuales 15 se corresponden a la configuración compuesta por módulos fotovoltaicos de 350 W, 124 seguidores e inversor limitado a 3,53 MW, 22 a una configuración compuesta por módulos fotovoltaicos de 350 W, 125 seguidores e inversor limitado a 3,53 MW, una compuesta por módulos fotovoltaicos de 350 W, 76 seguidores e inversor limitado a 2,20 MW, y una compuesta por una combinación de módulos fotovoltaicos de potencias 350 y 355 W, 76 seguidores e inversor con potencia máxima de salida de 2,19 MW, por lo que la producción total esperada de la planta sería:

UBG	Seguidores	Pot. Nominal (W) Módulos FV	Potencia máx. salida inversor MW	Prod. Bruta MWh	Prod. Neta MWh
15	124	350	3,530	121.620	118.545
22	125	350	3,530	179.828	175.274
1	76	350	2,200	4.970	4.842
1	76	350*	2,190	4.948	4.820
Total Producción estimada				311.366	303.481

Por tanto, la energía neta generada estimada en la instalación será de 303.481 MWh/año (2.023 horas de funcionamiento a plena carga), lo que permitirá reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 1.857.304 toneladas durante los 30 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 61.910 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta⁶.

⁵ Valores marcados con * en estas tablas: En el estudio de producción realizado mediante el empleo del software informático PVSyst, la UBG que alberga una combinación de módulos fotovoltaicos de distinta potencia (350 y 355 W) ha sido considerada como si todos sus módulos fuesen de potencia de 350 W.

⁶ 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.

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 sus modificaciones posteriores; 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 337/2010, de 19 de marzo, por el que se modifican el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención; el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23; y normativa europea que habrán de cumplir las instalaciones —Normativa Europea EN, la Normativa CENELEC⁷, las Normas UNE⁸ y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—.

Según se especifica en el Proyecto, los módulos fotovoltaicos deberán cumplir la norma UNE-EN 61.730 sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos y la norma UNE-EN 50.380 sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos, además de la norma UNE-EN 61.215 sobre módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre, cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que no puedan ser probados según las normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios antes de su inscripción definitiva en el registro correspondiente dependiente del órgano competente. Será necesario justificar la imposibilidad de ser probados, así como acreditar el cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la DGPEM, que resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

Los módulos fotovoltaicos llevarán 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. 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 IP65. Para

⁷ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

⁸ Una Norma Española.

que un módulo sea aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y su potencia de salida estará garantizada por el fabricante hasta 25 años.

Los seguidores serán distribuidos de forma que la distancia entre ellos permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso. Se cumplirán las siguientes recomendaciones:

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones establecidas en el Proyecto. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

En cuanto a los inversores, se utilizarán de dos potencias distintas —37 de 3.550 kW y 2 de 2.365 kW— y estarán limitados respecto a su potencia máxima de salida con el fin de no superar la potencia máxima de instalación a nivel de inversor (potencia nominal) de 135 MWn. La potencia del transformador asociado a cada estación de potencia dependerá del tipo de inversor asociado a dicha estación y será de 2.400 kVA para las estaciones de potencia que emplean inversores de 2.365 kW y de 3.550 kVA para las estaciones de potencia con inversores de 3.550 kW.

Los inversores deberán cumplir las normas UNE-EN 62093 'Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales', UNE-EN 61683 'Sistemas

fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento', e IEC 62116 'Procedimiento de prueba de las medidas de prevención de isla para inversores fotovoltaicos interactivos de servicios públicos', así como las directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando las siguientes protecciones:

- Protección para las personas (impidiendo las tensiones de contacto peligrosas) durante la instalación y el funcionamiento.
- Cortocircuitos en alterna: En caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en cortocircuito y, por tanto, se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: Si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- Frecuencia fuera de rango: En el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.
- Temperatura elevada: El inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

Cada inversor dispondrá, además, de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo, así como incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz C.A.
- Diagnóstico automático de los fallos e indicación a través de los LEDs.
- Información al usuario acerca de los estados de funcionamiento más importantes a través de los LEDs integrados.
- Cada inversor incorporará la opción de control remoto mediante la transmisión de los valores medios y de los estados de funcionamiento por medio de cables conectados a un PC.

La planta tendrá 39 estaciones de potencia, compuestas por inversor y centro de transformación en media tensión, que tendrán la misión de elevar la tensión de salida de los inversores para minimizar las pérdidas, antes de enviar la energía generada por la instalación fotovoltaica a los centros de seccionamiento. El fabricante debe garantizar el grado de protección IP que permita el correcto funcionamiento del equipamiento durante toda su vida útil,

así como las garantías de protección de las personas para cada uno de los componentes de la instalación durante ese tiempo.

Cada módulo de potencia incluye las siguientes protecciones:

a) Lado Entrada Corriente Continua:

- ⇒ Fusibles por cada circuito de entrada en ambos polos.
- ⇒ Descargador de sobretensiones atmosféricas DC tipo 1+ tipo 2.
- ⇒ Contactores DC para desconexión automática del campo fotovoltaico, por cada circuito de entrada en ambos polos.
- ⇒ Protección de aislamiento por fallos a tierra permanente.

b) Lado Salida Corriente Alterna:

- ⇒ Interruptor automático omnipolar de intensidad nominal 3.200 A y con intensidad de cortocircuito de 65 kA (en el cuadro de protecciones de corriente alterna).
- ⇒ Descargadores de sobretensiones atmosféricas AC tipo 1+ tipo 2.
- ⇒ Relé de protección diferencial con toroidal de sensibilidad hasta de 300 mA (en Cuadro General)
- ⇒ Desconexión y reconexión automática. El inversor estará equipado con un sistema de desconexión automática. Igualmente se producirá una desconexión inmediata cuando la tensión y frecuencia de la red no se encuentren dentro de los límites $(0,85 \times U_{\text{nominal}} \div 1,1 \times U_{\text{nominal}})$ y $(49 \div 51)$ Hz.
- ⇒ Separación galvánica: El inversor dispondrá de una separación galvánica (transformador) entre la red de la empresa distribuidora y la instalación fotovoltaica.
- ⇒ Desconexión independiente: Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán seccionadores-fusibles para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del resto del generador.

Estas últimas funciones de protección descritas para el inversor trifásico serán certificadas por el fabricante, asegurando que cumple con la normativa establecida sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Las líneas de media tensión de las estaciones de potencia se unirán entre sí a través de varios circuitos subterráneos que llegarán a los centros de seccionamiento ubicados en el interior de la planta, en los que se instalarán celdas de línea con interruptor para la protección de los circuitos en cabecera que permitan la recepción de los 13 circuitos (3 circuitos por cada centro de seccionamiento nº 1, 2 y 4, y 4 circuitos del centro de seccionamiento nº 3) provenientes de las estaciones de potencia de la planta. La tensión de salida de los centros de transformación será de 30 kV conectados entre sí mediante líneas directamente soterradas, para posteriormente continuar en la misma tensión, también en línea directamente soterrada, desde cada centro de seccionamiento hasta la Subestación Eléctrica 30/220 kV "Morantes". El poder de corte de la aparamenta será de 400 A eficaces en las funciones de línea y

de 25 kA en las funciones de protección por interruptor automático. El poder de cierre de todos los interruptores será igual a la intensidad dinámica. Todas las funciones (tanto las de línea como las de protección) incorporarán un seccionador de puesta a tierra de 63 kA cresta de poder de cierre.

Deberá existir una señalización positiva de la posición de los interruptores y seccionadores de puesta a tierra. El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

La unidad de generación (inversor/centro de transformación) estará provista de su instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la propia unidad. Esta instalación de puesta a tierra, complementada con los dispositivos de interrupción de corriente, deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto, contribuyendo a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en caso de contacto con las masas que puedan ponerse en tensión.

Las tierras interiores de las unidades de generación tendrán la misión de poner en continuidad eléctrica todos los elementos de la unidad que deban estar conectados con sus tierras exteriores. La tierra interior de protección se realizará con cable de 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo que conectará a tierra los elementos indicados en la ITC-RAT 13⁹, e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

El sistema empleado para la puesta a tierra del neutro del transformador de generación quedará a criterio del fabricante de la unidad de generación, pero tiene que cumplir con la reglamentación eléctrica española y tiene que ser compatible con el sistema de puesta a tierra diseñado en el proyecto. En caso de incompatibilidad deberá ser rediseñado uno u otro.

La conexión del tendido del circuito se hará de forma que a 30 cm del suelo se empotren dos cajas aislantes, en la que se instalen las bornas de comprobación para la tierra de neutro y las bornas de comprobación de la tierra de los herrajes, accesibles para que pueda comprobarse en todo momento la continuidad de los mismos.

Para controlar las diferentes variables de cada estación de potencia se instalará un controlador de potencia de la planta que regula y controla la energía generada.

El sistema empleado como red de puesta a tierra del parque es el IT para la generación en continua y el TT para los servicios auxiliares en alterna. Para el sistema IT, el neutro de los transformadores de cada unidad se encuentra aislado y todas las masas del campo solar puestas a tierra. En el caso del

⁹ ITC-RAT 13: Instalaciones de puesta a tierra.

sistema TT, el neutro de los transformadores de cada unidad está rígidamente puesto a tierra, en tierras de servicio independientes, y todas las masas y chasis conectadas a la puesta a tierra de protección, es decir, que tanto las estructuras con seguidor como los chasis de los cuadros metálicos del campo solar tienen que estar unidos en una sola tierra subterránea, mediante conductor de cobre electrolítico de 50 mm² desnudo.

Por otra parte, el sistema de seguridad propuesto para la planta fotovoltaica contempla los siguientes subsistemas:

- Videovigilancia perimetral.
- Detección de intrusión perimetral (incluido sistema de iluminación perimetral).
- Control de acceso a la instalación.
- Alimentación eléctrica al sistema.
- Sistema de gestión.

El sistema de televisión posibilitará la visualización, captura y grabación de las imágenes captadas por el conjunto de cámaras en el centro de control bajo un *stream* de vídeo ajustable a las necesidades de tráfico de la red. Este sistema está formado por cámaras IP de 2 Mpx con rotación de 360°, ubicadas en báculos distribuidos por el perímetro de la planta cada 300 metros, y optimiza la relación calidad de imagen/coste puesto que utiliza concentradores IP de red en los servidores de videovigilancia ubicados en el centro de control, a través de la red de comunicaciones multiservicio de la planta. Se instalarán analizadores de detección de intrusión perimetral, compuestos por cable sensor microfónico que, mediante analizadores, realizará el test del perímetro para supervisar si existe el corte, escalada o rotura de la valla.

El último eslabón del sistema de seguridad es un sistema de iluminación perimetral sectorizada con una luminaria cada 40 metros. Estas luminarias serán activadas en el sector concreto en el momento que el centro de control confirme una alarma, y tanto el sistema de detección como el de videovigilancia actuarán siguiendo las instrucciones del mismo.

El suministro eléctrico de los concentradores IP, los analizadores de detección y las luminarias se realizará mediante la alimentación en baja tensión desde las estaciones de potencia próximas a las cámaras, instalando el cableado de baja tensión enterrado por el perímetro del vallado.

El sistema de videovigilancia, detección perimetral y sistema de iluminación dispondrán de un sistema de respaldo en caso de que falle la alimentación de las EPS¹⁰ o en labores de mantenimiento consistente en:

- Módulo regulador-controlador.
- Batería con autonomía para cinco días (comunicación de nivel de batería con el SCADA¹¹ de la planta).

¹⁰ Sistema de Alimentación de Emergencia (SAE) o *Emergency Power System* (EPS).

El sistema de control de acceso a la instalación constará de los siguientes elementos:

- Un acceso de vehículos con barreras y mástil de 4 metros (2 unidades) con los elementos asociados correspondientes de controladores, lectores de proximidad, fotocélulas, postes, etc.
- SAI¹²
- Sistema de emisión de tarjetas de identificación.
- Sistema de control de accesos y presencia con torniquete doble bidireccional.
- Sistema de control para la caseta de entrada, con equipo de acceso al sistema de seguridad.

Se ejecutará una zanja perimetral en la que se tenderá un anillo de fibra óptica para la comunicación de las cámaras de videovigilancia y el sistema anti intrusión con el centro de control.

El centro de control albergará todos los equipos de comunicación y control. Las operaciones de monitorización, medición y control se realizarán desde dicho centro de control, que se ubicará en el interior de la planta, desde donde se monitorizarán datos tales como la producción eléctrica, el estado de cada inversor, los valores recogidos por los distintos dispositivos de medida de tensiones y corrientes a través del hardware y el software específico para la monitorización de plantas fotovoltaicas.

Todos los inversores y dispositivos monitorizados estarán comunicados entre sí por una red de fibra óptica cuyo diseño permite la operación de los distintos componentes de modo automático a través del sistema SCADA, o manualmente, en caso de avería de éste. Este sistema ejercerá la acción de control y supervisión.

Finalmente, 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

Con fecha 12 de mayo de 2017 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 Carmonita 400 kV, recibida el 27 de marzo de 2017, para un contingente de generación fotovoltaica de 650 MW nominales correspondientes a las centrales solares

¹¹ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Sistemas de control de la red de monitoreo, control y optimización de plantas industriales que permite controlar y supervisar procesos a distancia.

¹² Sistemas de alimentación ininterrumpida.

fotovoltaicas Carmonita I a V, Gaetana, Gala y ÁUREA, en la provincia de Badajoz, solicitud realizada por INGENIERÍA Y PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE, S.L. en su calidad de Interlocutor Único del Nudo (IUN¹³) para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión, que propone que la conexión a la red de transporte de la generación prevista se lleve a cabo en el nudo de la subestación planificada Carmonita 400 kV y se materialice a través de una nueva posición de transporte en dicha subestación (posición de línea de 400 kV que pertenecería a las instalaciones de conexión no transporte). REE recuerda que, si bien tanto la subestación Carmonita 400 kV como su ampliación para evacuación de generación renovable se encuentran incluidas en la planificación de la red de transporte 2015-2020, estas actuaciones sólo se consolidan tras la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del Contrato Técnico de Acceso (CTA).

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.12.1¹⁴, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁵ 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 vigente¹⁶, denominado horizonte 2020 (H2020). Con estas consideraciones, los estudios técnicos concluyen que la evacuación del contingente de generación solicitado (650 MW nominales de generación fotovoltaica) para el futuro nudo de Carmonita 400 kV resultaría técnicamente viable¹⁷, considerando el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (663 MW_{nom}) aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según RD 413/2014).

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

¹³ El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

¹⁴ Procedimiento de Operación 12.1. 'Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

¹⁵ 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):

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

¹⁶ 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).

¹⁷ 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.

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 futuro nudo de Carmonita 400 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales, 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.
- La capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, en función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, 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.

Asimismo, REE informa 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.12.2¹⁸, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Carmonita 400 kV, que actuará

¹⁸ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 3 de septiembre de 2019, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión coordinada a la red de transporte en la subestación Carmonita 400 kV para un contingente de generación renovable de 663 MW nominales correspondientes a las centrales solares fotovoltaicas Carmonita I a V, Gaetana, Gala, ÁUREA e Ieron, realizada por Absalón Solar, S.L. —en su calidad de IUN¹⁹ para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión—, 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 las instalaciones incluidas en el mismo, según lo establecido en el Artículo 53 de la Ley 24/2013. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación Carmonita 400 kV a través de una posición de transformador en dicha subestación, perteneciendo dicho transformador a las instalaciones de conexión no transporte (instalación de enlace con una configuración Tipo C según P.O.12.2) que compartirán los generadores renovables bajo la interlocución de Absalón Solar, S.L. que evacuasen en ese nudo de la red de transporte.

Según el ICCTC procede otorgar permiso de conexión para las instalaciones consideradas —entre las que se encuentra la PSF ÁUREA—, siempre que se ajuste a los requisitos que se afirma cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo (entre otras, que 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 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. A este respecto REE indica que los generadores incluidos en el escrito deberán proceder a formalizar una adenda al CTA firmado en su día, 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

¹⁹ Ha habido cambios de titularidad en las plantas solares Carmonita I a V y, en consonancia, del IUN del anterior escrito donde se otorgaba el acceso a la red de transporte a este.

a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Carmonita 400 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 de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas.

A la fecha de la redacción del presente informe no se ha recibido aún la Resolución de DIA de la mencionada Dirección General, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto de la PSF ÁUREA que se establecerán en la misma.

El EsIA presentado por el promotor, fechado en julio de 2019, analiza los posibles efectos de la implantación de tres instalaciones fotovoltaicas — “Gaetana 150 MW”, “Gala 100 MW” y “ÁUREA 150 MW”—, que evacuarán la energía producida a través de una línea eléctrica que conectará las subestaciones colectoras (SEC) de Morantes (ubicada entre ÁUREA y Gaetana) y La Muela (ubicada al sur de Gala) con la futura subestación transformadora (SET) de Carmonita, todas ellas infraestructuras dentro del mismo ámbito zonal y al amparo del mismo Grupo empresarial. El documento evalúa los efectos medioambientales que se derivarían de la construcción y explotación de estas instalaciones, ubicadas en los términos municipales de La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara, en la provincia de Badajoz, además de incorporar las medidas protectoras y correctoras adecuadas a las distintas fases de ejecución y explotación, y establece las actuaciones para la fase de desmantelamiento.

Las plantas fotovoltaicas Gaetana, Gala y Aurea, así como las subestaciones de Morante y La Muela, se encuentran en el término municipal de La Roca de la Sierra, que se sitúa en la comarca de Tierra de Mérida–Vegas Bajas, en el

norte de la provincia de Badajoz. La superficie donde se han proyectado las plantas solares fotovoltaicas tiene actualmente un uso del suelo que se corresponde en su mayoría con cultivos de secano (cereal) y pastos con arbolado disperso (encinas en el interior de las parcelas y eucaliptos en lindes), según el Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC 2016).

En concreto, la PSF ÁUREA se ubicará en término municipal de La Roca de la Sierra, situado sobre el antiguo itinerario de Mérida a Portugal, enclavada entre la Puebla de Obando, Villar del Rey y Badajoz, a 38 kilómetros por la carretera EX-100, ocupando una hondonada en un dominio de sierras, extendiéndose en un llano rodeado de sierrillas de escasa altitud, perteneciente a la comarca de Tierra de Mérida–Vegas Bajas y al Partido Judicial de Montijo. El clima es suave, generalmente cálido y templado, un clima mediterráneo²⁰, con más precipitaciones en invierno que en verano, y con una temperatura media anual en La Roca de la Sierra de 16,5 °C. En un año la precipitación media es 528 mm. El mes más caluroso es julio, con una temperatura media de 25,8 °C y en enero se da la temperatura la más baja, con un promedio de 8,3 °C.

