

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 GAETANA SOLAR, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA GAETANA, DE 150 MW DE POTENCIA INSTALADA, LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV, LA SUBESTACIÓN 30/220 KV “MORANTES”, LA LÍNEA DE EVACUACIÓN A 220 KV Y LA SUBESTACIÓN 30/220 KV “LA MUELA”, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE LA ROCA DE LA SIERRA, MÉRIDA, LA NAVA DE SANTIAGO Y CORDOBILLA DE LÁCARA, EN LA PROVINCIA DE BADAJOZ

Expediente nº: INF/DE/099/20

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 25 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 GAETANA SOLAR, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica GAETANA, de 150 MW de potencia instalada, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación 30/220 kV “Morantes”, la línea de evacuación a 220 kV y la subestación 30/220 kV “La Muela”, en los términos municipales de La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara, 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 30 de diciembre de 2016, GAETANA SOLAR, S.L. (en adelante GAETANA 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 “GAETANA” (en adelante PSF GAETANA), 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 la entidad garante.

Con fecha 13 de agosto de 2019, GAETANA 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 GAETANA, 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 GAETANA y su infraestructura de evacuación. 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 GAETANA 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

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

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 GAETANA—, 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). 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 un conjunto de instalaciones, entre las que se encuentra la PSF GAETANA, 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 GAETANA. 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 GAETANA SOLAR la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF GAETANA y su infraestructura de evacuación. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras: a) el Proyecto de la instalación fotovoltaica —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la producción prevista; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de

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).

acceso y conexión; y d) Informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 24/2013); en particular, su artículo 21.1 establece que *«la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»*; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para *«la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes»*, y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones *«de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica»* debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que GAETANA 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 GAETANA, de 150 MW de potencia instalada, las líneas eléctricas subterráneas a 30 kV, la subestación 30/220 kV “Morantes”, la línea de evacuación a 220 kV y la subestación 30/220 kV “La Muela”, 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, habiéndose recibido alegaciones de particulares que han sido respondidas por GAETANA SOLAR.

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 GAETANA, de 150 MW.

Además, la Propuesta informa que el uso de la infraestructura de evacuación de energía eléctrica que conectará el parque fotovoltaico con la subestación Carmonita 400 kV, propiedad de REE, es compartido con otras instalaciones y el tramo final, tramitado por Arconte Solar, S.L., no es objeto de este proyecto.

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 GAETANA 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 GAETANA SOLAR la autorización administrativa previa y de construcción para la PSF GAETANA, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación 30/220 kV “Morantes”, la línea de evacuación a 220 kV y la subestación 30/220 kV “La Muela”, con las características definidas en el *«Proyecto de planta solar fotovoltaica de 150 MWp “Gaetana”, Línea 220 kV S/C DUPLEX “Morantes- La Muela- Carmonita”,*

S.E. 220/30 kV 2x150 MVA “Morantes” y S.E. 220/30 kV 1x100 MVA “La Muela”. T.M. La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara (Badajoz)», fechado en abril 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 441.150 módulos policristalinos de 340 y 345 Wp colocados sobre 4.902 soportes de seguidores a un eje y 37 inversores de 3.550 kW y 2 de 2.365 kW, así como contará con 37 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 por el término municipal de La Roca de la Sierra, en la provincia de Badajoz.

La subestación transformadora “Morantes” 30/220 kV cuenta con dos posiciones de transformador 30/220 kV de 150 MVA, un parque de intemperie de 220 kV de simple barra con una posición de línea de salida y un parque interior de 30 kV en edificio.

La línea de evacuación a 220 kV, de 29.023 metros de longitud, S/C Dúplex, tiene como origen en la Subestación “Morantes” y final en la Subestación “Carmonita”, propiedad de REE, y entrada/salida de 401 metros de longitud aproximada, D/C Dúplex, en la Subestación “La Muela”, pasando por los términos municipales de La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara, en la provincia de Badajoz. Cuenta con dos conductores por fase que serán de cable de aluminio-acero 337-AL1/44-ST1A (LA-380) y 85 apoyos proyectados.

La subestación transformadora “La Muela” 30/220 kV cuenta con una posición de transformador 30/220 kV de 100 MVA, un parque de intemperie de 220 kV de simple barra con dos posiciones de línea de salida y un parque interior de 30 kV en edificio.

Por otra parte, la Propuesta indica que GAETANA 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 que se autoriza a los efectos previstos en el RD 1955/2000.

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.*»

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 petitionerio 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 GAETANA estará formado por 441.150 módulos, de los cuales 439.350 módulos tendrán una potencia de 340 Wp y 1.800 módulos de 345 Wp, modelo CANADIANSOLAR MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-340P y MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-345P o similares, de silicio policristalino, cuya potencia de salida estará garantizada hasta 25 años, y con una eficiencia de un 17,49% y 17,74% respectivamente en condiciones estándar⁴.

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 (2 V). 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

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.

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 doce 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”.

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:

- 128 seguidores, 384 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 340 W e inversor limitado a una potencia de salida máxima de 3,53 MW.
- 127 seguidores, 381 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 340 W e inversor limitado a una potencia de salida máxima de 3,53 MW.
- 90 seguidores, 270 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de potencia nominal de 340 W e inversor limitado a una potencia de salida máxima de 2,20 MW.
- 91 seguidores, 272 *strings* compuestos por módulos fotovoltaicos de 340 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	128	90	384	11.520	340	3.916.800	3,53	8.139	7.933
1	127	90	381	11.430	340	3.886.200	3,53	8.076	7.872
1	90	90	270	8.100	340	2.754.000	2,20	5.844	5.758
1	91	90	272	8.190	340*	2.784.600	2,19	5.757	5.610

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 (340 y 345 W) ha sido considerada como si todos sus módulos fuesen de potencia de 340 W.

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 22 se corresponden a la configuración compuesta por módulos fotovoltaicos de 340 W, 128 seguidores e inversor limitado a 3,53 MW, 15 a una configuración compuesta por módulos fotovoltaicos de 340 W, 127 seguidores e inversor limitado a 3,53 MW, una compuesta por módulos fotovoltaicos de 340 W, 90 seguidores e inversor limitado a 2,20 MW, y una compuesta por una combinación de módulos fotovoltaicos de potencias 340 y 345 W, 91 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
22	128	340	3,530	179.058	174.526
15	127	340	3,530	121.140	118.080
1	90	340	2,200	5.844	5.758
1	91	340*	2,190	5.757	5.610
Total Producción estimada				311.799	303.974

Por tanto, la energía neta generada estimada en la instalación será de 303.974 MWh/año (2.026 horas de funcionamiento a plena carga), lo que permitirá reducir la emisión de CO₂ procedente de combustibles fósiles en una cuantía del orden de 1.860.321 toneladas durante los 30 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 62.011 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta⁶.

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

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.

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 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.

⁷ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

⁸ Una Norma Española.

- 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.
- ⇒ Descargadores 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 12 circuitos (3 circuitos por cada uno de los centros de seccionamiento nº 1 y 4, 2 circuitos del centro de seccionamiento nº 3 y 4 circuitos del centro de seccionamiento nº 2) 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 aparatamenta 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. Las cajas de seccionamiento de la tierra de servicio y protección estarán separadas por una distancia mínima de un metro.

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 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 las 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 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.

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

- 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 está formado por cámaras IP de 2 Mpx con rotación de 360º, 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).

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

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

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.

- 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 o los valores recogidos por los distintos dispositivos de medida de tensiones y corrientes, todo ello 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.

Respecto a la subestación La Muela, contará con un sistema de control integrado, en el edificio de control en la subestación, que albergará todo el sistema de comunicaciones desde el que se monitorizan datos tales como la producción eléctrica, el estado de cada elemento de corte (interruptores, seccionadores, etc.), valores recogidos por los distintos dispositivos de medida de tensiones y corrientes, el estado de los autotransformadores (toma del regulador), etc., a través del hardware y el software específico para la monitorización SCADA de las subestaciones. Todas las subestaciones estarán comunicadas entre sí por una red de fibra óptica. Su 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. El sistema de control de la subestación realizará las siguientes funciones:

- Control local/remoto y señalización a través de monitor del mando de interruptores y seccionadores de 220 kV, mando en los interruptores de 30 kV y señalización en el resto de elementos de corte y puesta a tierra de las cabinas de media tensión.
- Mando y señalización de posición del regulador del transformador 220/30 kV.
- Medida local y remota de la posición de transformador 220/30 kV y líneas 30 kV.

¹² Sistemas de alimentación ininterrumpida.

- Señalización local y registro cronológico de alarmas de las posiciones de transformador y MT.

Tendrá comunicación con el sistema de telecontrol para enviar información y recibir órdenes de mando y disparo.

La configuración del sistema será la siguiente:

- Un equipo central (UCS) constituido fundamentalmente por unidades de proceso, módulos de memoria, módulos de comunicaciones y fuentes de alimentación. En la pantalla, gráfica en color, se representará el unifilar de la subestación, las medidas y el estado de los elementos y equipos.
- Equipos locales (UCPs) asociados a cada posición (líneas y transformadores) e instalados en el armario de la unidad central: Existirán equipos locales constituidos fundamentalmente por módulos de entrada y salida, unidades de proceso, módulos de memoria, fuentes de alimentación y módulos de comunicación.
- Un equipo de transmisión remota vía GSM y mediante fibra óptica a través de la línea aérea de evacuación con cable OPGW.
- Un equipo TPU-1 para el telemando de la posición de interruptor del transformador.
- Un equipo GPS para sincronización horaria.
- Un concentrador óptico.