La zona de implantación presenta unas condiciones de irradiación solar muy favorables, situándose el emplazamiento seleccionado en la zona de 5,1 kWh/m² día.

El emplazamiento escogido para la PSF ÁUREA es una zona de una orografía suave y fácil acceso desde los viales existentes. La zona en cuestión tiene actualmente un uso agrícola, es eminentemente llana en las zonas de implantación y con una muy buena orientación con respecto a la trayectoria solar. El terreno afectado es suelo rústico, no urbanizable, de titularidad privada. Las parcelas afectadas por la instalación de la planta solar tienen como uso labor secano, pastos y algunos árboles dispersos típicos de dehesa.

La altura media sobre el nivel del mar del perímetro de implantación es de 270 metros. La superficie afectada por la planta sobre la totalidad de las parcelas catastrales es de 394,17 hectáreas, constituyendo el 41,79% del total, donde se incluyen todos los elementos de la planta solar fotovoltaica, incluidos los cuatro centros de seccionamiento y el edificio de control.

En cuanto a la hidrología e hidrogeología, la zona de estudio del EsIA se localiza íntegramente en la demarcación hidrográfica del Río Guadiana, quedando localizada entre la subcuenca del Arroyo de Zamorilla al este y la del Río Guerrero al oeste. En particular, la PSF ÁUREA está atravesada por varios cauces públicos, concretamente existen dos arroyos que alimentan un embalse que queda en medio de las islas que la componen, el Arroyo de Valdeherrerros y el Regato de la Matona o de Los Chopos, de los cuales parten ramales que

²⁰ De acuerdo con la clasificación climática de Köppen, clasificación climática natural mundial que identifica cinco tipos de clima principales subdivididos en un total de treinta clases con una serie de letras que indican el comportamiento de las temperaturas y precipitaciones que caracterizan cada clima y con ello el tipo de vegetación existente en ellas.

se adentran en el vallado. Asimismo, al sur de planta se localiza el Arroyo de los Barreros, que penetra en una de las islas de sur a norte. Todos y cada uno de ellos han sido respetados en la implantación diseñada. También se identifica el Arroyo de las Porqueras al noroeste de la planta, estando a unos 50 metros de la zona más cercana. Ninguna de las estructuras o infraestructuras de la planta se situarán dentro de la zona delimitada por el Dominio Público Hidráulico ni en la zona inundable por la máxima avenida en un periodo de retorno de 100 años, según el estudio de inundabilidad realizado, atendiendo así a lo recogido y recomendado en el Reglamento del Dominio Público Hidráulico según Real Decreto 849/1986²¹ y modificaciones posteriores. No se afectan tampoco las laderas de mayor pendiente, limitando de esta forma el peligro de erosión y arrastres de material a los cauces, respetando en todo caso las limitaciones de la normativa sectorial y urbanística aplicable en cada caso. También se ha respetado la zona de flujo preferente de acuerdo con el artículo 9.2 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico²².

Por tanto, la implantación de la instalación se encuentra condicionada por la existencia de los mencionados Arroyos, encontrándose el perímetro de implantación dentro de la zona de policía, por lo que será necesaria la preceptiva autorización sectorial del organismo de cuenca. El flujo de agua de los cauces afectados por la planta no será interrumpido por ningún elemento de esta. En el vallado perimetral, en los casos de cruce con cauces, se instalará un cable sobre el dominio público hidráulico del que penden varillas de madera de pequeño diámetro y cubran la totalidad de la sección. Los cables estarán arriostrados a sendas pértigas situadas en las orillas del cauce. Además de los cruces de cauces con el vallado, tendrán lugar otros con las líneas subterráneas que forman parte de la instalación de la planta fotovoltaica, así como con los viales interiores y accesos mediante vados. Las canalizaciones subterráneas bajo cauce para el tendido de las líneas subterráneas de BT y MT, estarán formadas por un conjunto compuesto de dos arquetas registrables a ambos lados del cauce y la correspondiente canalización a través de tubos. Para el caso concreto de los cruces de cauces por viales se harán mediante vados ondulados de hormigón.

Respecto a la afección a carreteras, al norte de la PSF ÁUREA se encuentra la carretera EX-214 (de la A-66 a Alburquerque por la Roca de la Sierra) y se encuentra al oeste la EX-327 (de La Roca de la Sierra a Montijo), ambas de titularidad autonómica, estando el punto más cercano del vallado de las islas que componen la planta a una distancia superior a 1.200 y 2.300 metros de la EX-214 y la EX-327 respectivamente. La entrada a la planta se hará a través

²¹ Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.

²² Se entiende como tal aquella zona constituida por la unión de la zona o zonas donde se concentra preferentemente el flujo durante las avenidas, o vía de intenso desagüe, y de la zona donde, para la avenida de 100 años de periodo de retorno, se puedan producir graves daños sobre las personas y los bienes, quedando delimitado su límite exterior mediante la envolvente de ambas zonas.

de la EX-327, a través de un camino cuyo inicio se encuentra en el punto kilométrico 7+575.

Por otra parte, edafológicamente, la zona de implantación se ubica sobre suelos (según la FAO) de tipo Acrisol gléico (Ag), con alto contenido de arcillas en el suelo subsuperficial debido a procesos de migración por arrastre de este material. Según la Soil Taxonomy-USDA²³, los suelos donde se situará el proyecto son de tipo Alfisol e Inceptisol, siendo suelos formados a través del material parental.

En cuanto a la vegetación, la zona de estudio se corresponde con el Sector Mariánico-Monchiquense que se sitúa dentro del esquema biogeográfico. La serie que mayoritariamente estará ocupada se corresponde con la 24ca²⁴, identificada con formaciones vegetales de encina, cuya etapa de máximo desarrollo se vincula con bosques de encina donde se encuentran también especies como el peral silvestre o piruétano y alcornoques con un denso sotobosque. La vegetación actual y el uso del suelo viene determinada por las condiciones físicas de la zona de estudio y las modificaciones producidas por el ser humano sobre esas condiciones. En concreto, en la alternativa elegida según el EsIA, en la zona de estudio el 84,13% del terreno son tierras arables, un 11,07% pastizal y el resto está ocupado por cultivos de olivar y uso forestal.

Para la elaboración del inventario de fauna, el EsIA ha recurrido a los Atlas Nacionales de Especies y a la Base de datos del Inventario Español de Especies Terrestres (IEET) del MITERD. Asimismo, se ha complementado con un estudio de avifauna del entorno amplio de estudio, correspondiéndose con la envolvente de 5 kilómetros que engloba a las alternativas de ubicación y línea planteadas²⁵. Con los resultados obtenidos se afirma que hay presencia de avifauna de interés en la zona de influencia del proyecto, debido a que las áreas consideradas para establecer las plantas fotovoltaicas se encuentran próximas a la ZEC “Laguna temporal de Murtales”, y la línea eléctrica sobrevuela la ZEC “Corredor del Lácara”, espacios pertenecientes a la Red Natura 2000. Entre las especies de aves inventariadas destacan el milano real, el sisón y la cigüeña negra, catalogadas “*En Peligro*” según el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Extremadura (CREAEX), y el águila-azor perdicera, la ganga ibérica y la avutarda, catalogadas como “*Sensible a la Alteración de su Hábitat*” según el mencionado catálogo, entre otras. En particular, respecto a la PSF ÁUREA, no se considera que se den afecciones directas o indirectas sobre los espacios naturales, siendo el más cercano la Laguna Murtales (ZEC²⁶), complejo formado por cinco lagunas en el noroeste

²³ Clasificación de suelos en función de varios parámetros y propiedades que se desarrolla en niveles —Orden, Suborden, Gran Grupo, Subgrupo, Familia, y Serie— según el Ministerio de Agricultura de los Estados Unidos.

²⁴ Según el Mapa de Series de Vegetación de España del MITERD.

²⁵ Cabe recordar que el EsIA se ha elaborado conjuntamente para las tres plantas fotovoltaicas —Gala, ÁUREA y Gaetana— y su infraestructura de evacuación. El proyecto concreto de la PSF ÁUREA no incluye dicha línea de evacuación.

²⁶ Zona Especial de Conservación.

de la provincia de Badajoz, en los términos municipales de La Roca de la Sierra y Mérida.

Por otra parte, también se presentan mamíferos como la rata de agua o el nóctulo pequeño, anfibios como la salamandra común, sapillo pintojo ibérico y también el sapillo moteado ibérico. Por último, el pez que más destaca en la zona de estudio es el jarabugo, catalogado “*En Peligro de Extinción*” por el libro rojo²⁷, el CEEA²⁸ y el CREAEX. También se da la presencia de especies como la grulla común, el buitre negro y el buitre leonado, debido, sobre todo, a la presencia de un muladar en la zona del proyecto.

La zona de implantación y la línea eléctrica aérea de evacuación se ubican dentro de las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (IBA²⁹) 289 “Lácara-Morante” y 291 “Sierra de San Pedro”, según la Sociedad Española de la Ornitología (SEO).

Cabe indicar que el EsIA ha analizado una superficie de 100 km², superficie mucho más extensa a la definida en el entorno del proyecto, por lo que no todas las especies incluidas en el listado están presentes en la zona objeto de estudio, moviéndose según los diferentes hábitats y espacios que requieran, y variando su presencia y abundancia según la estación del año. De igual modo, el estudio de avifauna considera una superficie muy extensa, conformada por un total de 61.155,05 hectáreas, que se extienden por un mosaico de usos del suelo, hecho que, unido a la gran superficie considerada, otorga gran heterogeneidad a la biodiversidad del entorno.

En cuanto a las vías pecuarias, no existe ninguna afección al Dominio Público Pecuario de la Comunidad de Extremadura por parte de la PSF ÁUREA.

Respecto a los caminos rurales de naturaleza pública en el entorno de la planta solar, para la instalación de la misma se pretende desafeccionar parte de dos caminos del Catálogo Provisional de La Roca de la Sierra, mediante trazados alternativos³⁰: Camino nº70, camino sin nombre específico en el catálogo, Camino de la Cruz según mapa topográfico y parcela catastral 9006 del polígono 9 de La Roca de la Sierra (camino de Valdeherrereros), y para llevar a cabo la desafección de parte del trazado de este camino se propone un trazado que bordea el vallado de una de las islas que componen la planta por la zona oeste hasta enlazar con el camino de catálogo nº26 coincidente en parte con la parcela 9013 del polígono 10 del término municipal de La Roca de la Sierra; Camino nº50, Camino Morante a la Viña de la Matona, para el que se propondrá un trazado alternativo desde este propio camino bordeando la zona

²⁷ Lista Roja de Especies Amenazadas de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN).

²⁸ Comité Ético de Experimentación Animal.

²⁹ *Important Bird Areas* o Áreas Importantes para la Conservación de las Aves.

³⁰ La desafección de los caminos será objeto de un proyecto específico, no estando incluido en el presente.

oeste de la isla 1 de la planta; Camino catastral, parcela 9001 del polígono 9 de La Roca de la Sierra; Camino del Cortijo de Morantes al de la Muela y Valdeherrerros, cuyo trazado se desplazará al este del mismo, bordeando el vallado de la isla 2. Además existe un cruce con el nº70 de catálogo mencionado, cruce que se produce por una línea de media tensión y por el acceso que comunica las islas 1 y 4 (ambos paralelos).

Respecto a los elementos protegidos y yacimientos arqueológicos, La Roca de la Sierra, en Badajoz, se sitúa en una llanura entre sierras. En la zona se han hallado asentamientos que datan de la época prehistórica. Se conoce muy poco sobre la época romana y alto medieval en esta zona, no teniendo datos más claros hasta el siglo XIII, en el cual se funda el pueblo de La Roca de la Sierra, que por aquel entonces se conocía como la Villa de Manzanete. Dicha fundación se llevó a cabo en el contexto de la reconquista, en época de Alfonso IX de León, a causa de los problemas en los traslados de víveres entre las grandes llanuras que separaban Cáceres y Badajoz, por lo cual se crean algunos asentamientos entre ellos, eligiéndose esta zona para uno de los mismos por la fertilidad de la tierra, entre otras cosas. Los yacimientos catalogados más cercanos se encuentran a más de 1.000 metros de distancia de la zona de implantación —la Cueva del Moro, un dolmen del que aún se conserva su planta, está situada a unos 1.700 metros; la Cueva del Monje, un dolmen con corredor, situada a unos 1.100 metros; El Palacito, hallazgo aislado Romano, fragmentos de pizarra, ladrillos, tégulas con incisiones, algunos fragmentos de cerámica común sin tratamiento superficial, dispersión de restos junto al arroyo Lorianilla—. A priori no hay ningún tipo de yacimiento arqueológico registrado en la Carta Arqueológica que pudiera verse afectado por la implantación de la planta. De los yacimientos catalogados mencionados anteriormente, el más cercano es el de “El Palacito”, que está a una distancia mayor de 1.500 metros. En cuanto a la Arquitectura Vernácula de la Roca de la Sierra, los más cercanos son los denominados “Chozo” y “Pozo”, ubicados al oeste y al noroeste de la implantación y a más de 1.600 y 2.200 metros respectivamente.

Además, en la prospección arqueológica realizada se han detectado diversos elementos de cierta entidad. Para alguno de ellos se ha determinado protección, respetándolos y no implantando ningún elemento en ellos, como son un Pozo realizado con piedras de mampostería de cronología moderno-contemporánea y un Muro de Ladrillos macizos cogidos con mortero de cal.

Por otra parte, en la zona de implantación de la PSF ÁUREA existen algunas líneas de Media Tensión que han sido respetadas y tenidas en cuenta a la hora del diseño de la planta, dejándolas fuera del perímetro de la misma. Asimismo, se ha considerado en el diseño de la implantación de los seguidores de la planta la futura línea aérea 220 kV “Morantes – La Muela – Carmonita” (que no es objeto del presente proyecto).

Respecto al análisis y valoración de las incidencias paisajísticas, según la tipología paisajística de la Junta de Extremadura, la planta se encuentra en el Dominio Cuenca Sedimentarias y Vega, siendo su clasificación de paisaje

Rañas y Bordes Detríticos en su mayor parte y Campiñas de la Cuenca del Guadiana el resto. La valoración de las incidencias paisajísticas por parte del proyecto se ha realizado en base a los términos recogidos en el Convenio Europeo del Paisaje en los términos de definición de paisaje.

El EsIA del proyecto, mediante un estudio específico y más pormenorizado, determina la evaluación de la capacidad de acogida o capacidad de absorción visual, que es la aptitud que tiene el paisaje de absorber visualmente modificaciones o alteraciones sin detrimento de su calidad visual. Se observa que la PSF ÁUREA se ubica en terrenos cuya calidad total puede valorarse como baja, donde el factor condicionante está directamente relacionado con la cobertura vegetal existente, y que corresponde en gran parte a cultivos herbáceos de secano, así como a árboles aislados de dehesa, concluyendo que, paisajísticamente, se trata de un entorno de valor poco relevante y que la propia naturaleza de la instalación hace que su impacto sea limitado.

En relación con otras infraestructuras de energías renovables existentes en los alrededores de la zona de implantación de la instalación, donde se ubicarán varias instalaciones de energía renovable de la misma índole, por la distancia a ellas de la PSF ÁUREA no se prevén afecciones por efecto acumulativo ni interferencias entre ellos.

En cuanto a la población cercana a la planta, que se ubicará en la comarca de Tierra de Mérida-Vegas Bajas, situada aproximadamente en el centro de Extremadura, engloba dos entidades poco diferenciadas tanto geográfica como socialmente, que componen los dos partidos judiciales: Por un lado la Tierra de Mérida, que englobaría a Mérida, como cabeza de partido y capital de la comarca (además de sostener la capitalidad regional), y los pueblos de alrededor, entre los que cabe destacar por su población Calamonte y Arroyo de San Serván. Por otro lado, se sitúa Vegas Bajas, capitaneada por Montijo. En cualquier caso, les une un importante canal fluvial, el río Guadiana, que atraviesa la comarca de este a oeste, desde San Pedro de Mérida hasta Lobón, estableciendo el nudo económico de la región, principalmente agroalimentario, dándole unidad a los espacios que componen esta comarca a niveles geográficos, históricos, cultural, social y económico. Esta situación hace que en el entorno más cercano a la PSF ÁUREA no exista ningún núcleo de población, existiendo cortijos y casas rurales dispersas propios del entorno rural en el que se inscribe el emplazamiento. La edificación más cercana es la Casa de Coco, situada al norte de la futura planta, a más de 500 metros. Los núcleos de poblaciones más cercanos son La Nava de Santiago a más de 10 kilómetros y La Roca de la Sierra a unos 4 kilómetros, ambos medidos en línea recta.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF ÁUREA se ubicará en el término municipal de La Roca de la Sierra, entre la Puebla de Obando, Villar del Rey y Badajoz, a 38 kilómetros por la carretera EX-100, ocupando una hondonada en un dominio de sierras, extendiéndose en un llano rodeado de sierrillas de escasa altitud. Pertenece a la comarca de Tierra de Mérida–Vegas Bajas y al Partido Judicial de Montijo.

Limita con los municipios de Mérida al este y con Badajoz en toda su franja norte, oeste y sur. Los aeropuertos más cercanos se encuentran a 51 kilómetros (aeropuerto de Talavera la Real) y a 246 kilómetros (aeropuerto de Sevilla).

La Roca de la Sierra está situada a unos 31 km de Badajoz, a una altitud sobre el nivel del mar de 248 metros. Se sitúa en la comarca de Tierra de Mérida-Vegas Bajas, en el norte de la provincia, muy cerca de la provincia de Cáceres. Limita al oeste con la comarca de Tierra de Badajoz, al sur con Tierra de Barros y la Campiña Sur, al este con las comarcas de Vegas Altas y La Serena y al norte con los Llanos de Cáceres.

Los criterios en base a los cuales se ha elegido la ubicación son las buenas condiciones de irradiación solar, la facilidad de accesos hacia el emplazamiento, la orientación respecto al sol, la tipología del terreno y la suave orografía.

El emplazamiento escogido para la planta solar es una zona de una orografía suave y fácil acceso desde los viales existentes, por lo que se trata de un punto excelente para el aprovechamiento y explotación comercial de la energía solar a través de módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta, además, que la provincia de Badajoz en general y la zona de implantación de la planta en concreto, presenta unas condiciones de irradiación solar muy favorables, con valores muy altos de radiación solar, situándose el emplazamiento seleccionado en la zona de 5,1 kWh/m²día.