En cuanto al sistema de puesta a tierra de la subestación estará formado por:

- Electrodo de puesta a tierra: Será una malla enterrada de cable de cobre. Los conductores en el terreno se tenderán formando una retícula, estando dimensionado de manera que, al dispersar la máxima corriente de fallo, las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el reglamento.
- Líneas de tierra: Serán conductores de cobre desnudo que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo, de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.
- Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación sobre los pórticos de amarre de las líneas pararrayos tipo Franklin.

La subestación también contará con un sistema de alumbrado exterior —constituido por lámparas LED de 340 W para iluminación intensiva de mantenimiento, que normalmente estará apagada y solo entrará en funcionamiento para tareas de emergencia y reparación, así como iluminación de acceso a las instalaciones permanente, que consistirá en proyectores con lámparas LED de 48 W—, interior (constituido por tubos LED de 35 W) y de emergencia —constituido por luminarias autónomas con alimentación independiente del resto—, así como con un sistema de protección contra incendios —con medias activas como un sistema automático de detección de

incendios, central de alarmas y extintores móviles, y pasivas, como la compartimentación de todas las salas con una RF-120 y muro cortafuegos que supere las dimensiones de los transformadores—.

La subestación Morantes contará con también con su sistema de control integrado, sistema de puesta a tierra, sistema de alumbrado y de protección contra incendios, todos ellos de las mismas características definidas para la subestación La Muela.

En todo caso, las instalaciones eléctricas de baja tensión en corriente alterna cumplirán con lo indicado en el REBT¹³ y, en particular, en lo correspondiente a las ITCs¹⁴ de instalaciones interiores o receptoras.

Por otra parte, la línea aérea Morantes-La Muela-Carmonita contará con 85 apoyos construidos con perfiles angulares de acero galvanizado y presentarán una sección cuadrada con cabeza prismática y fuste troncopiramidal, con celosía sencilla e igual para las caras. Según el fabricante, para los perfiles utilizados en la fabricación se utilizan dos calidades de acero S275JR y S355JO, correspondientes a la norma UNE EN 'Productos laminados en caliente de acero no aleado, para construcciones metálicas de uso general'. Las dimensiones y tolerancias de estos perfiles se ajustan a la norma UNE EN 1056 'Angulares de lados iguales y desiguales de acero estructural'. Respecto a la tornillería se utiliza calidad según la norma UNE EN 20898 'Características mecánicas de los elementos de fijación'. Todos los apoyos tendrán protección por galvanizado en caliente. El galvanizado se ajustará a la norma UNE EN ISO 1461 'Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados en hierro y acero', y UNE 37-507-88 'Recubrimientos galvanizados en caliente de tornillería y otros elementos de fijación'. La superficie presentará una galvanización lisa adherente, uniforme, sin discontinuidad y sin manchas. El tendido aéreo se llevará a cabo con cable de aluminio-acero 337-AL1/44-ST1A (LA-380), según normas UNE 21018 y 2101. Para protección frente a las descargas atmosféricas y para comunicaciones, la línea aérea está dotada de cable de tierra compuesto tierra-fibra óptica, del tipo OPGW-48. Para que la protección contra las descargas atmosféricas sea eficaz se dispondrá la estructura de la cabeza de las torres a instalar de forma que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable de tierra con la línea determinada por este punto y el conductor, no exceda de los 35°, en la medida de lo posible, de acuerdo con la recomendación del reglamento. Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T., además de cumplir con los requisitos dimensionales de las normas UNE-EN 60305 'Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Elementos de las cadenas de aisladores de material cerámico o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza o vástago', UNE-EN 60433 'Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Aisladores

¹³ Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

¹⁴ Instrucciones Técnicas Complementarias.

de cerámica para líneas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo bastón', UNE-EN 61466-1 'Elementos de las cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Clases mecánicas y acoplamientos de extremos normalizados', UNE-EN 61466-2 'Elementos de las cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas', CEI 60720 para aisladores rígidos de columna o peana, CEI 383/72 para las características eléctricas de los aisladores, UNE 21 009 'Medidas de los acoplamientos para rótula y alojamiento de rótula de los elementos de cadenas de aisladores', UNE 21 114 'Ensayos de aisladores para líneas eléctricas aéreas de tensión superior a 1.000 V', UNE 21 124 'Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza y vástago', UNE 21 126 'Dispositivos de enclavamiento para las Uniones entre elementos de las cadenas de aisladores mediante rótula y alojamiento de rótula. Dimensiones y ensayos'.

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno. Además, el sistema de puesta a tierra cumplirá los esfuerzos mecánicos, de corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del R.L.A.T. La puesta a tierra, en caso de apoyos con patas separadas, se dispondrá mediante un anillo cerrado a modo de electrodo de difusión que tendrá cuatro conexiones al apoyo, una por montante, para lo cual se utilizarán dos cables de tierra AC 50, de 49,4 mm² de sección y piezas de uniones adecuadas hasta llegar al electrodo. En este caso, el electrodo consistirá en un anillo horizontal doble de cable de acero desnudo de 50 mm² alrededor del apoyo, enterrado en zanja a 0,8 metros de profundidad, al que se conectarán cuatro picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud, una en cada pata del apoyo. El paso del cable de tierra a través del macizo de cimentación se efectuará por medio de un tubo introducido en el momento del hormigonado. El extremo superior del tubo quedará sellado (con poliuretano expandido o similar) para impedir la entrada de agua evitando así tener agua estancada que favorezca la corrosión del cable de tierra.

Todos los apoyos deberán conectarse a tierra mediante electrodos que aseguren una resistencia de difusión inferior a 20 Ohm, por lo que la longitud del conductor de tierra se prolongará tanto como sea necesario para no alcanzar una resistencia superior. En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda de acuerdo con el criterio de la línea que se haya establecido. Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situado a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de dos metros.

Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa de calidad HM-20, deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08 y se han proyectado de acuerdo con la naturaleza del terreno. Las

cimentaciones de los apoyos serán del tipo de patas separadas con cueva, constituidas por un bloque de hormigón para cada uno de los anclajes del apoyo.

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

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

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 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 (IUN¹⁵) 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.12.1¹⁶, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión¹⁷ 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

¹⁵ 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.

¹⁶ 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).

¹⁷ 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):

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

red de medio plazo establecido en la planificación vigente¹⁸, 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 viable¹⁹, 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 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

¹⁸ 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).

¹⁹ 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.

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.12.2²⁰, por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN del nudo de Carmonita 400 kV, que actuará como “representante” para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

Con fecha 31 de julio de 2018, REE emitió escrito de actualización de contestación a la solicitud de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Carmonita 400 kV por cambio de titularidad y ubicación de las plantas Carmonita I a V e incorporación de la nueva planta fotovoltaica, Ieron (13 MW_{nom}/15 MW_{ins}), promovida por Ieron Solar, S.L., siendo el nuevo IUN Absalón Solar, S.L. Con la nueva incorporación la solicitud de acceso se eleva a 663 MW de potencia nominal. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en la subestación Carmonita 400 kV y se materializaría a través de una posición de transformador en dicha subestación (transformador no transporte 400/220 kV de 700 MVA) que compartirían las instalaciones de generación renovables bajo dicha interlocución. Los estudios técnicos concluyen que, bajo las consideraciones establecidas en los mismos y para el escenario energético y de red establecido en el H2020, en el ámbito nodal, para el nudo Carmonita 400 kV, la evacuación del contingente de generación solicitada resultaría técnicamente viable, considerando la limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el RD 413/2014) que, para este caso, constituye la capacidad más limitante de los estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad para el nudo indicado.

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 IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión—, y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas

²⁰ En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la ‘Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte’.

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 GAETANA—, 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 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 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 GAETANA 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 Áurea, 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 GAETANA 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 mediterráneo²¹, 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 donde se implantará la instalación presenta unas condiciones de irradiación solar muy favorables, situándose el emplazamiento seleccionado en la zona de 5,1 kWh/m² día.

La línea aérea eléctrica de alta tensión 220 kV “Morantes–La Muela–Carmonita”, discurrirá por cuatro términos municipales, La Roca de la Sierra, Cordobilla de Lácara, La Nava de Santiago y Mérida, todos ellos en la provincia de Badajoz, y afectará a parcelas privadas, caminos, cauces públicos, a una carretera autonómica, la EX-214 (de A-66 a Albuquerque por La Roca de la Sierra) y a otra provincial, la BA-099 (de la Nava de Santiago al límite con la provincia de Cáceres).

El emplazamiento escogido para la PSF GAETANA 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 248 metros. La superficie afectada por la planta sobre la totalidad de las parcelas catastrales es de 416,81 hectáreas, constituyendo el 49,72% 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 GAETANA está atravesada por varios cauces públicos, concretamente al oeste de la planta está el conocido como Arroyo de Valdeherrerros, del cual parten ramales que se introducen en la planta, y al este se encuentra el Arroyo de los Barreros, del cual parte un ramal que se adentra en la planta, así como varios arroyos innominados que lo hacen del mismo modo siguiendo dirección sur-norte y oeste-este. Ninguna de las estructuras o infraestructuras de la planta se situarán dentro de la zona

²¹ 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.

delimitada por el Dominio Público Hidráulico (DPH) 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 DPH según Real Decreto 849/1986²² 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 Hidráulico²³.

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 DPH 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 vados ondulados de hormigón.

Tanto la Subestación Morantes y como la Subestación La Muela se ubicarán fuera del DPH y Zonas de Servidumbre. En el caso de la S.E. Morantes, los arroyos más cercanos se encuentran a más de 100 metros al suroeste y a 120 metros al norte, ambos innominados. La S.E. La Muela se encuentra a más de 230 metros de un arroyo innominado al suroeste y a más de 250 metros al este del Arroyo de las Limoneras.

Respecto a la afección a carreteras, la PSF GAETANA se encuentra situada al este de la carretera autonómica EX-327 (de La Roca de la Sierra a Montijo). El punto más cercano al vallado de las islas que componen la planta está a una distancia de superior a 400 metros. La S.E. Morantes se encontrará situada al norte de la planta, a una distancia aún mayor de la carretera. El acceso a la planta y de la S.E. Morantes se hará a través de una entrada a un camino al cual se enlaza por el punto kilométrico 7+575 de la carretera mencionada. La

²² 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.

²³ 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.

S.E. La Muela estará situada al norte de la carretera EX-214 (de la A-66 a Alburquerque por la Roca de la Sierra), de titularidad autonómica, a una distancia en línea recta a más de 400 metros. La entrada se hará a través del acceso de la Planta Solar Fotovoltaica Gala, ubicada al norte de la subestación, situado entre los puntos kilométricos 22 y 23 de la carretera EX-214, a través de cual partirá un tramo hacia la derecha correspondiente al acceso de la S.E. La Muela.

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-USDA²⁴, 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 24ca²⁵, 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 planteadas²⁶. 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*

²⁴ 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.

²⁵ Según el Mapa de Series de Vegetación de España del MITERD.

²⁶ 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 GAETANA es el que ha incluido la línea aérea de evacuación a 220 kV.

Alteración de su Hábitat” según el mencionado catálogo, entre otras. En particular, respecto a la PSF GAETANA, no se considera que se den afecciones directas o indirectas sobre los espacios naturales, siendo el más cercano la Laguna Murtales (ZEC²⁷), complejo formado por cinco lagunas en el noroeste de la provincia de Badajoz, en los términos municipales de La Roca de la Sierra y Mérida, y que se encuentra a más de 800 metros del punto más cercano al vallado. La bubestación La Muela se encuentra a más de 2,5 kilómetros de distancia de la misma laguna como Espacio Natural Protegido más cercano a su ubicación.

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 rojo²⁸, el CEEA²⁹ 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 (IBA³⁰) 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 GAETANA.

Respecto a los caminos rurales de naturaleza pública en el entorno de la planta solar, para la instalación de la misma, y teniendo en cuenta también la subestación Morantes, se pretende desafeccionar parte de un camino del Catálogo Provisional de La Roca de la Sierra mediante trazado alternativo³¹, el Camino

²⁷ Zona Especial de Conservación.

²⁸ Lista Roja de Especies Amenazadas de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN).

²⁹ Comité Ético de Experimentación Animal.

³⁰ *Important Bird Areas* o Áreas Importantes para la Conservación de las Aves.

³¹ La desafección de los caminos será objeto de un proyecto específico, no estando incluido en el presente.

nº 50 ‘Camino Morante a la Viña de la Matona’ —con una anchura de la calzada total de 3 metros según el catálogo—, para el que se propone un trazado alternativo desde este propio camino bordeando la zona oeste de la isla 4 de la planta solar, además de otro camino innominado, no incluido en dicho catálogo, afectado por la isla 2 y que discurre con dirección sur-noreste, para el que se propone un trazado alternativo bordeando el vallado de la isla 2 por el sur y el este, volviéndose a conectar con el mismo que estaba originalmente. En cuanto a la Subestación La Muela, no se ve afectado ningún camino de catálogo, quedando al oeste y a más de 1.300 metros el camino nº 9 (Camino de Puebla de Obando). Además existen cruces de líneas subterráneas de la planta solar con Caminos de catálogo mencionado, cruces que se producen por una líneas de media tensión entre islas de la planta: Islas 1 y 5 (Cruce Línea MT Evacuación) con el Camino Catálogo La Roca de la Sierra nº 49 (Camino de las Barreras), camino que también se cruza con la línea de MT entre Islas 3 y 4; Islas 4 y 5 (Cruce Línea MT Evacuación y Cruce Líneas Media Tensión) con el Camino del Catálogo mencionado nº 50 (Camino Morante a la Viña de la Matona).

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. 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, el más cercano es el de “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—, que está a una distancia mayor de 600 metros. En cuanto a la Arquitectura Vernácula de la Roca de la Sierra, el más cercano es el denominado “Chozo”, ubicado al oeste de la implantación a unos 500 metros aproximadamente del vallado en su zona más próxima.

La Subestación La Muela tampoco tiene afección sobre cualquier tipo de yacimiento arqueológico registrado en Carta Arqueológica. En las proyecciones arqueológicas realizadas se han tenido en cuenta en las medianías de la implantación determinados hallazgos encontrados, como son un Hito de Granito ensartado en el suelo, posiblemente utilizado como delimitador del terreno, estando a una distancia aproximada de 70 metros al noreste de la subestación. Además, se ha encontrado un Depósito de Agua sin uso y deteriorado construido con losas y bloques de cemento, situado a más de 200 metros al suroeste.

Por otra parte, en la zona de implantación de la PSF GAETANA 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. Además, la línea aérea a 220 kV “Morantes–La Muela–Carmonita”, objeto del presente proyecto, comienza su trazado desde el norte de la isla 5 dirección noroeste.

Asimismo, en la zona de implantación de la planta solar se encuentra el vértice geodésico de la red REGENTE del Instituto Geográfico Nacional, identificado como Morante (número 75.163), situado en las inmediaciones del camino de Morante a la Viña de la Matona. Ningún elemento de la planta se encuentra a menos de 20 metros del mismo, por lo que ha sido respetado.

Respecto al análisis y valoración de las incidencias paisajísticas, según la tipología paisajística de la Junta de Extremadura, la planta, línea y subestaciones se encuentran en 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 GAETANA 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. Para el caso de la línea eléctrica se han respetado y se han tenido en cuenta todos los dominios públicos y zonas con protección con sus zonas de influencia.

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 GAETANA no se prevén afecciones por efecto acumulativo ni interferencias entre ellas.

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 GAETANA 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 a la planta solar es el Cortijo Viejo de Morantes, situado al suroeste de la futura planta, a más de 100 metros, y el Cortijo de Morantes a San José, que se encuentra a 500 metros al oeste de la misma. Los núcleos de poblaciones más cercanos son La Nava de Santiago, a más de 10 kilómetros, y La Roca de la Sierra, a unos 5 kilómetros, ambos medidos en línea recta.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF GAETANA 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).

Las subestaciones a 220 kV “La Muela” y “Morantes” estarán situadas en el término municipal de La Roca de la Sierra, en los Parajes de La Muñoza de la Muela y Morantes respectivamente.

La línea aérea eléctrica de alta tensión 220 kV S/C Dúplex “Morantes–La Muela–Carmonita”, de una longitud de 29.617,8 metros, discurrirá por cuatro términos municipales, La Roca de la Sierra, Cordobilla de Lácara, La Nava de Santiago y Mérida, todos ellos en la provincia de Badajoz, y afectará a parcelas privadas, caminos, cauces públicos, a una carretera autonómica, la EX-214 (de A-66 a Albuquerque por La Roca de la Sierra) y a otra provincial, la BA-099 (de la Nava de Santiago a límite con la provincia de Cáceres). Su trazado está proyectado desde la futura subestación “Morantes” 220/30 kV hasta la futura subestación “Carmonita” 400/220 kV, con entrada y salida en la futura subestación “La Muela” 220/30 kV. La línea discurrirá por los parajes Morantes, Valdeherrereros y la Muñoza de la Muela, en el término municipal de La Roca de la Sierra; Limoneras, Grande, Morales, Coto Mayor de Vera, Mayor de Vera y Vera. en el término municipal de Mérida; Campos Nuevos, Campas, Cabecero, Tejonera, Lobos, Fontana, Orillar y Arroyo del Lugar, en el término municipal La Nava de Santiago; y Las Llanas, Horcajos La Charca, Tejoneras, La Charca, Sequeros y Vadezaque, en el término municipal de Cordobilla de Lácara. El trazado arranca en la futura subestación “Morantes” situada en el paraje del mismo nombre en el municipio de La Roca de la Sierra, al Sureste del Término Municipal. Una vez sale de la subestación, recorre la franja este de La Roca de

la Sierra de sur a norte para hacer entrada y salida en la Subestación “La Muela”, sita también en La Roca de la Sierra. Posteriormente se adentra en el término municipal de Mérida por el oeste para atravesar posteriormente el municipio de La Nava de Santiago siguiendo dirección oeste-noreste, cruzando de nuevo el municipio de Mérida para entrar de oeste a este en el término municipal de Cordobilla de Lácara. Finalmente se adentra de nuevo en Mérida hasta llegar a la futura subestación “Carmonita” (que no es objeto de este proyecto). El trazado discurre por las Comarcas Agrícolas de Albuquerque y Mérida sobre parcelas eminentemente de labor, pastos, monte bajo, dehesa y olivar.

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 las vías 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 particular, 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 zona de implantación en cuestión tiene actualmente un uso agrícola, 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 del perímetro de implantación de 248 metros. La superficie afectada por la planta sobre la totalidad de las parcelas catastrales es de 416,81 hectáreas, constituyendo el 49,72% 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 5.540 metros (188, 952, 1.504 y 2.896 metros) desde los cuatro centros de seccionamientos y el edificio de control internos de la planta hasta la Subestación Morantes.