La parcela en cuestión tiene actualmente un uso agrícola, en las zonas de implantación es eminentemente llana y con una muy buena orientación con respecto a la trayectoria solar. El terreno afectado es suelo rústico no urbanizable de titularidad privada, con una altura media sobre el nivel del mar de 270 metros. La superficie afectada por la planta sobre la totalidad de las parcelas catastrales es de 394,17 hectáreas, constituyendo el 41,79% del total, donde se incluyen todos los elementos de la planta solar fotovoltaica, incluidos los cuatro centros de seccionamiento y el edificio de control.

Las cuatro líneas subterráneas de Media Tensión 30 kV de evacuación de la planta tienen una longitud de trazado total de 5.760 metros (415, 815, 1.915 y 2.615 metros) desde los tres centros de seccionamientos y el edificio de control internos de la planta hasta la Subestación Morantes.

Los tipos de afecciones para el proyecto, tanto en bienes de titularidad pública como bienes de titularidad privada, son los siguientes:

- Servidumbre de paso subterráneo: Comprende la ocupación del subsuelo por los cables conductores, a la profundidad y con las demás características que señale la legislación urbanística aplicable, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan. Esta servidumbre debe permitir su mantenimiento futuro y garantizar la no ejecución de obras o construcciones en esa zona que puedan afectar a las instalaciones de la línea objeto del proyecto.

- Ocupación permanente: Las instalaciones (plantas fotovoltaicas, subestaciones y apoyos) necesitarán la ocupación de bienes de carácter privativo para su instalación, montaje y funcionamiento durante toda su vida útil. En el caso de la PSF ÁUREA estos elementos son los apoyos en el tramo aéreo.
- Ocupaciones temporales por obras y elementos auxiliares: Conformada por la superficie de terreno cuya ocupación es necesaria para las instalaciones de obra, áreas de trabajo, áreas de acopios, logísticas, accesos, etc. durante la ejecución de los trabajos. Afectan a la parcela ocupada, pero únicamente por un período de tiempo, y nunca representan una transmisión de dominio.

Todas estas afecciones se concretarán en un anexo específico para la obtención de la Declaración de Utilidad Pública de todas las instalaciones descritas, llegado el caso.

El acceso a la planta se efectuará a través de carretera autonómica EX-327 (de La Roca de la Sierra a Montijo) a través de un camino siguiendo una dirección hacia el noreste y cuyo inicio se encuentra en el punto kilométrico 7+575, camino que pertenece al término municipal de Badajoz, que, tras unos 330 metros, conecta con el camino nº49 del catálogo de caminos provisional de La Roca de la Sierra (Camino de las Barreras) y que coincide con los catastrales correspondientes a las parcelas 9017 y 9004 de los polígonos 10 y 9 respectivamente, todo ello en dirección oeste-noreste y de una longitud de algo más de 2,5 kilómetros. Llegado a este punto se toma dirección hacia la izquierda en el camino de nueva construcción de acceso a la Subestación Morantes, con longitud aproximada de 970 metros, para finalmente llegar por otro, también de nueva construcción, al acceso principal de la planta rodeando dicha subestación en sus lados este y norte, tramo del camino con una longitud de algo más de 1,2 kilómetros.

Por otra parte, mencionar que en Extremadura la protección de instalaciones en terrenos forestales o su zona de influencia, está regulada mediante la Ley 5/2004, de 24 de junio, de prevención y lucha contra los incendios forestales, así como el Decreto 260/2014, de 2 de diciembre, por el que se regula la prevención. La PSF ÁUREA, como instalación de generación energética en ámbito forestal, según se establece en la sección 6ª del mencionado Decreto 260/2014, corresponde la realización y tramitación de una Memoria Técnica de Prevención como documento técnico de definición y diseño de las medidas específicas para la prevención de la propagación del fuego, donde se especificará la planificación y ejecución de las medidas de prevención de incendios forestales. Asimismo, por su propia configuración, la planta solar puede considerarse como un área cortafuegos, al integrar en su diseño y explotación elementos y medidas de mantenimiento de la vegetación que supondrán extensas zonas de discontinuidad del combustible, como son los caminos, viales, calles, losas de cimentación, etc. Adicionalmente a la zona libre de vegetación interior al vallado perimetral, se considerará una franja perimetral exterior de ocho metros de anchura donde se actuará anualmente sobre la vegetación herbácea, arbustiva y arbórea, según normativa y de acuerdo a lo definido en la preceptiva Memoria Técnica de Prevención.

Los terrenos donde se ubicará la instalación de la planta solar fotovoltaica son de titularidad privada. Al tratarse de instalaciones de interés social, se podrá plantear la declaración de utilidad pública, a efectos de expropiación forzosa y de imposición y ejercicio de servidumbres, según se establece en el artículo 56 de la Ley 24/2013.

Por otra parte, en el informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura, de fecha 1 de septiembre de 2020, se recoge la respuesta del ayuntamiento afectado, que manifiesta su conformidad al proyecto. La instalación que se pretende implantar se ha diseñado de acuerdo con el vigente Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) del término municipal de La Roca de la Sierra, aprobado definitivamente el 30 de julio de 2002 (DOE³¹ de 7 de diciembre de 2002), que sirve como instrumento legal para la ordenación y desarrollo de la estructura urbanística integral del término municipal, clasificando y calificando el suelo, definiendo el régimen jurídico en cada tipo de suelo y estableciendo la normativa de carácter general y particular sobre protección, aprovechamiento, uso del suelo, urbanización y edificación, así como la formulación de los instrumentos de gestión y desarrollo urbanístico. Las parcelas afectadas se sitúan en Suelo No Urbanizable (SNU), mayoritariamente en SNU Tipo III (Áreas de máxima Tolerancia), aunque abarca también SNU Tipo II (áreas de protección Ecológico-Ambiental) y SNU Tipo I (Área Especialmente Protegida). Según la modificación puntual del PGOU de fecha del 31 de julio de 2008, estaría permitido el uso de Suelo Tipo II al tratarse de Industria de producción de energías eléctricas a partir de energías renovables. Respecto al SNU Tipo I, corresponde a ríos, arroyos, balsas, etc., los cuales se han respetado en el diseño de la futura planta, tal y como se ha ido indicando. Según la Ley 16/2015, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad de Extremadura, el proyecto ha de ser sometido a Evaluación Ambiental Ordinaria, siendo uno de los requisitos previos la obtención de la Calificación Urbanística al estar catalogado el suelo como No Urbanizable.

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.

³¹ Diario Oficial de Extremadura.

4.4.1 Capacidad legal

ÁUREA SOLAR es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 20 de octubre de 2016, cuyo único socio fundador fue INGENIERÍA Y PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE, S.L.³², y regida por las disposiciones contenidas en la RDL 1/2012 y demás disposiciones aplicables, además de por lo previsto en sus propios Estatutos, cuyo artículo 2 establece que su objeto social es *«Llevar a cabo en cualquier parte del mundo todas y cada una de las siguientes actividades mercantiles: i. Constituye la actividad principal el diseño, promoción, cierre financiero, construcción, operación, mantenimiento y explotación de plantas de generación de energía renovables (principalmente solar), de sus componentes y equipos, sistemas de transmisión eléctrica e infraestructuras industriales. CNAE de la actividad principal: 3519.- Producción de energía eléctrica de otros tipos; ii. La realización de todas clases de actividades, obras y servicios propios o relacionados con el negocio de la producción, transformación y comercialización de energía eléctrica o derivados de la electricidad, sus aplicaciones, así como de las materias o energías primarias necesarias para su generación; iii. La consultoría y asesoramiento en materia de desarrollo y gestión de Proyectos de construcción, instalación y explotación de instalaciones de producción de energía de cualquier clase, bien sea a través de fuentes convencionales o renovables; iv. La ejecución y subcontratación del estudio, proyecto, promoción, compra, venta, explotación, modificación y construcción de aprovechamientos de instalaciones de producción de energía eléctrica, a través de fuentes renovables, incluyendo expresamente las plantas fotovoltaicas o térmicas, plantas de biomasa y producción de biocombustible, parques eólicos y, en general, cualquier instalación de producción de energía, así como la tramitación de solicitudes de concesión para los mismos, o de cualquiera expedientes administrativos tendentes a su implantación, ante los organismos estatales, autonómicos o municipales competentes en cada caso; v. La realización de servicios de asesoramiento, ingeniería, construcción y mantenimiento de infraestructuras eléctricas, mecánicas y de instrumentación para los sectores de energía, industria, transporte y servicios. Investigación y desarrollo de proyectos sobre ciencias naturales y técnicas relacionadas con la producción de energía y con la construcción de plantas de producción de la misma, con sus componentes y equipos; vi. La realización de estudios, proyectos, elaboración, implantación de sistemas de gestión ambiental: auditorías, planes estratégicos y de gestión., diagnósticos, realizaciones y servicios generales de ingeniería, consultoría, estudios de viabilidad, proyectos, elaboración e implantación de sistemas energéticos, ahorro y eficacia energética. Auditorías energéticas e incorporación de elementos de energías renovables y bioclimáticos en la edificación»*. Todas estas operaciones podrán ser realizadas directamente por la Sociedad o indirectamente mediante la titularidad de acciones o participaciones en sociedades de objeto similar o mediante cualquiera de las formas admitidas en derecho.

³² Sociedad de nacionalidad española constituida el 31 de enero de 2013, cuyo objeto social es *«la promoción, construcción, compraventa y explotación de plantas energéticas, especialmente las correspondientes a energías renovables de producción solar, termosolar, eólica, biomasa, bioetanol e hidráulica»*, así como la formación y enseñanza de estas actividades.

Según consta en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) de fecha 13 de marzo de 2020, como acto inscrito en el Registro Mercantil de Sevilla, se ha registrado un cambio de socio único de la sociedad ÁUREA SOLAR, que pasa a ser RETIVA INVESTMENTS, S.L.U. (en adelante RETIVA).

RETIVA es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 26 de septiembre de 2019, cuyo único socio único fundador fue AFIENS LEGAL, S.L.P.³³ y regida por el RDL 1/2010 y las disposiciones legales que le sean aplicables, además de por lo previsto en sus propios Estatutos, cuyo artículo 2 establece su objeto social, que abarca un abanico amplio de actividades, entre otras la de realizar estudios económicos, contables, de mercado, sociológicos, tecnológicos, de mercadotecnia, y sobre asuntos relacionados con el desarrollo de proyectos o sociedades empresariales, mercantiles e industriales, así como la promoción inmobiliaria, la construcción y oficios propios de la misma, las instalaciones eléctricas y de gas y los montajes eléctricos a cualquier nivel (alta, media y baja tensión). La Sociedad podrá desarrollar las actividades integrantes de su objeto social total o parcialmente, de modo indirecto, mediante la titularidad de acciones o de participaciones en sociedades con objeto idéntico o análogo.

Mediante escritura de fecha 31 de enero de 2020 se eleva a público el contrato de compraventa de participaciones de la sociedad RETIVA, según el cual su socio único, AFIENS LEGAL, S.L.P., vende y transfiere a FRV SOLAR HOLDINGS XXII, S.L.U. (en adelante FRV SOLAR HOLDINGS) la totalidad de las participaciones sociales de la sociedad RETIVA, en pleno dominio y en el concepto de libres de cargas y gravámenes.

Mediante escritura de fecha 28 de abril de 2020 se hacen públicos los acuerdos de fusión adoptados por los respectivos socios únicos de ÁUREA SOLAR (Sociedad Absorbente) y RETIVA (Sociedad Absorbida) en Junta General de Socios de fecha 18 de marzo de 2020 por los que se produce la fusión inversa por absorción de la sociedad titular directa del total de las participaciones sociales de ÁUREA SOLAR, conforme a lo dispuesto en el artículo 52.1 de la Ley 3/2009, de 3 de abril, sobre modificaciones estructurales de sociedades mercantiles, y que se equipara a la fusión por absorción de sociedad íntegramente participada prevista en el artículo 49 de la citada Ley. No existe procedimiento de canje de participaciones conforme a los artículos 31 y 49 de la mencionada Ley, ni se producirá aumento de capital en la Sociedad Absorbente. No obstante, se hace constar que a FRV SOLAR HOLDINGS, titular directo del capital social de RETIVA, se le adjudican en su totalidad las

³³ Sociedad Limitada Profesional (SLP) de nacionalidad española constituida según escritura de fecha 30 de noviembre de 2012 bajo la denominación "Advizze Soluciones Legales, S.L.P.", cambiada su denominación, trasladado su domicilio y modificados parcialmente sus estatutos en escritura de fecha 19 de febrero de 2013, declarada su unipersonalidad en escritura de fecha 22 de junio de 2018, y trasladado su domicilio según escritura de fecha 19 de noviembre de 2018 y cuyo objeto social es la prestación de servicios jurídicos de asesoramiento, representación y defensa propios de la abogacía, así como cualesquiera otras actividades relacionadas con el asesoramiento a empresas.

participaciones sociales de ÁUREA SOLAR. Las participaciones sociales de la Sociedad Absorbida quedan amortizadas.

En consecuencia, quedan fusionadas RETIVA como Sociedad Absorbida y ÁUREA SOLAR como Sociedad Absorbente, de forma que esta última adquiere todos los elementos patrimoniales integrantes del activo y del pasivo de la absorbida, quedando subrogada en cuantos derechos y obligaciones procedan de la Sociedad Absorbida. RETIVA queda disuelta y extinguida, sin necesidad de liquidación. A partir del 17 de febrero de 2020 las operaciones de la Sociedad Absorbida se entienden realizadas a efectos contables por la Sociedad Absorbente.

Asimismo, a efectos de lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley de Sociedades de Capital y en el artículo 203 del Reglamento del Registro Mercantil, se declara el cambio de socio único de la Sociedad Absorbente (ÁUREA SOLAR) que pasa a ser FRV SOLAR HOLDINGS.

FRV SOLAR HOLDINGS es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 31 de octubre de 2019, cuyo único socio fundador fue FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES, S.L., y regida por los preceptos del RDL 1/2010 y demás disposiciones vigentes que le sean aplicables, además de por lo previsto en sus propios Estatutos, cuyo artículo 2 establece que su objeto social es *«La gestión y administración, mediante la organización de los recursos humanos y materiales necesarios, de valores representativos de los fondos propios de sociedades y otras entidades, sean estas residentes o no en territorio español; la inversión en sociedades y otras entidades, sean estas residentes o no en territorio español, mediante la adquisición, suscripción, asunción, desembolso, tenencia, transmisión, enajenación, aportación o gravamen de valores o activos de carácter mobiliario incluyendo acciones, participaciones sociales, cuotas de participación en sociedades o comunidades de bienes, derechos de suscripción de sociedades, obligaciones canjeables o no, bonos comerciales, partes de fundador, bonos de disfrute, valores mobiliarios de renta fija o variable, admitidos o no a cotización en las Bolsas oficiales, títulos de Deuda Pública incluyendo bonos, letras y pagarés del Tesoro, letras de cambio y certificados de depósito, todo ello con plena sujeción a la legislación aplicable. Con código CNAE número 6420»*.

FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES, S.L. (en adelante FRV), antes denominada Fotowatio Renewable Ventures B.V., se constituyó con fecha 16 de febrero de 2012 al amparo del derecho neerlandés y se inscribió en el Registro Mercantil de las Cámaras de Comercio de los Países Bajos. Mediante la Escritura de Migración firmada con fecha 27 de diciembre de 2018, la Sociedad migró a España con efectos a partir del 2 de enero de 2019, quedando inscrita en el Registro Mercantil español. En el mismo acto, al amparo de la Ley de Sociedades de Capital vigente, adquirió la condición de sociedad unipersonal, siendo el Socio Único FRV Energy B.V. Según sus estatutos, el objeto de la Sociedad es *«la gestión y administración, organizando los recursos humanos y materiales necesarios, de valores que representen el capital de sociedades y otras entidades, residentes o no en territorio español, la*

inversión en sociedades y otras entidades, residentes o no en territorio español, mediante la adquisición, suscripción, asunción, desembolso, mantenimiento, transferencia, enajenación, contribución o afectación de títulos negociables o activos de naturaleza mueble, incluyendo acciones, participaciones, intereses en sociedades o propiedad comunitaria, derechos de suscripción de sociedades, obligaciones intercambiables o de otro tipo, bonos respaldados por papel comercial, acciones de fundador, emisión de bonos, títulos de renta fija o variable cotizados o no en mercados oficiales, títulos de deuda pública, incluyendo bonos, letras y pagarés del tesoro, letras de cambio y certificados de depósito, todo ello de conformidad con la legislación aplicable». La Sociedad es cabecera de un grupo de entidades dependientes —Grupo FRV— y, de acuerdo con la legislación vigente, está obligada a formular separadamente cuentas consolidadas.

El Grupo FRV cuenta con experiencia en el sector como promotor y desarrollador de proyectos de energía renovable desde que se creó en 2006, siendo en 2007 el primer desarrollador de proyectos de energía solar a gran escala en España.

En definitiva, ÁUREA SOLAR es una Sociedad constituida legalmente para operar en territorio español y desempeñar las actividades ligadas a la construcción y explotación de instalaciones fotovoltaicas, por 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, ÁUREA SOLAR es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF ÁUREA, y, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de su socio la que acredite su capacidad técnica. Dicho socio único, FRV SOLAR HOLDINGS, es una sociedad que se encuentra participada en un 100% por FRV, sociedad cabecera del Grupo FRV. Por tanto, será la

experiencia tanto de su socio como del grupo empresarial al que pertenece la que acredite, en este caso, su capacidad técnica.

El Grupo FRV proporciona soluciones integrales de energía limpia y renovable en varios países. El modelo de negocio de FRV se centra en la gestión integrada y en la venta de plantas de energía solar, eólica y baterías, que abarca el desarrollo, la construcción, la financiación, la operación, el mantenimiento y, cuando procede, la venta de plantas solares y eólicas y de baterías. FRV lleva a cabo sus actividades comerciales en los diferentes mercados en los que está presente: Australia, Asia, Oriente Medio, Europa, América del Sur y América Central.