La Subestación Morantes 220/30 kV 2X150 MVA tiene una superficie de 5.200 m², situándose íntegramente sobre la parcela 9 del polígono 10 del término

municipal de La Roca de la Sierra, en la cual predomina una orografía suave y de fácil acceso, ubicada al sureste del municipio y al norte de la PSF GAETANA, concretamente de la isla 5 de la misma. El terreno afectado es suelo rústico no urbanizable de titularidad privada. La parcela afectada por la instalación de la subestación está en la actualidad con uso de labor seco.

La Subestación La Muela 220/30 kV 1X150 MVA tiene una superficie de 5.580 m², situándose íntegramente sobre la parcela 7 del polígono 1 del término municipal de La Roca de la Sierra, en la cual predomina, de la misma manera que en la S.E. Morantes, una orografía suave y de fácil acceso. Está ubicada al este del municipio, lindado con el término municipal de Mérida, próxima a la carretera EX-214. El terreno afectado es suelo rústico no urbanizable de titularidad privada. La parcela afectada por la instalación de la subestación está en la actualidad con uso de labor seco.

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

- Servidumbre permanente de paso: Constituida por la franja de terreno bajo línea consistente en la proyección sobre el terreno de los conductores en la condición más desfavorable de viento, tomando como centro el eje de la línea, incrementado con la distancia de seguridad a cada lado de la línea, según lo establecido en la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 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, que se complementa en el anexo de Utilidad Pública.
- 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. Al igual que la servidumbre de paso aéreo, se 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.
- Servidumbre acceso a apoyos: Comprende el derecho de paso y acceso para la instalación y mantenimiento de los apoyos de la línea.
- 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 GAETANA 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.

El acceso a la planta y a la Subestación Morantes se hará desde la carretera autonómica EX-327 (de La Roca de la Sierra a Montijo) a través de un camino en dirección hacia el noreste, cuyo inicio se encuentra en el punto kilométrico 7+575. Dicho camino pertenece al término municipal de Badajoz, que, tras unos 330 metros, conecta con el camino nº 49 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 accederá a la Isla nº 5 de la planta (acceso considerado como principal), y desde el que parte dirección hacia la izquierda el camino de nueva construcción de acceso a la Subestación Morantes con longitud aproximada de 970 metros.

El acceso a la Subestación La Muela se efectuará por un camino al cual se llega a través de la carretera EX-214 (de la A-66 a Alburquerque por La Roca de la Sierra) entre los puntos kilométricos 22 y 23. Dicho camino no es objeto del presente proyecto (acceso a la futura Planta Solar Fotovoltaica Gala). A partir del mencionado camino se bifurca otro, un tramo hacia la derecha, correspondiente al acceso de la subestación La Muela.

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 GAETANA, 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. Igualmente se tendrá en cuenta una franja perimetral exterior para las Subestaciones Morantes y La Muela.

Los terrenos donde se ubicarán las instalaciones, tanto de la planta, de las dos subestaciones, como de la línea, 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 de los ayuntamientos afectados, que manifiestan su conformidad al proyecto. La planta solar y las subestaciones que pretenden implantar se han 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 (DOE³² 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. La parcela afectada se sitúa 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 indicado. 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. Para el caso de la línea aérea, además de las Normas Subsidiarias del término municipal de La Roca de la Sierra, se han tenido en cuenta las mismas para los municipios de Mérida, Cordobilla de Lácara y La Nava de Santiago, ya que son los cuatro municipios que se verán afectados.

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.

³² Diario Oficial de Extremadura.

4.4.1 Capacidad legal

GAETANA 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.³³, 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.

³³ 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.

Mediante escritura de fecha 17 de febrero de 2020, se elevan a público las decisiones adoptadas por el socio único de GAETANA SOLAR en la Junta General de Socios de la misma fecha, entre otras, el cambio de domicilio social y el de socio único, que pasa a ser JESONCE ITG, S.L.U. (en adelante JESONCE), como consecuencia de la adquisición por parte de esta sociedad de las participaciones sociales representativas del 100% del capital social de GAETANA SOLAR, según consta en escritura de la misma fecha.

JESONCE es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 26 de septiembre de 2019, cuyo único socio único fundador fue INTERTRUST (SPAIN), S.L.U.³⁴ y regida por las disposiciones legales que le sean aplicables, además de por lo previsto en sus propios Estatutos, cuyo artículo 2 establece que su objeto social es *«La adquisición, tenencia, disfrute y administración, dirección y gestión de títulos valores y/o acciones no sujetas a negociación y/o participaciones sociales representativas de los fondos propios de sociedades o entidades constituidas en territorio español, pudiendo realizar toda clase de inversión mobiliaria por cuenta propia (CNAE 6420); la adquisición, tenencia, disfrute, explotación, gestión, cesión temporal, arrendamiento y enajenación de la plena propiedad, usufructo y nuda propiedad de cualquier clase de inmuebles en España y/o en el extranjero (CNAE 6820); la adquisición, gestión y administración de valores representativos de los fondos propios de entidades no residentes en territorio español, mediante la correspondiente organización de medios materiales y personales (CNAE 6420); la explotación, gestión, conservación y mantenimiento de infraestructura viarias y de transporte y comunicación (CNAE 5221); la prestación a terceros de servicios de intermediación en consultoría y asesoría relativos a cualesquiera de las actividades anteriormente relacionadas (CNAE 7112); la promoción inmobiliaria, entendiéndose por tal la adquisición por cualquier título de solares y terrenos para edificar, y la de edificios de cualquier clase para su demolición, ampliación o reconstrucción; la gestión urbanística y realización de urbanizaciones; la edificación de toda clase de obras y edificios propios o de terceros, ya sean públicas o privadas, en promoción libre o acogidos a regímenes de protección pública, pudiendo contratar con terceros la construcción e sus obras, y acudir a concursos y licitaciones convocados por las administraciones para la adjudicación de las mismas y la comercialización de toda clase de bienes inmuebles mediante la intervención en el mercado inmobiliario, así como la prestación de servicios de administración y/o gestión de activos inmobiliarios, ya sean sobre bienes inmuebles propios o de terceros (CNAE principal 410 Promoción inmobiliaria); la adquisición y transmisión, así como al explotación por cualquier medio, de toda clase de fincas, edificios,*

³⁴ Sociedad de nacionalidad española constituida bajo la denominación “*Meespierson Capital Management España, S.A.*” según escritura de fecha 31 de mayo de 1994, cambiada su denominación por otras, siendo adoptada la actual en escritura de fecha 19 de junio de 2009 y transformada en sociedad de responsabilidad limitada en escritura de 1 de abril de 2014. Constituye su objeto social la prestación de servicios de administración, gestión, representación, constitución de sociedades; consultoría y gestión empresarial, contable, fiscal y mercantil; la gestión, administración y venta de valores representativos de los fondos propios de entidades residentes.

viviendas y locales e inmuebles en general, cualquiera que sea su destino (CNAE 6810 y 6820); la comercialización de bienes inmuebles, ya sea por cuenta propia o ajena, en los términos más amplios y a través de todos los medios de comercialización, incluyendo el canal de Internet a través de la gestión y explotación de páginas web. La citada comercialización, conllevará la intermediación en la compraventa, permuta, arrendamiento, cesión o traspaso, de fincas rústicas y urbanas, así como en general de cualquier otro activo inmobiliario (CNAE 6831)». Todas estas actividades podrán ser realizadas directamente por la Sociedad o indirectamente mediante la participación en otras empresas.

Mediante escritura de fecha 31 de enero de 2020 se eleva a público el contrato de compraventa de participaciones de la sociedad JESONCE, según el cual su socio único, INTERTRUST (SPAIN), S.L.U., vende y transfiere a FRV SOLAR HOLDINGS XXII, S.L.U. (en adelante FRV SOLAR HOLDINGS) la totalidad de las participaciones sociales de la JESONCE, 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 GAETANA SOLAR (Sociedad Absorbente) y JESONCE (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 GAETANA 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 JESONCE, se le adjudican en su totalidad las participaciones sociales de GAETANA SOLAR. Las participaciones sociales de la Sociedad Absorbida quedan amortizadas.

En consecuencia, quedan fusionadas JESONCE como Sociedad Absorbida y GAETANA 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. JESONCE 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 (GAETANA 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 único 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, GAETANA 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, GAETANA SOLAR es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF GAETANA, 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
Potrero	296	Fotovoltaica	Jalisco / México	En desarrollo (2020)	FRV	Desarrollo
P.E. Rarínco	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
Goonumbla	83,7	Fotovoltaica	Nueva Gales del Sur / Australia	En desarrollo	FRV	Desarrollo Financiación Construcción
Solar Punta	80	Fotovoltaica	Chile	En desarrollo	FRV	Desarrollo

Proyecto	Capacidad instalada (MWP)	Tipo de instalación	Ubicación	Estado proyecto (fecha de operación)	Propiedad	Rol de FRV
Colorada				(2023)		
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
Mafrq I	65	Fotovoltaica	Mafrq / Jordania	En operación (2017)	FRV	Desarrollo
Mafrq II	65	Fotovoltaica	Mafrq / 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
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

Proyecto	Capacidad instalada (Mwp)	Tipo de instalación	Ubicación	Estado proyecto (fecha de operación)	Propiedad	Rol de FRV
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, GAETANA 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 GAETANA y sus infraestructuras de evacuación, publicado en el BOE de 20 de noviembre de 2019, y verificado en el Proyecto presentado en abril de 2019³⁵, el presupuesto estimado para la

³⁵ Visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla el 30 de mayo de 2019. En julio de 2020 se redacta un documento que modifica el proyecto inicial en lo que se refiere a la Línea Aérea de Alta Tensión 220 kV en el tramo final, debido al desplazamiento de la Subestación Carmonita.