En Australia, FRV ha explorado las diferentes regiones del país y ha establecido una oficina en Sidney para desarrollar proyectos renovables. Durante 2019 ha comenzado la operación de la planta solar Lilyvale, un proyecto de 126 MW en la región de Queensland (Australia). En 2018 FRV adquirió un proyecto en desarrollo de 89 MW, la planta solar Goonumbla. En octubre de 2018 firmó un contrato de precio de la energía a largo plazo con una entidad pública local con el fin de vender parte de la producción de la planta solar en la región de Nueva Gales del Sur (Australia), proyecto que alcanzó el cierre financiero en agosto de 2019, recibiendo la primera disposición de la deuda y comenzando con la construcción de la planta solar. Asimismo, en agosto de 2018, FRV firmó un contrato de precio de la energía a largo plazo con una entidad pública local con el fin de vender la energía producida de una planta solar de 99 MW (planta solar Winton) en la región de Victoria (Australia), proyecto que en febrero de 2020 logró el cierre financiero, comenzando con la construcción de la planta solar que se espera entre en operación en 2021. Por otra parte, FRV sigue proporcionando servicios de gestión de activos, operación y mantenimiento de la planta solar Moree, un proyecto de 70 MW en la región de Nueva Gales del Sur (Australia), planta que entró en funcionamiento en marzo de 2016. Además FRV sigue proporcionando servicios de gestión de construcción de la planta solar Ciare, un proyecto de 128 MW en la región de Queensland (Australia), proyecto que vendió a un tercero en mayo de 2017, momento desde el que proporcionó al comprador servicios de la gestión de construcción de la planta, al igual que sigue proporcionando servicios de gestión de activos de la planta solar Royalla, un proyecto de 24 MW en la región de Camberra (Australia) que comenzó a operar en agosto de 2014 y que FRV vendió en enero de 2016, momento a partir del cual proporcionó al comprador servicios de gestión de activos de la planta.

En Asia, FRV ha explorado los diferentes países de la región, estableciendo oficinas en Seúl y Nueva Delhi para desarrollar proyectos renovables. Sigue operando en las plantas solares Andhra Pradesh I y Andhra Pradesh II, de 70 y 68 MW, respectivamente. La planta solar Andhra Pradesh I comenzó a operar en julio de 2018, mientras que la planta solar Andhra Pradesh II lo hizo en octubre de 2018. Durante 2019, FRV aprobó la venta de estas plantas.

FRV también ha explorado los diferentes países de la zona de Oriente Medio y ha establecido una oficina en Dubai para desarrollar proyectos solares. En abril

de 2019 comenzó la explotación de la planta solar Jordan III, un proyecto de 66 MW en Jordania. Asimismo, sigue operando las plantas solares Jordan I y Jordan II, de 66 MW cada una, que comenzaron a operar en septiembre de 2018. Además, en julio de 2018 se adjudicó a FRV el desarrollo y construcción de un proyecto de 62 MW en Armenia (planta solar Masrik). Se espera que la planta comience a operar en 2021.

En Europa, FRV ha explorado los diferentes países de la región e instalado la sede central en Madrid para desarrollar proyectos solares, eólicos y de baterías. En noviembre de 2018 FRV cerró con instituciones financieras terceras la financiación del proyecto La Solanilla, un proyecto de 50 MW en Extremadura, planta que ya está operativa. También en 2018 FRV adquirió el 55% de un proyecto de sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) de 7 MW en desarrollo en el Reino Unido, el proyecto Holes Bay. En diciembre de 2019 FRV comenzó su construcción.

FRV también ha explorado los diferentes países de la región de América del Sur y ha establecido oficinas en Montevideo y Santiago de Chile para desarrollar proyectos solares, eólicos y de baterías. FRV sigue proporcionando servicios de gestión de activos, operación y mantenimiento de la planta solar Jacinta, un proyecto de 65 MW en la región de Salto (Uruguay), planta que comenzó a operar en septiembre de 2016 y se vendió en febrero de 2017, momento desde el cual FRV proporcionó al comprador servicios de gestión de activos, operación y mantenimiento de la planta. También FRV sigue proporcionando servicios de gestión de activos de la planta eólica Campo Palomas, un proyecto de 70 MW en la misma región de Salto. Además, en octubre de 2017 se adjudicó a FRV el desarrollo y construcción de un proyecto híbrido eólico-solar de 300 MW en Chile (proyecto Punta Colorada-San Rarínco); se espera que este proyecto entre en operación en 2022.

México y el resto de América Central también es una zona de operación de FRV, habiendo establecido una oficina en Ciudad de México para desarrollar proyectos solares, eólicos y de baterías. En mayo de 2019, FRV ha comenzado la operación de la planta solar San Luis de Potosí, un proyecto de 342 MW. En noviembre de 2018, el Consejo de FRV aprobó el desarrollo y construcción de un proyecto de 296 MW (planta solar Potrero), proyecto que en mayo de 2019 alcanzó el cierre financiero, con lo que recibió la primera disposición de la deuda y se comenzó a construir la planta solar.

Algunos de estos proyectos desarrollados por el Grupo, según datos incluidos en su página web, se resumen en la siguiente tabla:

Proyecto	Capacidad instalada (MWp)	Tipo de instalación	Ubicación	Estado proyecto (fecha de operación)	Propiedad	Rol de FRV
Potosí Solar	342	Fotovoltaica	San Luis de Potosí / México	En operación (2019)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción

Proyecto	Capacidad instalada (MWP)	Tipo de instalación	Ubicación	Estado proyecto (fecha de operación)	Propiedad	Rol de FRV
Potrero	296	Fotovoltaica	Jalisco / México	En desarrollo (2020)	FRV	Desarrollo
P.E. Rarincó	198	Eólica	Chile	En desarrollo (2023)	FRV	Desarrollo
Andhra Pradesh	138	Fotovoltaica	Andhra Pradesh / India	En operación (2017)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Lilyvale	125	Fotovoltaica	Queensland / Australia	En operación (2019)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Clare	125	Fotovoltaica	Clare, Queensland / Australia	En operación (2017)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción
Chaff Mill	115	Fotovoltaica	Mintaro / Australia	En desarrollo (2021)	FRV	Desarrollo
Winton	106	Fotovoltaica	Victoria / Australia	En desarrollo	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Goonumbra	83,7	Fotovoltaica	Nueva Gales del Sur / Australia	En desarrollo	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Solar Punta Colorada	80	Fotovoltaica	Chile	En desarrollo (2023)	FRV	Desarrollo
Moree Solar Farm	70	Fotovoltaica	Moree, Nueva Gales del Sur / Australia	En operación (2016)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Al Safawi	66,69	Fotovoltaica	Al Safawi / Jordania	En operación (2018)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
La Jacinta	65	Fotovoltaica	Salto, Departamento de Salto / Uruguay	En operación (2015)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción O&M
Mafraq I	65	Fotovoltaica	Mafraq / Jordania	En operación (2017)	FRV	Desarrollo
Mafraq II	65	Fotovoltaica	Mafraq / Jordania	En operación (2018)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Masrik	62	Fotovoltaica	Gegharkunik / Armenia	En desarrollo (2020)	FRV	Desarrollo Financiación
Extremadura Solar	57,5	Fotovoltaica	Extremadura / España	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
La Solanilla	50	Fotovoltaica	Trujillo, Extremadura / España	En operación (2019)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Austin Solar	35	Fotovoltaica	Weberville, Texas / EE.UU.	En operación (2011)	Tercero	Desarrollo Venta
Serrezuela Solar	32,5	Fotovoltaica	Andalucía / España	En operación (2007)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Giga	29,3	Fotovoltaica	Ginosa, Puglia / Italia	En operación (2011)	Tercero	Desarrollo Venta
Royalla Solar Farm (ACT)	24	Fotovoltaica	Royalla, Australian Capital Territory / Australia	En operación (2015)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción O&M
FRV Tucson Solar	20	Fotovoltaica	Marana, AZ / EE.UU.	En operación (2011)	Tercero	Desarrollo Venta
Nellis Air Force Base	13,97	Fotovoltaica	Las Vegas, Nevada / EE.UU.	En operación (2007)	Tercero	Desarrollo Venta
Guiglia-Anagni	12,9	Fotovoltaica	Guiglia, Emilia-Romagna / Italia	En operación (2011)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta

Proyecto	Capacidad instalada (MWP)	Tipo de instalación	Ubicación	Estado proyecto (fecha de operación)	Propiedad	Rol de FRV
Olmedilla	11,52	Fotovoltaica	Olmedilla de Alarcón, Cuenca / España	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Valdelaguna	10,93	Fotovoltaica	Rioja, Almería / España	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Holes Bay	7,5	Proyectos de almacenamiento energético	Holes Bay, Dorset / Reino Unido	En operación (2020)	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Casas Coloradas	7	Fotovoltaica	Los Martinez del Puerto "Casas Coloradas", Murcia / España	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Blanca	6,96	Fotovoltaica	Blanca, Murcia / España	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Alhama	6,34	Fotovoltaica	Alhama de Murcia, Murcia / España	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
La Olmeda	6	Fotovoltaica	San Vicente del Palacio, Valladolid / España	En operación (2011)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta EPC
Macys Stores	5,71	Fotovoltaica	San José, California / EE.UU.	En operación (2007)	Tercero	Desarrollo Venta
Colorado State University	5,3	Fotovoltaica	Fort Collins, Colorado / EE.UU.	En operación (2011)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Ibi-Onil	2,63	Fotovoltaica	Onil, Alicante / España	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Denver International Airport	2	Fotovoltaica	Denver, Colorado / EE.UU.	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Venta
Bolthouse Farms	1,85	Fotovoltaica	Palmdale, California / EE.UU.	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Venta
Belmar Complex	1,75	Fotovoltaica	Lakewood, Colorado / EE.UU.	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Venta
East LA Community College	1,19	Fotovoltaica	Los Angeles, California / EE.UU.	En operación (2008)	Tercero	Desarrollo Venta
California State University	1,17	Fotovoltaica	Fresno, California / EE.UU.	En operación (2007)	Tercero	Desarrollo Venta
Ruffano	1	Fotovoltaica	Ruffano, Puglia / Italia	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Maruggio	1	Fotovoltaica	Maruggio, Puglia / Italia	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Galatone I	1	Fotovoltaica	Galatone, Puglia / Italia	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Galatone II	1	Fotovoltaica	Galatone, Puglia / Italia	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta
Follerato I	1	Fotovoltaica	Ginosa, Puglia / Italia	En operación (2010)	Tercero	Desarrollo Financiación Construcción Venta

Por tanto, la capacidad técnica de la empresa promotora de la instalación, ÁUREA SOLAR, 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 a su segunda 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 la solicitud de la autorización administrativa previa, con declaración en concreto, de utilidad pública, la autorización administrativa de construcción y el EsIA del proyecto de ejecución de la PSF ÁUREA y sus infraestructuras de evacuación, publicado en el BOE de 20 de noviembre de 2019, y verificado en el Proyecto presentado en marzo de 2019³⁴, el presupuesto estimado para la ejecución del Proyecto asciende a 96.591.931,56 euros (sin IVA). 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 y las líneas de evacuación a 30 kV, así como los gastos de seguridad y salud y de gestión de residuos, además de considerar un 13% de gastos generales y un 6% de beneficio industrial. El presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del proyecto de la forma siguiente:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

ÁUREA SOLAR, sociedad promotora del Proyecto PSF ÁUREA, fue constituida como sociedad española de responsabilidad limitada con un capital social de 3.000 euros, dividido en 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, íntegramente suscritas y desembolsadas por su socio único fundador, INGENIERÍA Y PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE, S.L.

Las Cuentas Anuales Abreviadas del promotor del proyecto, ÁUREA SOLAR, correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, depositadas en el Registro Mercantil de Sevilla, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de ÁUREA SOLAR, se comprueba que, si atendemos exclusivamente a la cifra contable de patrimonio neto, cuenta con un patrimonio neto equilibrado puesto que, al cierre de 2019, el socio único ha reconvertido el préstamo participativo que ostentaba frente a la sociedad en aportación de socios por un importe de 101.283,78 euros. En 2017 ÁUREA SOLAR suscribió con su socio único un préstamo participativo, con límite de 100.000 euros y vencimiento el 30 de diciembre de 2025, ampliado en fecha 1 de diciembre de 2019 en 50.000 euros, del que ha dispuesto a fecha 31 de diciembre de 101.283,78 euros. El préstamo devenga

³⁴ Visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla el 30 de mayo de 2019.

un interés anual del 1,5% sobre el importe de la totalidad en caso beneficios después de impuestos. Tal y como se ha indicado, a fecha 31 de diciembre de 2019 el socio único, mediante acuerdo de Junta General, reconvirtió el préstamo participativo en aportación de fondos propios por el mismo importe.

Por tanto, aunque ni siquiera la situación de la sociedad ÁUREA SOLAR al cierre de 2018 era de desequilibrio entre capital social y patrimonio neto, por lo que no se encontraría afectada por lo dispuesto en el artículo 363.1.e) de la Ley de Sociedades de Capital —disolución de la sociedad si el patrimonio neto es inferior a la mitad del capital social—, ha realizado los movimientos necesarios en su patrimonio neto para evitar incurrir en causa de disolución, disponiendo primero de un préstamo participativo, gracias al cual 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, que establece que «d) *Los préstamos participativos se considerarán patrimonio neto a los efectos de reducción de capital y liquidación de sociedades previstas en la legislación mercantil*» y, posteriormente, reconvirtiendo dicho préstamo participativo en aportaciones de socios.

Como se ha indicado anteriormente, según consta en el BORME de fecha 13 de marzo de 2020, se ha registrado en el Registro Mercantil de Sevilla un cambio de socio único de la sociedad ÁUREA SOLAR, que pasa a ser RETIVA, como consecuencia de la adquisición por parte de esta sociedad de las participaciones sociales (3.000) representativas del 100% del capital social de ÁUREA SOLAR. Posteriormente, mediante escritura de fecha 28 de abril de 2020 se ha producido una fusión inversa por absorción de la sociedad titular directa del total de las participaciones sociales de ÁUREA SOLAR (que será la Sociedad Absorbente) respecto a RETIVA, que será la Sociedad Absorbida, de forma que a FRV SOLAR HOLDINGS, titular directo del capital social de RETIVA, se le adjudican en su totalidad las participaciones sociales de ÁUREA SOLAR. No se produjo canje de participaciones ni aumento de capital en ÁUREA SOLAR, quedando amortizadas las participaciones sociales de la Sociedad Absorbida.

Por tanto, FRV SOLAR HOLDINGS es el socio único de ÁUREA SOLAR, cuyas Cuentas Anuales Abreviadas correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, aprobadas por sus administradoras el 31 de marzo de 2020 y aprobadas por su socio único con fecha 19 de mayo de 2020, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas de FRV SOLAR HOLDINGS 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, como consecuencia de los resultados negativos obtenidos por la sociedad en sus primeros meses de actividad. Por tanto, atendiendo a lo que indica el apartado relativo a su patrimonio neto, la Sociedad se encontraría incurso en causa de disolución, según lo dispuesto en el mencionado 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.

Para solucionar esta situación, en la Memoria Abreviada de FRV SOLAR HOLDINGS se informa que su socio único ha aprobado, con fechas 31 de enero, 4 de febrero y 14 de febrero de 2020, tres ampliaciones de capital por un importe total de 2.505.000 euros, que llevan aparejada una prima de emisión total de 51.454.177 euros, importes que se encuentran totalmente desembolsados en la fecha de formulación de las Cuentas Anuales.

La Sociedad fue constituida el 31 de octubre de 2019 mediante la suscripción y desembolso de 3.000 participaciones sociales de un euro de valor nominal cada una de ellas, asumidas e íntegramente desembolsadas por FRV, y es el Capital Social de FRV SOLAR HOLDINGS al cierre del ejercicio 2019.

Con fecha 31 de enero de 2020 FRV SOLAR HOLDINGS ha adquirido el 100% de las participaciones sociales de las empresas recién constituidas Rintia Investments, S.L., Rigary Investments, S.L., Mallea Investments, S.L., Burina Investments, S.L., Retiva Investments, S.L., ABIGORI, Jesonce ITG, S.L., Fravichado ITG, S.L. y Magatama ITG, S.L. Con fecha 17 de febrero de 2020, FRV SOLAR HOLDINGS, a través de estas sociedades ha comprado a INGENIERÍA Y PLANIFICACIÓN SOSTENIBLE, S.L. el 100% de las participaciones sociales de Gala Sostenible, S.L., Crescente Solar, S.L.U., ÁUREA SOLAR, Arconte Solar, S.L.U., Aquila Solar, S.L.U., Absalón Solar, S.L.U., Gaetana Solar, S.L.U., Fara Solar, S.L.U. e Ieron Solar, S.L.U., entidades que componen una cartera de proyectos de 663 MW en la región de Extremadura, que se espera alcancen el cierre financiero durante el ejercicio 2021 y entren en operación en los ejercicios 2021-2022. Para financiar esta operación de compra y solucionar la situación de desequilibrio patrimonial de la Sociedad al cierre del ejercicio 2019, el socio único aprobó las tres ampliaciones de capital indicadas anteriormente.

En la Memoria Abreviada de FRV SOLAR HOLDINGS se manifiesta, además, la incertidumbre respecto a las operaciones del Grupo debido a la aparición del coronavirus COVID-19 y su expansión por todo el mundo, teniendo en cuenta la complejidad de los mercados a causa de su globalización y según sea la evolución de la pandemia en los próximos meses, así como la reacción y adaptación de los agentes económicos. Los Administradores de la Sociedad y los Administradores y la Dirección del Grupo a que pertenece han realizado una evaluación preliminar de la situación patrimonial conforme a la mejor

información disponible, sin que se haya detectado ningún impacto significativo en el desarrollo de sus operaciones. El Grupo ha establecido grupos de trabajo y procedimientos específicos para monitorizar y gestionar la evolución de la pandemia y minimizar los eventuales impactos tanto financieros como no financieros que pudieran tener en sus operaciones.

Por tanto, en la actualidad, tal y como ya se ha indicado, ÁUREA SOLAR cuenta con un socio único, FRV SOLAR HOLDINGS, Sociedad participada en un 100% por FRV, sociedad cabecera del Grupo FRV. Por ello, también se analizará la capacidad económico-financiera de ÁUREA SOLAR en función de los resultados del Grupo FRV al que, finalmente, pertenece. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo FRV correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, según Informe de Auditoría de fecha 17 de marzo de 2020, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Consolidadas se verifica que, a 31 de diciembre de 2019, el Grupo FRV cuenta con un patrimonio neto equilibrado. En julio de 2019, FRV volvió a adquirir el 100% de las acciones del Grupo Lilyvale, dueño de la planta solar de Lilyvale, transacción que se llevó a cabo bajo un control común debido a que FRV y Enersol I B.V (anterior socio único de Lilyvale) pertenecen al mismo accionista. El 20 de diciembre de 2019, FRV Energy B.V, el accionista único de FRV, aprobó un aumento de capital para contribuir en la cuenta por cobrar para la readquisición de la mencionada planta solar Lilyvale. Dicha contribución no dineraria fue suscrita como un aumento de capital social de 918.000 euros mediante la creación de 918.000 acciones, con un valor nominal de 1 euro cada una de ellas y un incremento en la prima de emisión de 48.171 miles de euros. Este aumento de capital fue suscrito íntegramente por el socio único de FRV, FRV Energy, B.V.