ejecución del Proyecto asciende a 108.573.128,97 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 la infraestructura de evacuación —incluyendo las subestaciones de Morantes y La Muela además de la línea aérea a 220 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]

GAETANA SOLAR, sociedad promotora del Proyecto PSF GAETANA, 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, GAETANA 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 GAETANA 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 216.029,66 euros. En 2017 GAETANA SOLAR suscribió con su socio único un préstamo participativo, con límite de 200.000 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 2019 de 216.029,66 euros. El préstamo devenga un interés anual del 1,5% sobre el importe de la totalidad en caso de 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 GAETANA 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 escritura de fecha 17 de febrero de 2020 se elevan a público las decisiones adoptadas por el socio único de GAETANA SOLAR, entre otras, el cambio de socio único, que pasa a ser JESONCE, como consecuencia de la adquisición por parte de esta sociedad de las participaciones sociales (3.000) representativas del 100% del capital social de GAETANA 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 GAETANA SOLAR (que será la Sociedad Absorbente) respecto a JESONCE, que será la Sociedad Absorbida, de forma que a FRV SOLAR HOLDINGS, titular directo del capital social de JESONCE, se le adjudican en su totalidad las participaciones sociales de GAETANA SOLAR. No se produjo canje de participaciones ni aumento de capital en GAETANA SOLAR, quedando amortizadas las participaciones sociales de la Sociedad Absorbida.

Por tanto, FRV SOLAR HOLDINGS es el socio único de GAETANA 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, S.L.U., Arconte Solar, S.L.U., Aquila Solar, S.L.U., Absalón Solar, S.L.U., GAETANA SOLAR, 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, GAETANA 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 GAETANA 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, GAETANA SOLAR, pertenece a un Grupo societario que presenta una situación económica holgada, lo cual le permitirá 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 GAETANA 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 GAETANA SOLAR, S.L. autorización administrativa previa y de construcción para la instalación fotovoltaica Gaetana, de 150 MW de potencia instalada, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación a 30/220 kV “Morantes”, la línea de evacuación a 220 kV y la subestación a 30/220 kV “La Muela”, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

ANEXO I: Contenido del Proyecto³⁶

1. Características generales

El objeto del Proyecto es la ejecución de una planta solar fotovoltaica de 150 MWp denominada “Gaetana”, situada en el paraje “Morantes”, incluyendo sus infraestructuras eléctricas, accesos y demás elementos integrantes de la instalación, todos ellos en los términos municipales de La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara (Badajoz). La planta se conectará a la red eléctrica en la Subestación Morantes, y de ésta a la Subestación Carmonita, para terminar interconectando con la Subestación Carmonita 400 kV propiedad de REE.

En concreto, el proyecto abarca las siguientes instalaciones:

- PSF GAETANA, de 150 MWp de potencia instalada, situada en el paraje Morantes, en el término municipal de La Roca de la Sierra (Badajoz).
- Subestación Eléctrica 220/30 kV 2x150 MVA “Morantes”, situada en el paraje Morantes, en el término municipal de La Roca de la Sierra (Badajoz), planeada para evacuación conjunta de las futuras plantas fotovoltaicas Gaetana y Áurea, no siendo esta última objeto del presente proyecto.
- Subestación Eléctrica 220/30 kV 100 MVA “La Muela”, situada en el paraje Muñoz de la Muela, en el término municipal de La Roca de la Sierra (Badajoz), planeada para evacuación de la futura planta fotovoltaica Gala, no siendo esta última objeto del presente proyecto.
- Línea Eléctrica de Alta Tensión 220 kV S/C Dúplex con origen en la Subestación “Morantes” y final en la Subestación “Carmonita” (no objeto del presente proyecto), y entrada y salida en D/C Dúplex en la futura Subestación “La Muela”, cuyo trazado discurrirá por los términos municipales de La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara, en la provincia de Badajoz. Las longitudes que la comprenden son 29.217 metros el tramo que va de la S.E. “Morantes” a la S.E. “Carmonita” y de 401 metros desde el apoyo de entronque ésta a la S.E. “La Muela”.
- Líneas Subterráneas Media Tensión 30 kV de evacuación de Planta Gaetana desde los centros de seccionamientos internos en la planta fotovoltaica hasta la subestación “Morantes”, con unas longitudes aproximadas de 188, 952, 1.504 y 2.896 m respectivamente.

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

³⁶ Proyecto visado por el Colegio Oficial de Peritos e Ingenieros Técnicos Industriales de Sevilla el 30 de mayo de 2019. En julio de 2020 se redacta un documento que modifica el proyecto inicial en lo que se refiere a la Línea Aérea de Alta Tensión 220 kV en el tramo final, debido al desplazamiento de la Subestación Carmonita.

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”.

Los componentes principales del sistema serán:

- Instalación de 441.150 módulos, de los cuales 439.350 módulos tendrán una potencia de 340 Wp y 1.800 módulos de 345 Wp.
- 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 que se componen de un conjunto inversor/transformador de instalación exterior (*outdoor*). Se utilizarán inversores de dos potencias distintas, 37 inversores de 3.550 kW y 2 de 2.365 kW. Estos inversores 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.

CONFIGURACIÓN DE LA UNIDADES BÁSICAS DE GENERACIÓN (UBGs) PSF GAETANA (150 MWp/135 MWn)					
UBG	Potencia (MWp)	Pot. Máx.Inv. sin reducir (MWn)	Pot. Inv. limitada, con reducción (MWn)	% P nominal limitada	Ratio Pp/Pn
UBG 1	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 2	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 3	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 4	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 5	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 6	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 7	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110

CONFIGURACIÓN DE LA UNIDADES BÁSICAS DE GENERACIÓN (UBGs) PSF GAETANA (150 MWp/135 MWn)					
UBG	Potencia (MWp)	Pot. Máx.Inv. sin reducir (MWn)	Pot. Inv. limitada, con reducción (MWn)	% P nominal limitada	Ratio Pp/Pn
UBG 8	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 9	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 10	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 11	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 12	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 13	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 14	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 15	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 16	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 17	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 18	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 19	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 20	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 21	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 22	3,92	3,550	3,530	0,56%	1,110
UBG 23	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 24	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 25	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 26	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 27	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 28	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 29	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 30	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 31	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 32	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 33	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 34	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 35	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 36	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 37	3,89	3,550	3,530	0,56%	1,101
UBG 38	2,75	2,365	2,200	6,98%	1,252
UBG 39	2,78340	2,365	2,190	7,40%	1,271

- La instalación de media tensión (MT) o distribuidora la componen cada uno de los conjuntos inversor/transformador y 12 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 nº1 y 4, 2 circuitos del centro de seccionamiento nº3 y 4 circuitos del centro de seccionamiento nº2). 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 al edificio del centro de seccionamiento para la eventual instalación de un grupo electrógeno insonorizado.
- El edificio destinado al centro de control dispondrá de una sala en la que se llevará a cabo el control de la planta 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 subestación Morantes albergará un edificio de control que constará de varias estancias, una de ellas dedicada a las celdas de MT, otra para el transformador de SS.AA., aparte de otra para las baterías y una sala donde se lleva el control de las instalaciones. La subestación también constará de dos posiciones de transformador de 220/30 kV 150 MVA y una posición de línea de 220 kV.
- La subestación La Muela albergará un edificio de control que constará de varias estancias, una de ellas dedicada a las celdas de MT, otra para el transformador de SS.AA., aparte de otra para las baterías y una sala donde se lleva el control de las instalaciones. La subestación también constará de una posición de transformador de 220/30 kV 100 MVA y dos posiciones de línea de 220 kV.
- La conexión de las SE Morantes y la SE La Muela y de éstas con la SE Carmonita se realizará mediante una línea dúplex de simple circuito de 220 kV.

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 GAETANA serán de características similares a las del modelo de la marca CANADIANSOLAR MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-340P y MAXPOWER HIGH EFFICIENCY (IEC1500V) CS6U-345P o similares, de tecnología policristalina y potencia nominal de 340 y 345 W respectivamente. Se dispondrán 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 340 W	
Marca	CANADIANSOLAR O SIMILAR
Modelo	CS6U-340P
Tipo de célula	Silicio policristalino
Potencia máxima nominal P_{mp} (W)	340 W
Tensión en circuito abierto V_{oc}	45,9 V
Corriente de cortocircuito I_{sc}	9,62 A
Tensión de máxima potencia V_{mp}	37,6 V
Corriente de máxima potencia I_{mp}	9,05 A
Coeficiente de temperatura de tensión β	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura de corriente α	0,05 %/°C
Coeficiente 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	17,49 %

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 345 W	
Marca	CANADIANSOLAR O SIMILAR
Modelo	CS6U-345P
Tipo de célula	Silicio policristalino
Potencia máxima nominal P_{mp} (W)	345 W
Tensión en circuito abierto V_{oc}	46,0 V
Corriente de cortocircuito I_{sc}	9,69 A
Tensión de máxima potencia V_{mp}	37,8 V
Corriente de máxima potencia I_{mp}	9,13 A
Coeficiente de temperatura de tensión β	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura de corriente α	0,05 %/°C
Coeficiente 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	17,74 %

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 $\pm 3 \%$ 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.

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 hinca de menor profundidad la penetración de la hinca 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 caso, 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	
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	
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%

MODELO	HEMK 645V	FRAME 1: FS2285K
MARCA	POWER ELECTRONICS O SIMILAR	
	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

MODELO	HEMK 645V	FRAME 2: FS3430K
MARCA	POWER ELECTRONICS O SIMILAR	
	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 12 circuitos (3 circuitos por cada uno de los centros de seccionamiento nº 1 y 4, 2 circuitos del centro de seccionamiento nº 3 y 4 circuitos del centro de seccionamiento nº 2) 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".

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

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 30 kV.
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 permitirá 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
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)

MODELO	MV SKID (MVS2400L)	
	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
	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

MODELO	MV SKID (MVS3550L)	
	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	

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 337/2014³⁷ 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.

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,

³⁷ 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.

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 el 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 las 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 pueda 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

CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR DE POTENCIA DE LA PLANTA	
	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, la irradiancia solar máxima y mínima, 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 conectados a ella—, compuestas por un total de 4.902 seguidores solares a un eje soportando 441.150 módulos fotovoltaicos. Del total de módulos, 439.350 tendrán una potencia de 340 W y los otros 1.800 restantes de 345 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	128	384	340	11.520	3,92
UBG 2	128	384	340	11.520	3,92
UBG 3	128	384	340	11.520	3,92
UBG 4	128	384	340	11.520	3,92
UBG 5	128	384	340	11.520	3,92
UBG 6	128	384	340	11.520	3,92
UBG 7	128	384	340	11.520	3,92
UBG 8	128	384	340	11.520	3,92
UBG 9	128	384	340	11.520	3,92
UBG 10	128	384	340	11.520	3,92
UBG 11	128	384	340	11.520	3,92
UBG 12	128	384	340	11.520	3,92
UBG 13	128	384	340	11.520	3,92
UBG 14	128	384	340	11.520	3,92
UBG 15	128	384	340	11.520	3,92
UBG 16	128	384	340	11.520	3,92
UBG 17	128	384	340	11.520	3,92

UBG	Nº Seguidores / UBG	Nº Strings / UBG	Tipo módulo (W)	Nº módulos	Potencia (MWp)
UBG 18	128	384	340	11.520	3,92
UBG 19	128	384	340	11.520	3,92
UBG 20	128	384	340	11.520	3,92
UBG 21	128	384	340	11.520	3,92
UBG 22	128	384	340	11.520	3,92
UBG 23	127	381	340	11.430	3,89
UBG24	127	381	340	11.430	3,89
UBG25	127	381	340	11.430	3,89
UBG26	127	381	340	11.430	3,89
UBG27	127	381	340	11.430	3,89
UBG28	127	381	340	11.430	3,89
UBG29	127	381	340	11.430	3,89
UBG30	127	381	340	11.430	3,89
UBG31	127	381	340	11.430	3,89
UBG32	127	381	340	11.430	3,89
UBG33	127	381	340	11.430	3,89
UBG34	127	381	340	11.430	3,89
UBG35	127	381	340	11.430	3,89
UBG36	127	381	340	11.430	3,89
UBG37	127	381	340	11.430	3,89
UBG38	90	270	340	8.100	2,75
UBG39	91	272	340 y 345	8.160	2,78
TOTAL	4.902	14.705		441.150	150,00

En la UBG número 39 encontramos una combinación entre módulos de 340 y 345 W. Dicha combinación se ha realizado de la siguiente forma:

- 212 *strings* de 30 módulos serie de 340 W.
- 60 *strings* de 30 módulos serie de 345 W.

CONFIGURACIÓN UBG 39				
Nº Seguidores / UBG	Nº Strings / UBG	Tipo módulo	Nº módulos	Potencia (MWp)
20	60	345	1.800	2,783
70	210	340	3.600	
1	2	340	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.
- 4.902 seguidores solares a 1 eje.

- 439.350 módulos fotovoltaicos de 340 W.
- 1.800 módulos fotovoltaicos de 345 W.
- 30 módulos en serie por *string*, tanto para módulos de 340 W como de 345 W.
- 590 cajas de conexión para agrupación de 24 cadenas (*strings*) en paralelo.
- 25 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.

La instalación fotovoltaica deberá cumplir en todo momento el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión³⁸ (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, asegurar el normal funcionamiento de dichas instalaciones y prevenir las perturbaciones en otras instalaciones y servicios y 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-30³⁹ 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.

³⁸ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

³⁹ Instrucción Técnica Complementaria ‘Instalaciones en locales de características especiales’.

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 las ITC más significativas que definen las medidas de seguridad que se deben cumplir son las siguientes: 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. 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.

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, que 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 sobreintensidades 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. 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.
- 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 omnipolar 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 cuya dimensión 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 suficiente 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-21⁴⁰ 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

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

⁴⁰ Instrucción Técnica Complementaria de Baja tensión 'Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras'.

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 solar 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 será 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, dentro de una zanja con 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 doce 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”.

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 *stream* de vídeo ajustable a las necesidades de tráfico de la red. Este sistema estará por cámaras IP de 2 Mpx con rotación de 360°, ubicadas en báculos distribuidos por el perímetro de la planta cada 300 metros, de forma que se optimizará 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, realizarán 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 en 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 un módulo regulador-controlador y en una batería con autonomía para cinco días (comunicación de nivel de batería con el SCADA de la planta).

La PSF GAETANA contará con tres estaciones meteorológicas que estarán comunicadas con el centro de control y alimentadas desde las estaciones de potencia más cercanas.

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 estará 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 el acceso a la planta que sí estarán permanentemente encendidas en horario nocturno.

Se instalarán en la planta un total de 568 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 548 se instalarán perimetralmente a lo largo de todo el vallado exterior de las distintas islas que forman la planta, situadas 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.

Respecto al alumbrado exterior correspondiente a las subestaciones eléctricas “La Muela” y “Morantes”, se instalarán un total de 7 luminarias en cada una de ellas (3 luminarias de 48 W y 4 luminarias de 340 W) que emplearán lámparas LED sobre báculos de 6 metros para las más próximas a la apartamiento de posición de la subestación y 4 metros de altura para las que estén próximas al vallado perimetral y acceso al edificio de control.

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 lo cual se instalarán unas estructuras similares a las utilizadas en vallado cinagético, consistentes 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 fotovoltaica⁴¹.

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.
 - ⇒ 4 Celdas de línea (C1-C2-C3-C4) para cada circuito de la planta fotovoltaica.
 - ⇒ 1 Celda de servicios auxiliares.
- c) Centro de seccionamiento N°3:
 - ⇒ 1 Celda de protección.
 - ⇒ 2 Celdas de línea (C1-C2) 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...650 kg

⁴¹ El proyecto detalla sus coordenadas UTM ETRS89 HUSO 29.

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	
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...650 kg
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

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 30 kV.
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, dentro de su perímetro. 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 de disponer de un aseo.

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 (alimentación desde la estación de potencia más cercana), 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 y almacén de material para la planta.

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

La evacuación de la energía desde los centros de seccionamiento internos en la PSF GAETANA hasta la subestación eléctrica Morantes se realizará mediante cuatro circuitos en media tensión a 30 kV, directamente enterrados.

El circuito eléctrico de MT 30 kV, que parte desde el centro de seccionamiento número 1 (línea de evacuación nº 1), tendrá una longitud aproximada de 188 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 aproximada de 952 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 3 (línea de evacuación nº 3), tendrá una longitud aproximada de 2.896 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 4 (línea de evacuación nº 4), tendrá una longitud aproximada de 1.505 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.

Las zanjas de distribución por donde circularán dichos circuitos tendrán una profundidad de 1,95 metros y una anchura de 0,40 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.

12. Subestación eléctrica La Muela

La subestación eléctrica la Muela se encuentra ubicada en la parcela 1 del polígono 7 del término municipal de la Roca de la Sierra, en la provincia de Badajoz.

El recinto de la subestación contendrá un parque a la intemperie de tipo convencional, donde se instalará una posición de transformador 220/30 kV de 100 MVA. Por otra parte, se instalarán dos posiciones de línea, una proveniente de la subestación Morantes y otra de evacuación a la subestación Carmonita (esta última no forma parte de este proyecto). Se construirá un edificio que albergará celdas de 30 kV, donde evacúan las líneas procedentes de la planta solar fotovoltaica Gala (no perteneciente a este proyecto), así como el sistema integrado de control y protecciones de la subestación, las

comunicaciones y las instalaciones auxiliares necesarias para su explotación. En este edificio también estarán los equipos de medida para la facturación.

12.1. Características de diseño

Las características de diseño de la instalación son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 220kV.	POS. 30 kV.
Tensión nominal	kV	220	30
Tensión más elevada para el material	kV	245	36
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión soportada f.i.	kV	460	70
Tensión soportada rayo	kV	1.050	170
Conexión del neutro		Rígido a tierra	Reactancia zig-zag limit. 300 A
Línea mínima fuga aisladores	mm	4.900	720
Intensidad nominal barras	A	3.250	3.150
Intensidad nominal pos. línea	A	2.040	1.250
Intensidad nominal pos. transformador	A	2.040	3.150
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA	40	31,5
Intensidad de cresta de defecto trifásico	kA	100	80
Duración del defecto trifásico	s	1	1
Tensión SSAA CA	V	400/230	
Tensión SSAA CC Protecciones	V	125/48	
Tensión SSAA CC Control	V	125/48	

12.2. Disposición física de la instalación

La subestación eléctrica denominada “La Muela” se ha proyectado de acuerdo con la siguiente descripción:

- a) Parque Intemperie: En él se instalarán las posiciones de 220 kV y 30 kV. El aparellaje y los embarrados altos estarán soportados por estructura metálica galvanizada en caliente, anclada sobre cimentaciones de hormigón. El transformador de potencia se instalará sobre bancada provista de raíles para su desplazamiento, incluyendo un sistema de recogida de aceite estanco. La disposición física de la subestación proyectada responderá a lo indicado en los planos de planta y alzado aportados en el proyecto. La subestación tendrá una superficie total de 5.580 m².
- b) Edificio: En él se instalarán las cabinas para la distribución y medida en 30 kV, así como los servicios auxiliares correspondientes a la subestación. También se ubicarán en este edificio los cuadros para control y protección de los sistemas de 220 kV y 30 kV, baterías de 125 Vcc, 100 Ah y rectificadores. Estará formado por una nave única, cerrada con cubierta a dos aguas y constará de una sala principal para las cabinas de MT y otra para los equipos de control, además de varias salas más pequeñas con el transformador de servicios auxiliares, el sistema de baterías y,

eventualmente, un grupo electrógeno para los servicios de emergencia. Adicionalmente contará con un aseo para el personal de mantenimiento. Tendrá una superficie total de 117 m². Formará un rectángulo de 18 metros de longitud por 6,5 de ancho.