El 23 de diciembre de 2019, FRV adquirió el 100% de las acciones del grupo Enersol perteneciente al mismo accionista único que FRV. En la misma fecha, el accionista único de FRV, FRV Energy B.V, aprobó un aumento de capital a través de la aportación en la inversión en Enersol 1 B.V, la empresa dominante del grupo Enersol. La contribución no dineraria fue suscrita como un incremento en el capital social por importe de 10.000 euros, con la creación de 10.000 acciones, con un valor nominal de 1 euro cada una de ellas y un incremento en la prima de emisión total de 612.000 euros. El aumento de capital fue suscrito íntegramente por el socio único de FRV, FRV Energy, B.V.

Por lo tanto, al final de 2019 el capital social de la sociedad es de 1.010.000 euros, compuesto por 1.010.000 acciones indivisibles y acumulativas con un valor nominal de 1 euro cada una, totalmente suscritas y desembolsadas.

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo FRV del ejercicio 2019 han sido formuladas por los Administradores, en reunión de su Consejo de Administración celebrado el día 17 de marzo de 2020. Durante el ejercicio

2018, la Sociedad no formuló cuentas anuales consolidadas por estar dispensa de esta obligación ya que, de acuerdo con la normativa vigente, existe la obligatoriedad cuando el domicilio social de la sociedad dominante es español y esta circunstancia no ocurrió en todo el ejercicio 2018. La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense (USD). La obligación de presentar las cuentas anuales en euros (EUR) exige que se reconozca el efecto de la conversión de la moneda funcional. Para ello, la norma dispone que las diferencias de conversión se contabilicen directamente en el patrimonio neto.

Por lo tanto, la Sociedad solicitante, ÁUREA SOLAR, 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 ÁUREA SOLAR, tanto por la propia situación patrimonial de la sociedad como por la de su socio único y su pertenencia al Grupo FRV.

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 ÁUREA SOLAR, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica ÁUREA, de 150 MW de potencia instalada, y las líneas subterráneas a 30 kV, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto³⁵

1. Características generales

El objeto del Proyecto es la ejecución de una planta solar fotovoltaica de 150 MWp denominada “ÁUREA”, conectada a la futura subestación Morantes 220 kV —subestación que no forma parte del presente proyecto—, accesos y demás elementos integrantes de la instalación, ubicada en el Paraje “Morantes” sito en el término municipal de La Roca de la Sierra (Badajoz).

El sistema fotovoltaico transformará la energía procedente de la luz solar en energía eléctrica de corriente continua a través de la utilización de módulos fotovoltaicos y, mediante el empleo de inversores, se convertirá en corriente alterna en baja tensión a 645 V para, posteriormente, elevar la tensión en una primera etapa de transformación a 30 kV, cuya energía recogerán los cables de corriente alterna de media tensión (*feeders*) para evacuar la energía eléctrica hacia cuatro centros de seccionamiento internos en la planta, desde los que se tenderán cuatro líneas subterráneas de 30 kV (una por cada centro de seccionamiento), que se conectarán con la Subestación a 30/220 kV denominada “Morantes”. Finalmente, mediante una línea aérea de simple circuito, se transportará la energía generada por el parque a una tensión de 220 kV hasta la Subestación 220/400 kV “Carmonita”, donde se eleva la tensión a 400 kV para finalmente entregar la energía en dicho nivel de tensión en la Subestación Carmonita, propiedad de REE. En el trayecto de la línea aérea de Alta Tensión (LAAT) de 220 kV que conecta la SE “Morantes” con la SE “Carmonita”, se hará una entrada/salida en doble circuito en la SE “La Muela”, con el objetivo de transportar la energía de ambas subestaciones eléctricas por la misma LAAT 220 kV hasta la SE 220/400 kV “Carmonita”. Ninguna de las subestaciones indicadas ni la interconexión entre ellas forman parte del presente proyecto.

Los componentes principales del sistema serán:

- Instalación de 428.550 módulos, de los cuales 427.050 módulos tendrán una potencia de 350 Wp y 1.500 módulos de 355 Wp, encargados de convertir la luz solar en electricidad.
- Estructuras soporte de los módulos con seguidor instaladas con el eje de giro en dirección norte-sur con movimiento de giro en dirección este-oeste. En cada estructura con seguidor se instalarán 90 módulos.
- Cableado de distribución de la energía eléctrica y sus protecciones eléctricas correspondientes.
- Se instalarán en la planta un total de 39 estaciones de potencia. Dichas estaciones de potencia se componen de un conjunto inversor/transformador de instalación exterior (*outdoor*). Se utilizarán inversores de dos potencias

³⁵ Proyecto visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla con fecha 30 de mayo de 2019.

distintas, 37 inversores de 3.550 kW y 2 de 2.365 kW. Estos inversores están limitados respecto a su potencia máxima de salida con el fin de no superar la potencia máxima de instalación a nivel de inversor (potencia nominal) de 135 MWn. La potencia del transformador asociado a cada estación de potencia dependerá del tipo de inversor asociado a dicha estación y será de 2.400 kVA para las estaciones de potencia que emplean inversores de 2.365 kW y de 3.550 kVA para las estaciones de potencia con inversores de 3.550 kW.

CONFIGURACIÓN DE LA UNIDADES BÁSICAS DE GENERACIÓN (UBGs) PSF ÁUREA (150MWp/135MWn)					
UBG	Potencia (MWp)	Pot. Inv. sin reducir (MWn)	Pot. Inv. con reducción (MWn)	% P nominal limitada	Ratio Pp/Pn
UBG 1	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 2	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 3	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 4	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 5	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 6	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 7	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 8	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 9	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 10	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 11	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 12	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 13	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 14	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 15	3,91	3,55	3,53	0,56%	1,11
UBG 16	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 17	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 18	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 19	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 20	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 21	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 22	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 23	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 24	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 25	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 26	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 27	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 28	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 29	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12

CONFIGURACIÓN DE LA UNIDADES BÁSICAS DE GENERACIÓN (UBGs) PSF ÁUREA (150MWp/135MWn)					
UBG	Potencia (MWp)	Pot. Inv. sin reducir (MWn)	Pot. Inv. con reducción (MWn)	% P nominal limitada	Ratio Pp/Pn
UBG 30	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 31	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 32	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 33	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 34	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 35	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 36	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 37	3,94	3,55	3,53	0,56%	1,12
UBG 38	2,39	2,37	2,2	6,98%	1,09
UBG 39	2,39	2,37	2,19	7,40%	1,09

- La instalación de media tensión (MT) o distribuidora la componen cada uno de los conjuntos inversor/transformador y 13 circuitos de alimentación en MT soterrados (*feeders*) en 30 kV, que enlaza los conjuntos con los cuatro centros de seccionamiento existentes (3 circuitos por cada uno de los centros de seccionamiento nº 1, 2 y 4, y 4 circuitos del centro de seccionamiento nº 3). Desde dichos centros de seccionamiento parten cuatro líneas subterráneas de 30 kV (una línea por cada centro) hasta la Subestación 30/220 kV “Morantes”.
- Los edificios destinados a centros de seccionamiento constarán de una única sala en la que se instalarán las celdas de MT, el equipamiento correspondiente a servicios auxiliares (SS.AA.) y el transformador de SS.AA. También se dejará espacio suficiente anexo a los edificios del centro de seccionamiento para la eventual instalación de un grupo electrógeno insonorizado.
- El edificio destinado al centro de control, además de la sala en la que se lleva a cabo el control de la planta y donde se encuentra el equipamiento correspondiente a los SS.AA. del propio edificio, dispondrá de aseo y una dependencia destinada al almacenamiento. También se dejará espacio suficiente anexo al edificio de control para la eventual instalación de un grupo electrógeno insonorizado.

La instalación fotovoltaica está dimensionada para un trabajo en continuo, optimizando el aprovechamiento de todas las horas de sol que se producen al año.

2. Instalación Fotovoltaica

2.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos elegidos para la PSF ÁUREA serán de características similares a las del modelo de la marca CANADIAN SOLAR MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-350P y MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-355P o similares, de tecnología policristalina y potencia nominal de 350 y 355 W respectivamente.

Su disposición será sobre una estructura móvil con seguidor a un eje en distribución tipo 2 V, y en cada estructura se instalarán un total de 90 módulos fotovoltaicos. Las estructuras tendrán colocado el eje de giro en dirección norte-sur, de manera que éstas sigan al sol en dirección este-oeste. Cada módulo cuenta con las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 350 W	
Marca	CANADIANSOLAR O SIMILAR
Modelo	CS6U-350P
Tipo de célula	Silicio policristalino
Potencia máxima nominal P_{mp} (W)	350 W
Tensión en circuito abierto V_{oc}	46,2 V
Corriente de cortocircuito I_{sc}	9,79 A
Tensión de máxima potencia V_{mp}	38,10 V
Corriente de máxima potencia I_{mp}	9,21 A
Coefficiente de temperatura de tensión β	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura de corriente α	0,05 %/°C
Coefficiente de temperatura de potencia γ	-0,39 %/°C
Tensión máxima del sistema	1.500 Vdc
Dimensiones	1.960 x 992 x 35 mm
Peso	22,4 kg
Eficiencia del módulo	18,00 %

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 355 W	
Marca	CANADIANSOLAR O SIMILAR
Modelo	CS6U-355P
Tipo de célula	Silicio policristalino
Potencia máxima nominal P_{mp} (W)	355 W
Tensión en circuito abierto V_{oc}	46,4 V
Corriente de cortocircuito I_{sc}	9,84 A
Tensión de máxima potencia V_{mp}	38,2 V
Corriente de máxima potencia I_{mp}	9,30 A
Coefficiente de temperatura de tensión β	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura de corriente α	0,05 %/°C
Coefficiente de temperatura de potencia γ	-0,39 %/°C

Tensión máxima del sistema	1.500 Vdc
Dimensiones	1.960 x 992 x 35 mm
Peso	22,4 kg
Eficiencia del módulo	18,26 %

Los módulos fotovoltaicos deberán cumplir la norma UNE-EN 61.730, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos y la norma UNE-EN 50.380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61.215 sobre módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre, cualificación del diseño y homologación.

Los módulos fotovoltaicos llevarán 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.

Asimismo, 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 IP65.

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 ± 3 % de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y su potencia de salida estará garantizada por el fabricante hasta 25 años, con garantía lineal.

La estructura del generador se conectará a tierra.

2.2. Seguidor solar

Los módulos fotovoltaicos se acoplarán en estructuras mecánicas de acero que contarán con un sistema de seguimiento solar este-oeste mediante un eje norte-sur horizontal para seguir el movimiento diario del sol. Esta estructura será capaz, de forma motorizada y automática, de reorientar el plano de módulos fotovoltaicos para seguir el movimiento diario del sol, desde las primeras horas de la mañana hasta la última hora de la tarde.

La estructura con seguidor a un eje soportará como máximo un total de 90 módulos fotovoltaicos que se dispondrán en dos filas de 45 módulos configurando una distribución tipo 2x45 módulos (2V). Dichos seguidores

contarán con una superficie de aproximadamente 177 m² por cada estructura seguidor.

Estos seguidores permiten una pendiente máxima del terreno en dirección norte a sur o viceversa del 17% y sus bases en diseño preliminar serán postes que se hincarán en el terreno, el cual tendrá que ser revisado con la información del estudio geotécnico y de hincado a realizar antes de la obra. En general, el terreno en que se ubicará el proyecto fotovoltaico tiene en la zona de implantación una pendiente máxima de un 5%, a la espera de verificación por el estudio topográfico que habrá que realizar. De confirmarse lo indicado, para que los seguidores queden con una posición horizontal en el eje se jugará con la altura de hincado de cada poste, manteniendo siempre en la hincada de menor profundidad la penetración de la hincada en el terreno calculada en base a los ensayos del estudio geotécnico y de hincado, lo que permitirá que los seguidores se puedan ajustar mejor al terreno, absorbiendo así la diferencia entre las distintas pendientes. En caso de que hubiera zonas en las que se superase la pendiente máxima aceptada por el seguidor, no será necesario realizar una nivelación de toda la superficie que ocupa el mismo, sino que bastará con eliminar las zonas donde se supera la pendiente máxima, con lo que se equilibrará el movimiento de tierras sin generar un exceso a vertedero.

La distribución de los seguidores se proyecta de forma que la distancia entre las filas de seguidores permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso.

Las estructuras soporte de los módulos deberán resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) y demás normativa de aplicación. Además deberán cumplir las especificaciones del proyecto y, en todos los casos, se dará cumplimiento a lo obligado en el CTE respecto a la seguridad.

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 su integridad, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los seguidores solares cumplirán lo previsto en la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

La alimentación de los actuadores se realizará en corriente alterna mediante una red subterránea (cables en interior de tubos) desde sus respectivas estaciones de potencia asociadas a cada seguidor hasta el propio equipo. Los actuadores funcionan mediante un motor de corriente continua por lo que dispondrán de rectificadores incorporados a cada uno de los equipos.

La red de comunicación de los actuadores aprovechará la red subterránea de alimentación a los mismos, para lo que se dispondrá en dos niveles distintos en la zanja bajo tubo, manteniendo siempre la instalación de comunicación por encima de la de potencia a la distancia reglamentaria.

2.3. Cajas de *string*

Para reducir pérdidas y costes en el cableado entre los “*strings*” y las estaciones de potencia, se dispondrán Cajas de Conexión (CC) intermedias, que se instalarán para llevar a cabo la agrupación eléctrica de las cadenas serie de módulos fotovoltaicos (*strings*).

El tipo de CC elegida para la configuración de la planta solar agrupará un máximo de 24 *strings* y estará diseñada para instalación a la intemperie, serán de poliéster reforzado con fibra de vidrio e incorporarán los dispositivos de mando y protección de las agrupaciones de módulos.

CAJA DE STRINGS 24 ENTRADAS (Cajas de conexión)	
Entrada (CC)	
Tensión asignada (V)	1.500
Nº entradas de <i>strings</i>	24
Tipo de fusibles	10 x 85 – 1.500 V CC - gPV
Calibre fusible In (A)	15
Localización de fusibles	Polos positivos y negativos
Conexión de string	Conexión al portafusibles
Máxima sección cables entrada (mm ²)	25
Área estanca del racor atornillado para cables	5 - 10 mm
Salida (CC)	
Corriente asignada (A)	330
Interruptor-Seccionador	400 A / 1.500 V
Descargador sobretensión	Tipo 2, Up= 1,500 kV (8/20µs), In = 15 kA, Imáx = 40 kA
Nº Salidas	2
Nº Cables salida por polo	2
Máxima sección cables salida (mm ²)	400
Carcasa	

CAJA DE STRINGS 24 ENTRADAS (Cajas de conexión)	
Material	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54 / autoventilado
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	550/650/260 mm
Clase de protección (según IEC 61140)	II
Tª ambiente funcionamiento	- 25 °C a 60 °C
Prensaestopas	Entrada/salida

2.4. Estación de potencia

Se distribuirán 39 estaciones de potencia por toda la planta, compuestas de inversor y centro de transformación en media tensión, que tendrán la misión de elevar la tensión de salida de los inversores para minimizar las pérdidas, antes de enviar la energía generada por la instalación fotovoltaica a los centros de seccionamiento.

Las unidades de generación serán de exterior (tipo *outdoor*) y estarán compuestas del siguiente equipamiento:

- 1 inversor de 3.550 kW (limitado a 3.530 kW), 1 inversor de 2.365 kW (limitado a 2.200 kW) o 1 inversor de 2.365 kW (limitado a 2.190 kW) de las características señaladas.
- Unidad de protección y desconexión en corriente continua.
- 2 celdas de línea.
- 1 celda de protección del transformador.
- 1 transformador de 2.400 o 3.550 KVA 30/0,645 kV, dependiendo del inversor empleado.
- Cuadro de baja tensión de generación.
- Cuadro de baja tensión de alimentación auxiliar.
- Cuadro de control/monitorización.
- Red de tierras de protección y servicio.
- Conexiones eléctricas entre los diferentes componentes.

El fabricante debe garantizar el grado de protección IP que permita el correcto funcionamiento del equipamiento durante toda su vida útil, así como las garantías de protección de las personas para cada uno de los componentes de la instalación durante ese tiempo.

2.4.1. Inversores eléctricos

Los inversores serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con 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 del día. Serán autoconmutados, de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador y no funcionarán en isla o en modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. *Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.*

Los inversores cumplirán con las directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Protección para las personas (impidiendo las tensiones de contacto peligrosas) durante la instalación y el funcionamiento.
- Cortocircuitos en alterna: En caso de interrupción en el suministro de la red eléctrica, si el inversor se encuentra en cortocircuito se desconectará, no funcionando en ningún caso en isla, y volviéndose a conectar cuando se haya restablecido la tensión en la red.
- Tensión fuera de rango: Si la tensión está por encima o por debajo de la tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará automáticamente, esperando a tener condiciones más favorables de funcionamiento.
- Frecuencia fuera de rango: En el caso de que la frecuencia de red esté fuera del rango admisible, el inversor se parará de forma inmediata, ya que esto quiere decir que la red está funcionando en modo de isla o que es inestable.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.
- Temperatura elevada: El inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada. En el caso de que la temperatura interior del equipo aumente, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite, si bien, llegado el caso, se desconectará automáticamente.

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 siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz C.A.
- Diagnóstico automático de los fallos e indicación a través de los LEDs.
- Información al usuario acerca de los estados de funcionamiento más importantes a través de los LEDs integrados.
- Cada inversor incorporará la opción de control remoto mediante la transmisión de los valores medios y de los estados de funcionamiento por

medio de cables conectados a un PC.

Los inversores elegidos para este proyecto serán inversores trifásicos para conexión a red, completamente automáticos. Las especificaciones técnicas son las siguientes:

MODELO	HEMK 645V	FRAME 1: FS2285K
MARCA	POWER ELECTRONICS O SIMILAR	
SALIDA	Potencia de salida a 50°C (kVA/kW)	2285
	Potencia de salida a 40°C (kVA/kW)	2365
	Corriente de salida Max. 40°C (A)	2117
	Tensión de salida (Vac)	645V ± 10%
	Frecuencia (Hz)	50Hz
	Corriente de distorsión armónica (THDi)	<3% por IEEE519
	Factor de potencia (cosφ)	0,5 regulable
ENTRADA	Tensión máxima en carga DC	913V-1310V
	Tensión máxima DC	1500V
	Número de entradas	Hasta 36
	Numero de MPPTs	Hasta 4
	Intensidad máxima DC (A)	2645
	Intensidad de corto máxima DC (A)	4000
EFICIENCIA Y SERVICIOS AUXILIARES	Eficiencia máxima (η)	98,50 %
	Potencia máx. consumida (kVA)	8
DIMENSIONES	Dimensiones (m)	3,7x2,2x2,2
	Tipo de ventilación	Ventilación forzada
	Peso (kg)	4900
ENVOLVENTE	Grado de protección	NEMA3R-IP54/disponible IP65
	Temperatura ambiente de trabajo	-35°C a +60°C / >50°C reducción de potencia activa
	Humedad relativa	4% a 100% sin condensación
	Máx. altitud	2000 m; >2000 m reduciendo potencia (Max. 4000 m)
	Nivel de ruido	<79 dBA
INTERFAZ DE CONTROL	Interfaz	Display gráfico
	Protocolo de comunicación	Modbus TCP
	Comunicación del controlador	SI
	Interruptor ON/OFF	Estándar
PROTECCIONES	Protección contra fallas a tierra	GFDI y dispositivo de control de aislamiento
	Protección general CA	Interruptor Automático
	Protección general DC	Fusibles
	Protección de sobretensiones	Incluye equipo sobretensión para AC y DC (tipo 2)
CERTIFICACIONES	Seguridad	UL1741, CSA22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Normativa	NEC 2014 / NEC 2017
	Internacionales	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016

MODELO	HEMK 645V	FRAME 2: FS3430K
MARCA	POWER ELECTRONICS O SIMILAR	
SALIDA	Potencia de salida a 50°C (kVA/kW)	3430
	Potencia de salida a 25°C (kVA/kW)	3550
	Corriente de salida Max. 25°C (A)	3175
	Tensión de salida (Vac)	645V ± 10%
	Frecuencia (Hz)	50Hz
	Corriente de distorsión armónica (THDi)	<3% per IEEE519
	Factor de potencia (cosφ)	0,5 regulable
ENTRADA	Tensión máxima en carga DC	913V-1310V
	Tensión máxima DC	1500V
	Número de entradas	36
	Numero de MPPTs	6
	Intensidad máxima DC (A)	3970
	Intensidad de corto máxima DC (A)	6000
EFICIENCIA Y SERVICIOS AUXILIARES	Eficiencia máxima (η)	98,50%
	Potencia máx. consumida (kVA)	10
DIMENSIONES	Dimensiones (m)	3,7x2,2x2,2
	Tipo de ventilación	Ventilación forzada
	Peso (kg)	7000
ENVOLVENTE	Grado de protección	NEMA3R-IP54/disponible IP65
	Temperatura ambiente de trabajo	-35°C a +60°C / >50°C reducción de potencia activa
	Humedad relativa	4% a 100% sin condensación
	Máx. altitud	2000 m; >2000 m reduciendo potencia (Max. 4000 m)
	Nivel de ruido	<79 dBA
INTERFAZ DE CONTROL	Interfaz	Display
	Protocolo de comunicación	Modbus TCP
	Comunicación del controlador	SI
	Interruptor ON/OFF	Estándar
PROTECCIONES	Protección contra fallas a tierra	GFDI y dispositivo de control de aislamiento
	Protección general CA	Interruptor Automático
	Protección general DC	Fusibles
	Protección de sobretensiones	Incluye equipo sobretensión para AC y DC (tipo 2)
CERTIFICACIONES	Seguridad	UL1741, CSA22.2NO.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Normativa	NEC 2014 / NEC 2017
	Internacionales	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016

Cada módulo de potencia incluye las siguientes protecciones:

a) Lado Entrada Corriente Continua:

- Fusibles por cada circuito de entrada en ambos polos.
- Descargador de sobretensiones atmosféricas DC tipo 1+ tipo 2.
- Contactores DC para desconexión automática del campo FV, por cada circuito de entrada en ambos polos.
- Protección de aislamiento por fallos a tierra permanente.

b) Lado Salida Corriente Alterna:

- Interruptor automático omnipolar de intensidad nominal 3.200 A y con intensidad de cortocircuito de 65 kA (en el cuadro de protecciones de corriente alterna).
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas AC tipo 1+ tipo 2.
- Relé de protección diferencial con toroidal de sensibilidad hasta de 300 mA (en Cuadro General)
- Desconexión y reconexión automática. El inversor estará equipado con un sistema de desconexión automática. Igualmente se producirá una desconexión inmediata cuando la tensión y frecuencia de la red no se encuentren dentro de los límites ($0,85 \times U_{nominal} \div 1,1 \times U_{nominal}$) y ($49 \div 51$) Hz.
- Separación galvánica: El inversor dispondrá de una separación galvánica (transformador), entre la red de la empresa distribuidora y la instalación fotovoltaica.
- Desconexión independiente: Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán seccionadores-fusibles para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del resto del generador.

Estas últimas funciones de protección descritas para el inversor trifásico serán certificadas por el fabricante, asegurando que cumple con la normativa establecida sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

2.4.2. Centro de transformación de Media Tensión (MV SKID)

Las líneas de media tensión de las estaciones de potencia se unirán entre sí a través de varios circuitos subterráneos que llegarán a los centros de seccionamiento ubicados en el interior de la planta. En dichos centros de seccionamiento, se instalarán celdas de línea con interruptor, para la protección de los circuitos en cabecera, para la recepción de los 13 circuitos (3 circuitos por cada centro de seccionamiento nº 1, 2 y 4, y 4 circuitos del centro de seccionamiento nº 3) provenientes de las estaciones de potencia de la planta.

La tensión de salida de los centros de transformación será de 30 kV a una frecuencia de 50 Hz conectados entre sí mediante líneas directamente soterradas, para posteriormente continuar en la misma tensión, también en línea directamente soterrada, desde cada centro de seccionamiento hasta la

Subestación Eléctrica 30/220 kV “Morantes”, que no forma parte del ámbito de este proyecto.

Características generales de la aparamenta de alta tensión en 30 kV:

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 30 kV.
Tensión nominal	kV.	30
Tensión más elevada para el material	kV.	36
Frecuencia nominal	Hz.	50
Tensión soportada f.i.	kV.	70
Tensión soportada rayo	kV.	170
Intensidad nominal barras	A.	400
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA.	25
Duración del defecto trifásico	seg.	1

El poder de corte de la aparamenta será de 400 A eficaces en las funciones de línea y de 25 kA en las funciones de protección por interruptor automático.

El poder de cierre de todos los interruptores será igual a la intensidad dinámica.

Todas las funciones (tanto las de línea como las de protección) incorporarán un seccionador de puesta a tierra de 63 kA cresta de poder de cierre.

Deberá existir una señalización positiva de la posición de los interruptores y seccionadores de puesta a tierra.

El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las características particulares de cada celda son las siguientes:

a) Celda de protección de interruptor automático:

- Juegos de barras tripolares de 400 A para conexión superior e inferior con celdas adyacentes.
- Seccionador en SF6 de 400 A, tensión de 36 kV y 25 kA.
- Mando manual.
- Interruptor automático de corte en SF6, tensión de 36 kV, intensidad de 400 A y poder de corte de 25 kA, con bobina de apertura y bobina de cierre a emisión de tensión 220 V CA, 50 Hz.
- Mando motorizado de acumulación de energía.
- Contactos auxiliares 1A+1C+1conmutado.
- Relé destinado a la protección general. Dispondrá de las siguientes protecciones y medidas:

- ⇒ Máxima intensidad de fase (50/51) con un umbral bajo a tiempo dependiente o independiente y de un umbral alto a tiempo independiente.
- ⇒ Máxima intensidad de defecto a tierra (50N/51N) con un umbral bajo a tiempo dependiente o independiente y de un umbral alto a tiempo independiente.
- ⇒ Medida de las distintas corrientes de fase.
- ⇒ Medida de las corrientes de apertura (I1, I2, I3, Io).

El correcto funcionamiento del relé estará garantizado por medio de un relé interno de autovigilancia del propio sistema. Tres pilotos de señalización en el frontal del relé indicarán el estado (aparato en tensión, aparato no disponible por inicialización o fallo interno, y piloto 'trip' de orden de apertura). El relé es indirecto alimentado por batería + cargador. Dispondrá en su frontal de una pantalla digital alfanumérica para la lectura de las medidas, reglajes y mensajes.

- Conexión inferior por cable lateral.
- 3 Toroidales tipo T3 (Toroidal 50/1, configuración 50/1).
- Cajón de baja tensión para relé.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Seccionador de puesta a tierra inferior con poder de cierre a través del interruptor automático.

b) Celda de línea:

- Juego de barras tripolar de 400 A.
- Interruptor-seccionador de corte en SF6 de 400 A, tensión de 36 kV y 25 kA.
- Seccionador de puesta a tierra en SF6.
- Indicadores de presencia de tensión.
- Mando motorizado.
- Contactos auxiliares libres 2A+2C/Int.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Bornes para conexión de cable.

Estas celdas estarán preparadas para una conexión de cable seco monofásico de sección mínima de 240 mm².

c) Medidas de seguridad en las celdas:

- Los conjuntos estarán provistos de enclavamientos mecánicos que relacionan entre sí los elementos que la componen.
- El sistema de funcionamiento del interruptor con tres posiciones impedirá el cierre simultáneo del mismo y su puesta a tierra, así como su apertura y puesta inmediata a tierra.

- El dispositivo de enclavamiento de la puerta de acceso con el seccionador de puesta a tierra permite garantizar la seguridad total en las intervenciones con los cables y conectores que se tengan que realizar en este compartimento.
- La cuba metálica será de acero inoxidable. En la parte inferior de ésta existirá una clapeta de seguridad ubicada fuera del acceso del personal. En el caso de producirse un arco interno en la cuba, esta clapeta se desprenderá por el incremento de presión en el interior, canalizando todos los gases por la parte posterior de la celda, garantizando la seguridad de las personas que se encuentren en el centro de transformación.

El transformador de evacuación de generación será una máquina trifásica de tensión 30/0,645 kV, según las normas UNE 60038 y UNE 21428. El transformador a instalar será de refrigeración natural, en baño de aceite mineral. La tecnología empleada será la de llenado integral a fin de conseguir una mínima degradación del aceite por oxidación y absorción de humedad, así como unas dimensiones reducidas de la máquina y un mantenimiento mínimo. El SKID incluirá un cubeto estanco para la recogida del 100% del aceite en caso de derrame o fuga. Sus características mecánicas y eléctricas se ajustarán al Reglamento Europeo (UE) 548/2014 de ecodiseño de transformadores, siendo las siguientes:

MODELO	MV SKID (MVS2400L)	
MARCA	POWER ELECTRONICS O SIMILAR	
EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	Potencia	2.400 kW
	Voltaje de MT	30 kV
	Voltaje de BT	645 V
	Tipo de depósito	Aceite sellado
	Refrigeración	ONAN
	Configuración del transformador	Dy11
	Protecciones del transformador	DGPT-2 (PT-100)
	Tanque de aceite	Integrado con válvula y filtro
	Configuración de celdas	2L+T
	Protección de celda	Interruptor automático de corte
CONEXIONES	Conexiones AC con el inversor	A bornas del transformador
	Protección de BT	Int. automático incluido en el inversor
	Cableado de AC	Puente entre el transformador y el embarrado del inversor
ENTORNO	Temperatura ambiente	-20°C a +50°C (t > 50°C reducción de potencia)
	Humedad relativa	4% a 95% sin condensación
	Máx. altitud	> 2.000 m reducción de potencia
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	Dimensiones	3690x2340x2235
	Peso	< 8 Tn
	Material del tanque de aceite	Acero Galvanizado
	Cuerpo del transformador	Acero Galvanizado
	Tipo de cabina	Intemperie
Protección adicional	Antirroedores	

MODELO	MV SKID (MVS2400L)	
ARMARIO DE SERVICIOS AUXILIARES	Suministro auxiliar	3 x 400 V, 50 Hz
	Tipo	Seco
	Potencia del transformador de Servicios Auxiliares	10 kVA
	Configuración del transformador de Servicios Auxiliares	Yyn0
	Potencia extra del inversor	1 kVA
	Refrigeración	Aire
	Comunicación	Ethernet (Fibra óptica o RJ45)
CABINA DE BT	Transformador Auxiliar adicional	25 kVA (3x400V)
	Sistema de monitorización UPS	3 kVA, 10 minutos
	Refrigeración	Aire forzado
	Tipo de cabina	Intemperie
OTROS EQUIPAMIENTOS	Mecanismo de seguridad	Enclavamiento por llave de seguridad
	Seguridad perimetral	Valla de seguridad para el transformador
	Sistema de calefacción del inversor	Resistencias calefactoras
	Iluminación interior	Lámpara fluorescente
	Iluminación de emergencia	Sistema electrónico que provee de iluminación de emergencia (1 hora)
Comunicación	Monitorización de celdas, inversor y transformador de potencia	
NORMATIVA	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

MODELO	MV SKID (MVS3550L)	
MARCA	POWER ELECTRONICS O SIMILAR	
EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSIÓN	Potencia	3.550 kW
	Voltaje de MT	30 kV
	Voltaje de BT	645 V
	Tipo de tanque	Aceite sellado
	Refrigeración	ONAN
	Configuración	Dy11
	Protecciones del transformador	DGPT-2 (DG 100)
	Tanque de aceite	Integrado con válvula y filtro
	Configuración de celdas	2L+T
	Protección de celda	Interruptor automático de corte
CONEXIONES	Conexiones AC con el inversor	A bornas del transformador
	Protección de BT	Interruptor automático incluido en el inversor
	Cableado de AC	Puente entre el transformador y el cableado de los contactores.
ENTORNO	Temperatura ambiente	-20°C a +50°C (t > 50°C reducción de potencia)
	Humedad relativa	4% a 95% sin condensación
	Máx. altitud	> 2.000 m reducción de potencia
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	Dimensiones	5640x2340x2235
	Peso	< 8 Tn
	Material del tanque de aceite	Acero Galvanizado
	Cuerpo del transformador	Acero Galvanizado

MODELO	MV SKID (MVS3550L)	
	Tipo de cabina	Intemperie
	Protección adicional	Antirroedores
ARMARIO DE SERVICIOS AUXILIARES	Suministro auxiliar	3 x 400 V 50 Hz
	Tipo	Seco
	Potencia del transformador de servicios auxiliares	10 kVA
	Configuración del transformador de Servicios Auxiliares	Yyn0
	Potencia extra del inversor	1 kVA
	Refrigeración	Aire
	Comunicación	Ethernet (Fibra óptica o RJ45)
	CABINA DE BT	Transformador. Auxiliar adicional
Sistema de monitorización UPS		3 kVA, 10 minutos
Refrigeración		Aire forzado
Tipo de cabina		Intemperie
OTROS EQUIPAMIENTOS	Mecanismo de seguridad	Enclavamiento por llave de seguridad
	Seguridad perimetral	Valla de seguridad para el transformador
	Sistema de calefacción del inversor	Resistencias calefactoras
	Iluminación interior	Lámpara fluorescente
	Iluminación de emergencia	Sistema electrónico que provee de iluminación de emergencia (1 hora)
	Comunicación	Monitorización de celdas, inversor y transformador de potencia
NORMATIVA	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

La unidad de generación (inversor/centro de transformación) estará provista de su instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la propia unidad. Esta instalación de puesta a tierra, complementada con los dispositivos de interrupción de corriente, deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad homopolar de defecto, contribuyendo a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en caso de contacto con las masas que puedan ponerse en tensión.

La unidad de generación dispondrá de los sistemas puesta a tierra de protección y servicio independientes, que se instalarán a una distancia mínima entre ambas, lo cual queda justificado según el reglamento de alta tensión Real Decreto 337/2014³⁶ aplicando el método UNESA.

Las tierras interiores de las unidades de generación tendrán la misión de poner en continuidad eléctrica todos los elementos de la unidad que deban estar conectados con sus tierras exteriores.

³⁶ Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

La tierra interior de protección se realizará con cable de 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo. Este cable conectará a tierra los elementos indicados en la ITC-RAT 13, e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

La tierra interior de servicio se realizará con cable de 50 mm² de cobre aislado formando un anillo. Este cable conectará a tierra los elementos indicados en la ITC-RAT 13, e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

Las cajas de seccionamiento de la tierra de servicio y protección estarán separadas por una distancia mínima de un metro.

Se considerarán tierras de protección de la unidad de generación y se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas, carcasas de los transformadores y armaduras o pantallas metálicas de los cables.

Se considerarán tierras de servicio y se conectarán a este sistema el neutro del transformador de servicios auxiliares, los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida o protección (salvo que existan pantallas metálicas de separación conectadas a tierra entre los circuitos de alta y baja tensión de los transformadores). El Sistema empleado para la puesta a tierra del neutro del transformador de generación quedará a criterio del fabricante de la unidad de generación, pero tiene cumplir con la reglamentación eléctrica española y tiene que ser compatible con el sistema de puesta a tierra diseñado en este proyecto y, en caso de incompatibilidad, deberá ser rediseñado uno u otro.

La conexión del tendido del circuito se hará de forma que a 30 cm del suelo se empotren dos cajas aislantes, en la que se instalen las bornas de comprobación para la tierra del neutro y las bornas de comprobación de la tierra de los herrajes, accesibles, a fin de que puedan comprobarse en todo momento la continuidad de los mismos.

2.5. Controlador de potencia de la planta

Para controlar las diferentes variables de cada estación de potencia se instalará un controlador de potencia en la planta fotovoltaica con objeto de regular y controlar la energía generada.

Sus características mecánicas y eléctricas son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR DE POTENCIA DE LA PLANTA	
MARCA	Power Electronics o similar
MODELO	PPC
MODO DE INSTALACIÓN	Intemperie
FUNCIONALIDADES	Control de voltaje POI
	Control y limitación de potencia activa y reactiva
	Rampa
ADICIONALES	Controlador PPC
	Analizador de potencia
	Regleta terminales interconexión
INTERFACE	Conexión Ethernet RJ45
COMUNICACIONES	Modbus TCP/IP (Ethernet)

3. Configuración de los módulos del parque solar

El número de módulos fotovoltaicos máximo que se puede conectar a los inversores vendrá dado según las condiciones extremas que se puedan dar a lo largo del año. Se tendrán en cuenta los efectos de temperatura, las máximas y mínimas radiaciones, etc., para, en primer lugar, asegurar el funcionamiento del inversor garantizándose la tensión mínima de arranque del mismo y, en segundo lugar, para no provocar averías en el inversor por sobretensiones, con el principal objetivo de maximizar la producción eléctrica.