- c) Estructuras metálicas: Para soportes de aparatos se utilizarán estructuras metálicas formadas por perfiles de la serie de fabricación normalizada en España, con acero A-42b (según UNE 36008 rev.3), exigiéndole la calidad soldable y llevarán una protección de superficie galvanizada ejecutada de acuerdo con la norma UNE 37501, siendo su peso en zinc de 5 g/dm². Los pórticos de entrada a la subestación estarán formados por torres y vigas que sirven de fijación de los conductores de amarre. En general todos los elementos estarán dimensionados para no sobrepasar los 2.600 kg/cm².
- d) Obra civil exterior: La obra civil a realizar estará constituida por:
- Bancadas de transformador 220/30 kV provistas de raíles para facilitar el movimiento de los mismos, conectadas a un pozo estanco con tubo, para la recogida del 100% del aceite.
 - Fundaciones de soportes de aparatos que serán bloques de hormigón en masa y llevarán incorporados los anclajes de sujeción.
 - Conjunto de canales prefabricados de hormigón para cables, cubiertos con losas de hormigón armado.
 - El acabado superficial de la subestación se realizará con grava y con un espesor mínimo de 15 cm para obtener una resistividad superficial de 3.500 Ω·m.
 - El desagüe superficial de la subestación se realizará utilizando los canales de cables que tendrán sección y pendiente suficiente para realizar el drenaje a puntos determinados, donde conectarán con tubos de drenaje que conducirán el agua a las acequias de desagüe existente.
 - Pozo estanco de recogida de aceites dieléctricos.
 - Zanjas para instalación del electrodo general de puesta a tierra.
 - Cerramiento perimetral formado por una valla metálica de 2,50 metros de altura coronada por alambre invertido.
 - Vial interior para carga y descarga de equipos de 6 metros de anchura y formado por 10 cm de mezcla bituminosa tipo B-2 encima de 15 cm de hormigón HM-250.
- e) Movimiento de tierras: Puesto que la zona es terreno agrícola, en primer lugar se procederá al desbroce y retirada de la cubierta vegetal de la explanación para, posteriormente, continuar con los trabajos de excavación y nivelación del terreno, en función de las características del mismo. Se estima que, debido a la cota de explanación de la subestación considerada, el resultado sea un inexistente movimiento de tierras debido a la escasa pendiente de la explanación.

- f) Fundaciones: Las fundaciones de la parte correspondiente al parque, es decir, fundaciones para soportes de apartamento de intemperie y pórticos, serán de tipo "zapata aislada", de hormigón armado (salvo armaduras para retracciones del hormigón) y llevarán las placas de anclaje de las estructuras sobre sus peanas.
- g) Saneamientos y drenajes: El drenaje se realizará mediante una red de desagüe formada por tubos perforados colocados en el fondo de zanjas de gravas y rellenas de material filtrante adecuadamente compactado. En la explanación del terreno se prevén unas ligeras pendientes no inferiores al 0,5 %, conformando distintas cuencas hacia las zanjas de cables. Los colectores colocados en las zanjas de gravas evacuarán las aguas hacia una arqueta general de desagües que se conectará con la red de saneamiento de la zona o punto más próximo de evacuación. El desagüe general exterior estará protegido contra la entrada de animales por medio de una malla metálica. La conexión de los bajantes del edificio se realizará mediante arquetas a pie de bajante que conectarán con la red general antes mencionada. Se incorporará una cuneta y un paso canadiense entre el borde del camino de acceso a la subestación para canalizar el agua hacia la recogida general de la zona.
- h) Canales prefabricados para cables de potencia y control: Con objeto de proteger el recorrido de los cables de control y potencia se construirá una red de canales de hormigón prefabricado y zanjas enterradas para el tendido de los cables. En los cruces con viales se utilizarán cables pasatubos reforzados.
- i) Cimentación del transformador y pozo de recogida de aceites: Para la cimentación y movimiento de los transformadores se realizarán unas bancadas de raíles para facilitar su desplazamiento. Estas bancadas realizarán también el trabajo de recuperación de aceite en el caso de una eventual fuga del mismo desde la cuba del transformador. Para la recogida del posible aceite vertido se dispondrá de un depósito enterrado realizado con paneles prefabricados de hormigón. Este depósito se conectará con las bancadas del transformador mediante tubos de hormigón de 200 mm de diámetro. La capacidad del depósito de aceite corresponderá a la suma de los volúmenes de aceite de los transformadores, mayorada en la previsión de entrada de agua, asegurando así la recogida del 100% del aceite del transformador. La bancada del transformador se diseñará como una viga elástica apoyada en el terreno y con una carga uniformemente repartida igual a la presión que ejerce sobre el terreno toda la fundación con una acción de 1,25 veces el peso del transformador más el peso propio.
- j) Acceso, urbanización y viales: Como ya se ha indicado, el acceso a la subestación La Muela se hará a través de la carretera EX-214 (de la A-66 a Alburquerque por La Roca de la Sierra).

12.3. Descripción de las posiciones

a) Parque de 220 kV:

- Calle 1: Destinada a Línea 220 kV SE Morantes.
- Calle 2: Destinada a Línea 220 kV SE Carmonita.

El parque eléctrico estará formado por los siguientes elementos:

a.1) Posición exterior convencional de Línea 220 kV (L1 SE Morantes), constituida por:

- ⇒ 3 Aisladores de apoyo C8 – 1.050 de 245 kV.
- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con apertura en polo central 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 1 Interruptor trifásico de operación monopolar 245 kV, 2.000 A, 40 kA
- ⇒ 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 1000A/5-5-5A.
- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con puesta a tierra y apertura en polo central, 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos 220: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ kV.
- ⇒ 3 Pararrayos autoválvulas 245 kV, 10 kA.

a.2) Posición exterior convencional de Línea 220 kV (L2 SE Carmonita), constituida por:

- ⇒ 2 Aisladores de apoyo C8 – 1.050 de 245 kV.
- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con apertura en polo central 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 1 Interruptor trifásico de operación monopolar 245 kV, 2.000 A, 40 kA
- ⇒ 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 1000A/5-5-5A.
- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con puesta a tierra y apertura en polo central, 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos 220: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ kV.
- ⇒ 3 Pararrayos autoválvulas 245 kV, 10 kA.

a.3) Posición exterior convencional de barra simple de 220 KV (B0), constituida por:

- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos 220: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ kV.
- ⇒ Juego de barras tripolares 220 kV.
- ⇒ 9 Aisladores de apoyo C12,5 – 1.050 de 250 kV.

b) Parque de 220/30 kV:

- Calle 1: Destinada a posición de transformador 220/30 kV 100 MVA.

El parque eléctrico estará formado por los siguientes elementos:

b.1) Posición de transformador 100 MVA 220/30 kV

Habr  un transformador de 220/30 kV con una potencia nominal de 100 MVA.

Las características del transformador son las siguientes:

- ⇒ Tipo de refrigeración: ONAN/ONAF1/ONAF2.
- ⇒ Grupo de conexión: Ynd11.
- ⇒ Puesta a tierra del neutro de AT: Rígido a tierra.
- ⇒ Tensión de cortocircuito AT/BT referido a 75 C 13-14,5%.
- ⇒ Regulación: en carga.
- ⇒ Número de tomas: 21

b.2) Posición exterior del transformador de 220 kV (T1), constituida por:

- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con apertura en polo central 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 1 Interruptor trifásico de operación monopolar 245 kV, 2.000 A, 40 kA
- ⇒ 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 400A/5-5-5-5 A.
- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos 220: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ kV.
- ⇒ 3 Aisladores de apoyo C8 – 1.050 de 245 kV.
- ⇒ 3 Pararrayos autoválvulas 245 kV, 10 kA.

c) Parque de 30 kV:

c.1) A la intemperie: Posición exterior convencional de barra simple de 30 kV (T1), constituida por:

- ⇒ 1 Reactancia en zig-zag de neutro 173,2 Ω , 300 A.
- ⇒ Blindobarra de pletina de cobre de 2.000 A

c.2) En caseta:

1 Celda de protección del transformador de potencia de 100 MVA en 30 kV constituida por:

CELDA DE PROTECCIÓN	
Dimensiones	
Profundidad (mm)	2.600 mm
Anchura (mm)	1.200 mm
Altura (mm)	2.310 mm
Características	
Corriente nominal, barra principal	2.500 A
Corriente asignada de derivación	2.500 A
Intensidad nominal de corta duración	31,5 kA/1s
Intensidad de cortocircuito dinámica	80 kA
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	Aislada en aire AIS
Seccionador	
Corriente asignada	2.500 A
Mando seccionador	Manual