La distribución general del parque comprende 39 subdivisiones o Unidades Básicas de Generación (UBG) —conjunto de estación de potencia y seguidores que conectados a ella—, compuestas por un total de 4.762 seguidores solares a un eje soportando 428.550 módulos fotovoltaicos. Del total de módulos, 427.050 tendrán una potencia de 350 W y los otros 1.500 restantes de 355 W.

Esta configuración está justificada para la instalación de los 150.000.000 Wp, y se distribuye de la siguiente forma:

UBG	Nº Seguidores / UBG	Nº Strings / UBG	Tipo módulo (W)	Nº módulos	Potencia (MWp)
UBG 1	124	372	350	11.160	3,91
UBG 2	124	372	350	11.160	3,91
UBG 3	124	372	350	11.160	3,91
UBG 4	124	372	350	11.160	3,91
UBG 5	124	372	350	11.160	3,91
UBG 6	124	372	350	11.160	3,91
UBG 7	124	372	350	11.160	3,91
UBG 8	124	372	350	11.160	3,91
UBG 9	124	372	350	11.160	3,91
UBG 10	124	372	350	11.160	3,91

UBG	Nº Seguidores / UBG	Nº Strings / UBG	Tipo módulo (W)	Nº módulos	Potencia (MWp)
UBG 11	124	372	350	11.160	3,91
UBG 12	124	372	350	11.160	3,91
UBG 13	124	372	350	11.160	3,91
UBG 14	124	372	350	11.160	3,91
UBG 15	124	372	350	11.160	3,91
UBG 16	125	375	350	11.250	3,94
UBG 17	125	375	350	11.250	3,94
UBG 18	125	375	350	11.250	3,94
UBG 19	125	375	350	11.250	3,94
UBG 20	125	375	350	11.250	3,94
UBG 21	125	375	350	11.250	3,94
UBG 22	125	375	350	11.250	3,94
UBG 23	125	375	350	11.250	3,94
UBG24	125	375	350	11.250	3,94
UBG25	125	375	350	11.250	3,94
UBG26	125	375	350	11.250	3,94
UBG27	125	375	350	11.250	3,94
UBG28	125	375	350	11.250	3,94
UBG29	125	375	350	11.250	3,94
UBG30	125	375	350	11.250	3,94
UBG31	125	375	350	11.250	3,94
UBG32	125	375	350	11.250	3,94
UBG33	125	375	350	11.250	3,94
UBG34	125	375	350	11.250	3,94
UBG35	125	375	350	11.250	3,94
UBG36	125	375	350	11.250	3,94
UBG37	125	375	350	11.250	3,94
UBG38	76	228	350	6.840	2,39
UBG39	76	227	350 y 355	6.810	2,39
TOTAL	4.762	14.285		428.550	150

En la UBG número 39 encontramos una combinación entre módulos de 350 y 355 W. Dicha combinación se ha realizado de la siguiente forma:

- 177 *strings* de 30 módulos serie de 350 W.
- 50 *strings* de 30 módulos serie de 355 W.

CONFIGURACIÓN UBG 39				
Nº Seguidores / UBG	Nº Strings / UBG	Tipo módulo	Nº módulos	Potencia (MWp)

16	48	355	1.440	2,391
59	177	350	5.310	
1	2	355	60	

Tras los diferentes cálculos presentados en el proyecto, se concluye que configuración final del parque solar queda definida de la siguiente forma:

- 39 Unidades Básicas de Generación.
- 4.762 seguidores solares a 1 eje.
- 427.050 módulos fotovoltaicos de 350 W.
- 1.500 módulos fotovoltaicos de 355 W.
- 30 módulos en serie por *string*, tanto para módulos de 350 W como de 355 W.
- 478 cajas de conexión para agrupación de 24 cadenas (*strings*) en paralelo.
- 133 cajas de conexión para agrupación de 21 cadenas (*strings*) en paralelo.
- 1 caja de conexión para una agrupación de 20 cadenas (*strings*) en paralelo.
- 3 *strings* por cada seguidor solar a 1 eje (con un máximo de 90 módulos fotovoltaicos por seguidor).

4. Sistema de protección y cableado

Un cableado adecuado debe limitar las caídas de tensión y aislar eléctricamente a las células y contactos del exterior para evitar la posibilidad de contactos fortuitos que puedan ser peligrosos con voltajes elevados, para lo cual debe satisfacer las siguientes condiciones:

- Estar aislados de la intemperie.
- Tener una funda aislante constituida por algún material cuya temperatura de servicio alcance los 90 °C.
- Estar enterrado (bajo tubo en algunos casos) en una zanja al menos a 40 cm de profundidad.
- Disponer de cables con una sección tal que asegure que la caída de tensión en el conjunto del generador, y entre este y la entrada de la siguiente tapa de la instalación (regulador, inversor, etc.), no supera el 1,5% de la tensión nominal, en cualquier condición de operación.
- Disponer de cajas de conexión situadas a 50 cm sobre el nivel del suelo.

Las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir en todo momento el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión³⁷ (REBT), cuyo objeto es establecer las condiciones técnicas y las garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas de Baja Tensión (BT), con la finalidad de:

- Preservar la seguridad de las personas y los bienes.

³⁷ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

- Asegurar el normal funcionamiento de dichas instalaciones y prevenir las perturbaciones en otras instalaciones y servicios.
- Contribuir a la fiabilidad técnica y a la eficiencia económica de las instalaciones.

Al tratarse de una instalación a la intemperie, se debe tener en cuenta la ITC-BT-30³⁸ en su apartado 2: “Instalaciones en locales mojados”, dado que en ella se indica que se consideran como locales mojados las instalaciones a la intemperie, con lo que resulta preceptivo tener en cuenta las indicaciones de la citada ITC y, entre ellas, que la máxima tensión de contacto es de 24 V.

En el resto de las instrucciones complementarias del REBT también se encuentran otros apartados que resultan de aplicación para la instalación proyectada, por lo que se citan a continuación las ITC más significativas que definen las medidas de seguridad que se deben cumplir:

- ITC-BT-08 Sistemas de conexiones del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica.
- ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT-22 Protección contra sobre intensidades.
- ITC-BT-23 Protección contra sobretensiones.
- ITC-BT-24 Protección contra los contactos directos e indirectos.

Para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobre intensidades, así como de las especificaciones de la apareamiento encargada de tales funciones, será preciso tener en cuenta el esquema de distribución empleado, que se establece en función de las conexiones a tierra de la red de evacuación y de las masas de la instalación generadora.

El esquema seleccionado para las instalaciones de la planta solar es un esquema IT, es decir, no hay ningún punto de la evacuación conectado directamente a tierra y las masas de la instalación de generación están puestas directamente a tierra. En esta situación la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra, tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.

La limitación del valor de la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra se obtiene bien por la ausencia de conexión a tierra en la alimentación, o bien por la inserción de una impedancia suficiente entre un punto de la evacuación (generalmente el neutro) y tierra. Por ello, en estas redes se permite tener una falta monofásica a tierra sin disparo de las protecciones. Pero, además, el reglamento obliga a disponer de relés detectores de falta a tierra (relés de aislamiento) que avisen de la existencia de una falta a tierra para su rápida detección y eliminación.

³⁸ Instrucción Técnica Complementaria ‘Instalaciones en locales de características especiales’.

En la parte de continua se utilizará el siguiente código de colores:

- Polo positivo: Diferente de negro y amarillo-verde.
- Polo negativo: Negro.
- Protección: Amarillo-verde.

En la parte de alterna se utilizará el siguiente código de colores:

- Neutro: Azul claro.
- Fase: Marrón, gris o negro.
- Protección: Amarillo-verde.

4.1. Protección contra contactos directos

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Siguiendo las indicaciones de la REBT-BT-24, que indica los medios que se pueden emplear y que están definidos en la Norma UNE 60.364-4-41, se opta por:

- Protección por aislamiento de las partes activas, que estarán recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Respecto a los módulos fotovoltaicos, cumplirán con las normas eléctricas y de calidad IEC 61.215 y UNE-EN 61.730, serán de clase II de protección, es decir, dispondrán de un aislamiento doble o reforzado que permite utilizarlos sin medios de protección por puesta a tierra.
- Protección por medio de barreras o envolventes: Las partes activas estarán situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IPXXB, según UNE 60.529.
- Las partes activas de las cajas de conexión que se situarán sobre las estructuras, se instalarán únicamente en cajas acordes a la Norma UNE-EN 60.439-1 para cumplir con lo antes indicado y tendrán un grado de protección IP65 e IK08 según EN 60.259.

4.2. Protección contra contactos indirectos

Al tratarse de un esquema IT, en caso de que exista un solo defecto a masa o tierra, la corriente de fallo es de poca intensidad y no es imperativo el corte. Sin embargo, tal y como indica el REBT-BT-24, se tomarán medidas para evitar cualquier peligro en caso de aparición de dos fallos simultáneos. Las medidas en cuestión serán:

- Controladores permanentes de aislamiento situados en el inversor para la entrada de corriente continua y en el cuadro de protección de entrada al transformador para la salida de corriente alterna. Estos controladores de aislamiento activarán una señal acústica o visual en caso de un primer defecto fase-tierra que avise de la existencia de la falta para su rápida detección y eliminación, dando orden de apertura en caso de un segundo defecto. La continuidad de la explotación ante un primer defecto a tierra se produce ya que, al no existir bucle de defecto (circuito cerrado), no se

produce intensidad de defecto y, por consiguiente, no hay disparo de los aparatos de corte por intensidad de defecto, por lo que la instalación puede seguir funcionando con normalidad.

- Dispositivos de protección de máxima corriente: En caso de que después de un primer defecto fase-tierra se produzca un segundo, se produce un cortocircuito que provoca la intervención de los dispositivos de corte y desconexión automática.
- Las cajas de conexión dispondrán de protección por medio de fusibles.
- El inversor lleva integrado un sistema de protecciones entre las que se encuentra, además de la monitorización del aislamiento, la protección integrada contra sobre corriente y sobretensión.

En el caso de que el transformador de servicios auxiliares esté rígidamente puesto a tierra conformando un sistema de puesta a tierra TT en su instalación, todos los circuitos estarán provistos de un sistema de protección diferencial residual de funcionamiento inferior o igual a 30 mA.

4.3. Protección contra sobre intensidad

El REBT en su ITC-BT-22 exige que todo circuito se encuentre protegido contra los defectos de las sobre intensidades que puedan presentarse en el mismo. Se debe realizar la protección contra sobrecargas y, para ello, los fusibles o interruptores automáticos instalados deberán garantizar el corte del circuito a una intensidad menor que la intensidad máxima admisible en los conductores.

4.4. Protección contra sobretensiones

La incidencia que la sobretensión puede tener en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio es función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones, su instalación y ubicación.
- La existencia de una adecuada red de tierras.

Las cajas de conexión dispondrán de un descargador de sobretensiones tipo II, que se corresponde con un nivel de protección de sobretensión de 4 kV, y que deriva a tierra cuando $U > 1.500 \text{ V}$. Su necesidad deriva de las sobretensiones que se producen en caso de un defecto a tierra.

4.5. Protecciones en corriente continua

Para asegurar la imposibilidad de accidentes por contactos indirectos en la parte de continua de la instalación, el inversor dispone de detección de fallos de aislamiento.

Se realizará una separación física de los elementos susceptibles de estar en tensión de la parte de continua y se separarán los positivos y negativos de la instalación a fin de evitar un contacto simultáneo accidental de alguna persona con ambos polos. Todos los componentes de la parte de corriente continua (módulos, cableado, cajas de conexión, etc.) serán de aislamiento clase II.

Se instalarán fusibles o interruptores en cada rama de módulos fotovoltaicos conectados en serie, tanto en el polo positivo como en el negativo. Si se produjese alguna anomalía que implicase el paso de una corriente muy superior a lo normal por una rama, el fusible o interruptor realizaría su función impidiéndolo. Además, los fusibles o interruptores permiten el seccionamiento de todas las ramas para las tareas de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo.

Sobre el generador fotovoltaico se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de corriente continua del inversor mediante dispositivos de protección clase II (integrado en el inversor) y a través de varistores de vigilancia térmica.

A la entrada del inversor se utilizarán, además, fusibles y seccionadores para proteger el polo positivo y negativo del ramal principal, así como para servir de elemento de corte de entrada de la energía procedente del campo fotovoltaico hasta los inversores.

4.6. Cableado eléctrico de baja tensión en corriente continua

El cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores 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 tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte de corriente alterna tendrán una sección tal que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. En aquellos circuitos donde los conductores discurren directamente enterrados a lo largo de la zanja, se encontrará una placa de protección en la parte superior de dichos cables.
- Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni 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 21123 y con un aislamiento mínimo de 1.800 V. Para el tramo correspondiente a los últimos módulos que forman las cadenas en serie de los mismos (*strings*) hasta las cajas de agrupación de dichas cadenas, el conductor empleado será del tipo H1Z2Z2-K de cobre, mientras que para los tramos que

transcurren desde las mencionadas cajas de agrupación hasta los inversores se emplearán conductores del tipo XZ1 (S) de aluminio.

- Se utilizarán arquetas de medida suficientes para la interconexión del cableado. Se sellarán los tubos, una vez introducidos los cables, con espuma de poliuretano o similar para evitar la entrada de roedores.

4.7. Cajas de conexión

Con la finalidad de reducir pérdidas y costes en el cableado entre las cadenas de módulos fotovoltaicos en serie y las estaciones de potencia, se dispone de Cajas de Conexión (CC) intermedias con las siguientes protecciones eléctricas:

- Envoltorio de poliéster reforzado con fibra de vidrio resistente al impacto, al calor y al fuego, con doble aislamiento, de nivel de protección mínima IP54 para instalación a intemperie.
- Entradas con seccionador de dos fusibles de 15 A por cada polo, para tensión de 1.500 V en corriente continua.
- Una salida con interruptor-seccionador con capacidad de corte en carga, para tensión de 1.500 V en corriente continua.
- Un sistema de descarga de sobretensiones tipo 2 (1.500 V) tanto para polo positivo como para negativo, así como una conexión a tierra.
- Placas de identificación, bornes de conexión, barra de tierra y conexión, cerradura con llave, etc.
- Soporte de acero galvanizado en caliente anclado a su bancada y con tornillería de fijación cadmiada o sobre pilar de seguidor solar.

4.8. Instalación eléctrica de baja tensión en corriente alterna

Las instalaciones eléctricas de baja tensión en corriente alterna cumplirán con lo indicado en el REBT y, en particular, en lo correspondiente a las Instrucciones Técnicas Complementarias de instalaciones interiores o receptoras.

La alimentación a los motores que realizan el giro de las mesas (actuadores), a los equipos de videovigilancia, al alumbrado y tomas de fuerza se realizará mediante la instalación de baja tensión en corriente alterna.

Los receptores de las instalaciones de cada estación de potencia se alimentan de los respectivos transformadores de SS.AA. que se encuentran en cada estación. De cada transformador parte una línea de alimentación a un cuadro general de protección de servicios auxiliares que se ubica en sus proximidades. Si el cuadro general no está en las proximidades del transformador, se tendrá que instalar una protección fusible para la línea entre estos dos equipos.

El cuadro general dispone de protección contra sobretensiones, dispositivo de corte general omipolar e interruptores de protección contra sobreintensidades en cada una de las líneas, así como de dispositivos de protección diferencial residual igual o inferior a 300 mA en cada salida.

El cuadro alimenta los motores de los actuadores de los seguidores solares y, en caso de que existan unidades de videovigilancia próximas e iluminación exterior perimetral, también las alimentará.

Tanto el suministro de los motores de los actuadores como de las cámaras y alumbrado perimetral se realizarán en dos niveles. El primer nivel es desde el cuadro general de protección de servicios auxiliares al cuadro C.D. de agrupación de motores y desde el cuadro general al cuadro C.I. de agrupación de equipos de videovigilancia e iluminación perimetral. El segundo nivel es entre los cuadros C.D. y actuadores por un lado y desde los C.I. hasta concentradores IP, analizador de intrusión perimetral y el sistema de iluminación.

Los cuadros C.D. y C.I. tienen la misma configuración de equipamiento que el cuadro general de protección de servicios auxiliares, tanto en la entrada como en cada una de las salidas, en lo referente a protección y corte contra sobretensiones, sobreintensidades y protección diferencial residual.

Los cuadros C.I. irán acompañados de baterías que alimentarán a los equipos cuando las estaciones de potencia no produzcan energía, ya sea durante la noche o en labores de mantenimiento.

Los conductores y su instalación deberán cumplir lo siguiente:

- Todo el cableado con aislamiento y cubierta, adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123 y con un aislamiento mínimo de 0,6/1 kV. El conductor será del tipo RV-K de cobre.
- Los cables enterrados irán bajo tubos, la dimensión de los tubos se justificará en obra en base a la sección y número de conductores que se instalarán en cada uno, cumpliendo con lo indicado en la ITC-BT-21 del REBT. Se utilizarán arquetas, de medida suficientes, para la interconexión del cableado. Se sellarán los tubos, una vez introducidos los cables, con espuma de poliuretano o similar para evitar la entrada de roedores.

Para la distribución soterrada se utilizarán un tubo protector cuyo diámetro y características vienen definidas en la ITC-BT-21³⁹ según el número de conductores. Para más de 10 conductores el diámetro del tubo será 4 veces la sección ocupada por los conductores.

Los cálculos realizados en este punto se tendrán que confirmar y revisar, en su caso, con las potencias nominales de los equipos seleccionados en fase de obra.

4.9. Red de puesta a tierra del campo solar

³⁹ Instrucción Técnica Complementaria de Baja tensión 'Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras'.

El sistema empleado es el IT para la generación en continua y TT para los servicios auxiliares en alterna. Para el sistema IT el neutro de los transformadores de cada unidad se encuentra aislado y todas las masas del campo solar puestas a tierra. En el caso del sistema TT, el neutro de los transformadores de cada unidad está rígidamente puesto a tierra, en tierras de servicio independientes, y todas las masas y chasis conectadas a la puesta a tierra de protección. Por tanto, todas las estructuras con seguidor, además de los chasis de los cuadros metálicos del campo solar, tienen que estar unidos en una sola tierra subterránea, mediante conductor de cobre electrolítico de 50 mm² desnudo.

La puesta a tierra de cada seguidor consistirá en un cable de cobre enterrado de 50 mm², uniendo todas las estructuras en una tierra única para garantizar que la resistencia de puesta a tierra de todo el parque permita la unión de ésta con las tierras de protección de las estaciones de potencia, y que la tensión de contacto de las masas no supere los 24 V. El cable de cobre se conectará con una de las hincas del seguidor, garantizando la continuidad de las masas, condición que tiene que garantizar el fabricante de la estructura metálica.

Para justificar el diseño de la instalación, previo a la obra, se deberá realizar un estudio de resistividad del terreno en época de verano o de lluvias nulas, en el que el terreno esté lo más seco posible.

En caso de que la resistividad del terreno sea elevada, se deben aplicar aditivos para reducir la resistividad a los valores de cálculo de proyecto y, de esa manera, conseguir que la distancia mínima de separación obligatoria entre tierras de protección y servicios no aumente sobre la calculada. Como complemento de podrían instalar picas de tierra.

La aplicación de aditivos se realizará no sólo en la tierra de protección propia de la estación de potencia o centro de seccionamiento, sino que también se aplicará sobre las tierras del campo solar, en el área de influencia determinada por los cálculos de distancia mínima de separación entre tierras mencionado anteriormente, para la situación de resistividad del terreno más desfavorable posible. Esto se justifica por la necesidad de mantener la distancia mínima entre las tierras de servicio de las respectivas estaciones de potencia y la del resto del campo solar.

En caso de que no se consiga reducir la resistividad del terreno a los valores del proyecto y no se cumpla la distancia mínima entre tierras, se rediseñarán y reubicarán todos los elementos necesarios para que se consigan siempre las distancias mínimas entre cualquier punto de las tierras de servicio y protección en todo el campo solar.

Las tensiones de contacto del campo solar deberán ser comprobadas de manera previa a la puesta en funcionamiento de las instalaciones, cumpliendo con lo indicado en el REBT. Previamente se debe verificar, mediante un

software de cálculo por elementos finitos, que la malla de puesta a tierra instalada finalmente en obra cumple con los requerimientos del REBT.

En las condiciones indicadas anteriormente se podrán unir las tierras de protección del campo solar y las de protección de las unidades de generación en una sola tierra. Para unificar las tierras se tendrá que confirmar, durante la ejecución de las obras, que la resistencia de puesta a tierra general cumple con los valores de ésta en la época del año en que la resistividad del terreno es más alta y no se superan los valores mínimos admisibles para su unificación.

Toda la instalación de puesta a tierra se realizará de acuerdo a la instrucción ITC-BT-18 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

4.10. Placa para protección de cables

Debido a que el modo de instalación de parte de los circuitos eléctricos pertenecientes al campo de generación de la planta fotovoltaica y de los circuitos de evacuación en MT desde estaciones de potencia hasta los centros de seccionamiento y desde estos hasta la subestación eléctrica, serán del tipo directamente enterrados, se instalarán placas de protección de cable bajo tierra sobre la red de cableado para evitar cualquier daño sobre los cables durante posibles futuros trabajos de perforación en la zona por donde circulan los mismos. Estas placas vendrán suministradas en unidades enlazables de un metro de largo y contarán con serigrafía con la señalización de peligro por riesgo eléctrico.

5. Cableado eléctrico de media tensión

La evacuación de la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos y los inversores se realizará mediante circuitos en media tensión a 30 kV directamente enterrados que discurrirán por el interior del parque fotovoltaico. Se ha optado por escoger este nivel de tensión debido a su uso común en este tipo de instalaciones y a que presenta menos pérdidas en la producción respecto a otras tensiones inferiores. Además, se ha optado por el soterramiento de las líneas en el interior del parque fotovoltaico, por seguridad y por minimización del impacto ambiental que éstas producirían en caso de ser aéreas.

Al tratarse de cables directamente enterrados, a lo largo de la zanja se encontrará una placa de protección en la parte superior de dichos cables.

La instalación subterránea de MT 30 kV de la planta fotovoltaica estará compuesta por trece circuitos que partirán desde las estaciones de potencia hasta los cuatro centros de seccionamiento ubicados en el interior de la planta fotovoltaica. Dichos circuitos irán haciendo entrada y salida en cada una de las estaciones de potencia asociadas a cada circuito. También existirán cuatro circuitos de MT 30 kV (un circuito por cada centro de seccionamiento)

destinado a la evacuación de energía de todo el parque hasta la subestación eléctrica “Morantes”, la cual no forma parte del ámbito del presente proyecto.

Los circuitos eléctricos de MT 30 kV que van uniendo las estaciones de potencia de la planta entre sí tendrán secciones comprendidas entre 240 mm² y 400 mm² en los conductores de los distintos tramos que forman el circuito con el fin de minimizar las pérdidas en la producción. Para los diferentes tramos subterráneos mencionados se utilizará conductor del tipo RHZ1-OL H16 de aluminio con aislamiento XLPE 18/30 kV.

Los terminales utilizados serán de aislamiento seco, según la sección y naturaleza del cable indicado anteriormente.

Las pantallas de los cables irán conectadas a la tierra general de la planta fotovoltaica en cada uno de los extremos de los diferentes tramos.

6. Sistema de control, vigilancia y seguridad

El sistema de seguridad propuesto para la planta fotovoltaica contempla los siguientes subsistemas:

- Videovigilancia perimetral.
- Detección de intrusión perimetral (incluido sistema de iluminación perimetral).
- Control de acceso a la instalación.
- Alimentación eléctrica al sistema.
- Sistema de gestión.

El sistema de televisión posibilitará la visualización, captura y grabación de las imágenes captadas por el conjunto de cámaras en el centro de control bajo un *substream* de vídeo ajustable a las necesidades de tráfico de la red. Este sistema, el cual está formado por cámaras IP de 2 Mpx con rotación de 360°, ubicadas en báculos distribuidos por el perímetro de la planta cada 300 metros, sirve para optimizar la relación calidad de imagen/coste, utilizando concentradores IP de red en los servidores de videovigilancia ubicados en el centro de control a través de la red de comunicaciones multiservicio de la planta.

Se instalarán analizadores de detección de intrusión perimetral, compuestos por cable sensor microfónico que, mediante analizadores, realizará el test del perímetro para supervisar si existe el corte, escalada o rotura de la valla.

El último eslabón del sistema de seguridad es un sistema de iluminación perimetral sectorizada con una luminaria cada 40 metros que serán activadas en el sector concreto y en el momento en que el centro de control confirme una alarma, tanto en el sistema de detección como el de videovigilancia, y actuarán siguiendo las instrucciones del mismo.

El suministro eléctrico de los concentradores IP, los analizadores de detección y las luminarias se realizará mediante la alimentación en baja tensión desde las estaciones de potencia próximas a las cámaras, instalando el cableado de baja tensión enterrado por el perímetro del vallado.

El sistema de videovigilancia, detección perimetral y sistema de iluminación dispondrán de un sistema de respaldo en caso de que falle la alimentación de las EP o en labores de mantenimiento consistente en:

- Módulo regulador-controlador.
- Batería con autonomía para cinco días (comunicación de nivel de batería con el SCADA de la planta).

Las estaciones meteorológicas estarán comunicadas con el centro de control y alimentadas de las estaciones de potencia más cercanas. Para la planta solar fotovoltaica se llevará a cabo la instalación de tres estaciones meteorológicas.

El sistema de control de acceso a la instalación constará de los siguientes elementos:

- Un acceso de vehículos con barreras y mástil de cuatro metros (dos unidades) con los elementos asociados correspondientes de controladores, lectores de proximidad, fotocélulas, postes, etc.
- SAI
- Sistema de emisión de tarjetas de identificación.
- Sistema de control de accesos y presencia con torniquete doble bidireccional.
- Sistema de control para la caseta de entrada, con equipo de acceso al sistema de seguridad.

Se ejecutará una zanja perimetral en la que se tenderá un anillo de fibra óptica para la comunicación de las cámaras de videovigilancia y el sistema anti intrusión con el centro de control.

El centro de control albergará todos los equipos de comunicación y control. Las operaciones de monitorización, medición y control se realizarán en el edificio de control (centro de control) que se encuentra ubicado en el interior de la planta solar. Desde este edificio se monitorizarán datos tales como la producción eléctrica, estado de cada inversor, valores recogidos por los distintos dispositivos de medida de tensiones y corrientes, etc., a través del hardware y el software específico para la monitorización de plantas fotovoltaicas.

Todos los inversores y dispositivos monitorizados están comunicados entre sí por una red de fibra óptica cuyo diseño permite la operación de los distintos componentes de modo automático a través del sistema SCADA, o manualmente, en caso de avería de éste. Este sistema ejercerá la acción de control y supervisión.

7. Instalación de alumbrado exterior

La utilidad principal de las instalaciones de alumbrado de la planta es la videovigilancia y seguridad nocturna. El alumbrado que se proyecta para toda la planta no será de funcionamiento permanente durante la noche, excepto las luminarias que se ubicarán en los accesos de las distintas islas que forman la planta que sí estarán permanentemente encendidas en horario nocturno.

Se instalarán en la planta un total de 574 luminarias, de las cuales 4 unidades se instalarán en cada centro de seccionamiento (un total de 16 luminarias), 4 unidades irán destinadas al edificio de control y 554 luminarias que se instalarán perimetralmente a lo largo de todo el vallado exterior de las distintas islas que forman la planta, situando las luminarias cada 40 metros aproximadamente.

Las luminarias a instalar emplearán lámparas LED de bajo consumo sobre báculos de cuatro metros de altura en el caso de la iluminación perimetral, centros de seccionamiento y edificio de control.

Las luminarias perimetrales no estarán permanentemente encendidas, sólo se encenderán cuando se detecte una intrusión por las cámaras infrarrojas que forman parte del sistema de videovigilancia (solo se encenderán en la zona en la que se detecte la intrusión), o por labores de mantenimiento. En el caso de las luminarias de los centros de seccionamiento y edificio de control, se encenderán manualmente de manera puntual para realizar labores de inspección y vigilancia o para apoyar a la iluminación en caso de mantenimiento. Por tanto, no se producirá impacto lumínico relevante.

8. Vallado

El vallado perimetral estará formado por mallazo electrosoldado de 2,5 metros de altura. Las puertas de acceso serán de 6 metros de ancho para acceso de vehículos. En los casos de cruce con cauces, el flujo de agua de los cauces afectados por la planta no será interrumpido por ningún elemento del vallado perimetral, permitiéndose siempre la libre circulación del agua. Para ello, se instalarán unas estructuras similares a las utilizadas en vallado cinegético, consistiendo en cable o listón sobre el cauce del que penderán varillas de madera de poco diámetro cubriendo la totalidad de la sección. Los cables o listones estarán arriostrados a sendas pértigas situadas en las orillas del cauce. Se incluirá una puerta en el vallado en la zona de servidumbre para los cauces que no tengan un flujo continuo de agua, y en caso contrario se colocarán dos puertas, una a cada lado del cauce.

9. Centros de seccionamiento 30 kV

Los centros de seccionamiento se ubicarán repartidos en el interior de la planta solar fotovoltaica⁴⁰.

La instalación proyectada cada centro de seccionamiento tendrá el siguiente alcance:

- a) Centro de seccionamiento N°1:
 - ⇒ 1 Celda de protección.
 - ⇒ 3 Celdas de línea (C1-C2-C3) para cada circuito de la planta fotovoltaica.
 - ⇒ 1 Celda de servicios auxiliares.
- b) Centro de seccionamiento N°2:
 - ⇒ 1 Celda de protección.
 - ⇒ 3 Celdas de línea (C1-C2-C3) para cada circuito de la planta fotovoltaica.
 - ⇒ 1 Celda de servicios auxiliares.
- c) Centro de seccionamiento N°3:
 - ⇒ 1 Celda de protección.
 - ⇒ 4 Celdas de línea (C1-C2-C3-C4) para cada circuito de la planta fotovoltaica.
 - ⇒ 1 Celda de servicios auxiliares.
- d) Centro de seccionamiento N°4:
 - ⇒ 1 Celda de protección.
 - ⇒ 3 Celdas de línea (C1-C2-C3) para cada circuito de la planta fotovoltaica.
 - ⇒ 1 Celda de servicios auxiliares.

1) Celda de protección:

Dimensiones	
Profundidad (mm)	1.400 mm
Anchura (mm)	600 mm
Altura (mm)	2.350 mm
Peso (kg)	450...650kg
Características	
Corriente asignada de derivación	1.250 A
Intensidad nominal de corta duración	31,5 kA/1s
Intensidad de cortocircuito dinámica	80 kA
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	SF6
Seccionador	
Corriente asignada	1.250 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (cerrado-abierto-P. a T.)	3 posiciones
Interruptor automático	

⁴⁰ El proyecto detalla sus coordenadas UTM ETRS89 HUSO 29.

Tecnología de corte	SF6
Mando del interruptor	Motorizado
Corriente asignada (A)	1.250 A
Corriente asignada de corte (kA)	31,5 kA/1s
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 kA
Transformadores de corriente 1º juego	
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	600-1200/5-5-5A
Transformadores de tensión en barras	
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	33.000:R3 /110:R3 - 110:R3 - 110:3
Transformadores de tensión	
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	33.000:R3 /110:R3 - 110:R3 - 110:3

2) Celda de línea:

Dimensiones	
Profundidad (mm)	1.400 mm
Anchura (mm)	600 mm
Altura (mm)	2.350 mm
Peso (kg)	450...650kg
Características	
Corriente asignada de derivación	630 A
Intensidad nominal de corta duración	31,5 kA/1s
Intensidad de cortocircuito dinámica	80 kA
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	SF6
Seccionador	
Corriente asignada	630 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (cerrado-abierto-P. a T.)	3 posiciones
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Mando del interruptor	Motorizado
Corriente asignada (A)	630 A
Corriente asignada de corte (kA)	31,5 kA/1s
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 kA
Transformadores de corriente 1º juego	
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	300-600/5-5A

3) Celda de SS.AA.:

Dimensiones	
Profundidad (mm)	1.400 mm
Anchura (mm)	600 mm
Altura (mm)	2.350 mm
Peso (kg)	450...650kg
Características	
Corriente asignada de derivación	10 A
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	SF6
Interruptor-Seccionador con fusibles	
Corriente asignada	630 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (cerrado-abierto-P. a T.)	3 posiciones
Bases portafusibles equipadas con:	
Fusibles	10 A
Interruptor con fusibles y disparo combinado	Sí

Los Servicios Auxiliares de cada centro de seccionamiento se alimentarán por:

- 1 Transformador tipo seco de 160 kVA, 30.000/400 V.
- 2 Rectificadores-batería 125 Vcc 100 Ah.
- 2 Convertidores 125/48 Vcc.

Las características de diseño del equipamiento eléctrico de los centros de seccionamiento son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 30 kV.
Tensión nominal	kV.	30
Tensión más elevada para el material	kV.	36
Número de fases		3
Identificación de fases		L1-L2-L3
Frecuencia nominal	Hz.	50
Tensión soportada a frecuencia industrial	kV.	70
Tensión soportada rayo	kV.	170
Corriente asignada sistema de barras	A.	1.250
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA.	31,5
Duración del defecto trifásico	seg.	1
Tensión SS.AA. CA	V	400/230
Tensión SS.AA. CC Protecciones	V	125/48
Tensión SS.AA. CC Control	V	125/48

10. Edificio de control y nave almacén

El centro de control y la nave almacén se ubicarán en el mismo edificio (Edificio de Control) y se situarán al sur de la planta (Isla nº 1).

El edificio para centro de control y almacén tendrá una superficie total de 84,5 m² (será un rectángulo de 13 metros de longitud por 6,5 metros de anchura).

En la zona correspondiente a la sala de control, que tendrá una superficie aproximada de 17 m², se instalarán el centro de control y la medida de la planta solar fotovoltaica. También albergará el cuadro de BT en 400 V para la alimentación de los SS.AA. del edificio de (alimentación desde centro de seccionamiento más cercano), los servicios auxiliares del propio edificio y baterías.

El almacén tendrá una superficie total de 47 m² y tendrá tres zonas bien diferenciadas:

- Zona de mantenimiento
- Almacén de residuos
- Almacén de material para la planta.

El conjunto estará formado por una nave única, cerrada, con cubierta a dos aguas y constará de dos salas principales, una para los equipos de control y otra para la zona de almacenamiento. Además, dispondrá de un aseo ubicado dentro de la superficie destinada a sala de control.

11. Líneas subterráneas a 30 kV centros de seccionamiento – subestación de eléctrica

La evacuación de la energía desde los centros de seccionamiento internos en la PSF ÁUREA hasta la subestación eléctrica Morantes se realizará mediante cuatro circuitos en media tensión a 30 kV, directamente enterrados por motivos de seguridad y por minimización del impacto ambiental.

El circuito eléctrico de MT 30 kV, que parte desde el centro de seccionamiento número 1 (línea de evacuación nº 1), tendrá una longitud de 768 metros y contará con una sección de conductores de 240 mm², empleando un total de dos conductores en paralelo por cada fase. El conductor empleado será del tipo RHZ1-OL H16 de cobre con aislamiento XLPE 18/30 kV.

El circuito eléctrico de MT 30 kV, que parte desde el centro de seccionamiento número 2 (línea de evacuación nº 2), tendrá una longitud de 393 metros y contará con una sección de conductores de 240 mm², empleando un total de tres conductores en paralelo por cada fase. El conductor empleado será del tipo RHZ1-OL H16 de cobre con aislamiento XLPE 18/30 kV.

El circuito eléctrico de MT 30 kV, que parte desde el centro de seccionamiento número 3 (línea de evacuación nº 3), tendrá una longitud aproximada de 2.590 metros y contará con una sección de conductores de 400 mm², empleando un

total de tres conductores en paralelo por cada fase. El conductor empleado será del tipo RHZ1-OL H16 de cobre con aislamiento XLPE 18/30 kV.

El circuito eléctrico de MT 30 kV, que parte desde el centro de seccionamiento número 4 (línea de evacuación nº 4), tendrá una longitud aproximada de 1.884 metros y contará con una sección de conductores de 240 mm², empleando un total de dos conductores en paralelo por cada fase. El conductor empleado será del tipo RHZ1-OL H16 de cobre con aislamiento XLPE 18/30 kV.

Las zanjas de distribución por donde circularán dichos circuitos tendrán una profundidad de 1,95 metros y una anchura de 0,4 metros. Al tratarse de cables directamente enterrados, a lo largo de la zanja se encontrará una placa de protección en la parte superior de dichos cables.

Se instalarán arquetas de conexión eléctrica y comunicación del tipo prefabricada de hormigón sin fondo registrable capaz de soportar cargas de 400 kN con marco de chapa galvanizada y tapas de fundición. Dichas arquetas serán del tipo A2.

Los terminales utilizados serán de aislamiento seco, según la sección y naturaleza del cable indicado anteriormente.

Las pantallas de los cables irán conectadas a la tierra general de la planta fotovoltaica en cada uno de los extremos de los diferentes tramos.