CELDA DE PROTECCIÓN	
Posiciones (abierto-P. a T)	2 posiciones
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Corriente asignada (A)	2.500 A
Corriente asignada de corte (kA)	31,5 KA/1s
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 kA
Mando del interruptor compuesto de:	Motorizado
Transformadores de corriente 1º juego	
TIs de tipo toroidal	Sí
Cantidad	4
Primarios/Secundarios	2.500/5-5-5-5A
1) 1º núcleo VA/Clase	15 VA cl0.2s
2) 2º núcleo VA/Clase	15 VA cl0.2
3) 3º núcleo VA/Clase	15 VA 5P20
4) 4º núcleo VA/Clase	15 VA 5P20
Transformadores de tensión	
Juego de TT/en cables	Sí
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	33:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:3 kV
1) 1º núcleo VA/Clase	25VA cl0.2
2) 2º núcleo VA/Clase	25VA cl0.5-3P
3) 3º núcleo VA/Clase	50VA 5P20
Transformadores de tensión en barras	
Juego de TT/en cables	Sí
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	33:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:3 kV
1) 1º núcleo VA/Clase	25VA cl0.2
2) 2º núcleo VA/Clase	25VA cl0.5-5P20
3) 3º núcleo VA/Clase	50VA 5P20

3 Celdas de línea (C1, C2 y C3), dos para las líneas de MT procedentes de la Planta Solar Fotovoltaica Gala, y una de salida que alimenta al edificio de control de la misma, constituidas cada una por:

CELDA DE LÍNEA	
Dimensiones	
Profundidad (mm)	2.600 mm
Anchura (mm)	1.200 mm
Altura (mm)	2.310 mm
Características	
Corriente nominal, barra principal	2.500 A
Corriente asignada de derivación	1.250 A
Intensidad nominal de corta duración	31,5 kA/1s

CELDA DE LÍNEA	
Intensidad de cortocircuito dinámica	80 kA
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	Aislada en aire AIS
Seccionador	
Corriente asignada	1.250 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (cerrado-abierto-P. a T.)	3 posiciones
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Corriente asignada (A)	1.250 A
Corriente asignada de corte (kA)	31,5 kA/1s
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 kA
Mando del interruptor compuesto de:	Motorizado
Transformadores de corriente 1º juego	
TIs de tipo toroidal	Sí
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	1.200/5-5-5A
1) 1º núcleo VA/Clase	15 VA cl0.2s
2) 2º núcleo VA/Clase	15 VA cl0.2
3) 3º núcleo VA/Clase	15 VA 5P10
Transformador de corriente 2º juego	
Tipo toroidal	Sí
Cantidad	1
Primarios/Secundarios	300/1 A

1 Celda de servicios auxiliares, destinada al control y abastecimiento en la propia subestación, constituida por:

CELDA DE SS.AA.	
Dimensiones	
Profundidad (mm)	2.600
Anchura (mm)	1.200
Altura (mm)	2.310
Características	
Corriente nominal, barra principal	2.500 A
Corriente asignada de derivación	1.250 A
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	Aislada en aire AIS
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Corriente asignada	1.250 A
Corriente asignada de corte	31,5 kA/1 s
Capacidad de cierre en cortocircuito	80 kA
Mando del interruptor compuesto de:	Motorizado
Seccionador	

CELDA DE SS.AA.	
Corriente asignada	1.250 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (abierto-P. a T)	2 posiciones
Bases portafusibles	
Fusibles	Si
Cantidad	3
Intensidad nominal	10 A
Capacidad máxima de corte	40 kA
Puntos de conexión de cables MT	
Cantidad de cables de potencia/auxiliares (por fase)	1
Pasatapas cono externo tipo B	Sí
Indicador de presencia de tensión (VPIS)	Sí
Transformadores de corriente 1º juego	
TIs de tipo toroidal	Sí
Cantidad	2
Primarios/Secundarios	40/1-1 A
1) 1º núcleo VA/Clase	2,5 VA cl0.2 s
2) 2º núcleo VA/Clase	2,5 VA cl0.2
Transformador de corriente 2º juego	
Tipo toroidal	Sí
Cantidad	1
Primarios/Secundarios	300/1 A

d) Otros equipos: Se instalará un sistema integrado de control y protecciones (SICPO) que integrará las funciones de control local, telecontrol y protecciones.

Los Servicios Auxiliares de la subestación estarán formados por:

- ⇒ 1 Transformador seco de 250 kVA, 30.000/400 V.
- ⇒ 1 Grupo electrógeno 25 kVA, 400 V.
- ⇒ 2 Rectificadores-batería 125 Vcc 100 Ah.
- ⇒ 2 Convertidores 125/48 Vcc.

Importante mencionar que se tendrán que revisar las distancias de aislamiento para todos los equipos pertenecientes al parque de 220 y 30 kV de la subestación en base a las características reales de los equipos que se instalen.

Los cálculos de cortocircuitos y malla de puesta a tierra se tendrán que verificar cuando se confirmen los datos reales de los transformadores a instalar, entre ellos el grupo de conexión y la tensión de cortocircuito.

12.4. Descripción del sistema de control integrado

El edificio de control en la subestación albergará todo el sistema de comunicaciones desde el que se monitorizan datos tales como la producción eléctrica, estado de cada elemento de corte (interruptores, seccionadores, etc.), valores recogidos por los distintos dispositivos de medida de tensiones y

corrientes, estado de los autotransformadores (toma del regulador), etc., a través del hardware y el software específico para la monitorización SCADA de las subestaciones. Todas las subestaciones estarán comunicadas entre sí por una red de fibra óptica. Su 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.

El sistema de control de la subestación realizará las siguientes funciones:

- Control local/remoto y señalización a través de monitor del mando de interruptores y seccionadores de 220 kV, mando en los interruptores de 30 kV y señalización en el resto de elementos de corte y puesta a tierra de las cabinas de media tensión.
- Mando y señalización de posición del regulador del transformador 220/30 kV.
- Medida local y remota de la posición de transformador 220/30 kV y líneas 30 kV.
- Señalización local y registro cronológico de alarmas de las posiciones de transformador y MT.

Tendrá comunicación con el sistema de telecontrol para enviar información y recibir órdenes de mando y disparo.

La configuración del sistema será la siguiente:

- Un equipo central (UCS) constituido fundamentalmente por unidades de procesos, módulos de memoria, módulos de comunicaciones y fuentes de alimentación. La pantalla será gráfica en color y en ella se representará el unifilar de la subestación, las medidas y el estado de los elementos y equipos.
- Equipos locales (UCPs) asociados a cada posición (líneas y transformadores) e instalados en el armario de la unidad central. Existirán equipos locales constituidos fundamentalmente por módulos de entrada y salida, unidades de proceso, módulos de memoria, fuentes de alimentación y módulos de comunicación.
- Un equipo de transmisión remota vía GSM y mediante fibra óptica a través de la línea aérea de evacuación con cable OPGW.
- Un equipo TPU-1 para el telemando de la posición de interruptor del transformador.
- Un equipo GPS para sincronización horaria.
- Un concentrador óptico.

12.5. Sistema de medida y facturación

Se establecerán los siguientes puntos de medida fiscal en la subestación:

- Medida principal y comprobante en el embarrado de la línea 220 kV hacia Carmonita.

- Medida principal y comprobante en la posición de transformador 220/30 kV en el lado de 220 kV.
- Medida principal y comprobante en el embarrado de la línea 220 kV procedente de Morantes.

Se establecerán los siguientes puntos de medida para comprobación de distintos valores en la subestación:

- Medida comprobante en las celdas de media tensión de protección del transformador 220/30 kV.
- Medida comprobante en el embarrado principal de 220 kV.
- Medida comprobante en las celdas de media tensión de las líneas, procedentes de las distintas líneas de evacuación de la PSFV Gala.
- Medida comprobante en la celda de línea destinada al edificio de control de la PSF Gala.
- Medida comprobante en la celda de protección del transformador destinado a SS.AA.

De acuerdo con el Reglamento de Puntos de Medida de Consumos y Tránsitos de Electricidad, los puntos de medida anteriormente señalados son de tipo 1, exceptuando el último, que es de tipo 2. Teniendo en cuenta esta clasificación, se instalarán los contadores de energía con las especificaciones y según los procedimientos indicados en las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de Consumos.

Los contadores estarán dotados de dos puertos de comunicaciones:

- Puerto serie RS-232 para carga de configuraciones en modo local.
- Puerto serie RS-485 para telemedida.

La ubicación de los equipos de medida fiscal será adecuada para que pueda ser consultada por los intervinientes evitando el acceso a zonas no compartidas.

Se habilitará un devanado adicional en cada transformador de intensidad, así como en el transformador de tensión para los diferentes puntos de medida a utilizar como medida de comprobante.

12.6. Descripción posición servicios auxiliares

- a) Servicios auxiliares de corriente alterna: La función del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna para la subestación será la alimentación de las siguientes cargas:
- Cargadores de las baterías de corriente continua.
 - Alumbrado y fuerza de la subestación.
 - Regulador en carga y ventiladores, en su caso, de los transformadores de potencia.

Se instalará un transformador de servicios auxiliares conectado al sistema de MT mediante su protección correspondiente. Como apoyo al sistema de alimentación de corriente alterna se instalará, en su caso, un grupo electrógeno.

- b) Servicios auxiliares de corriente continua: La función del sistema de servicios auxiliares de corriente continua de la subestación será la alimentación de las siguientes cargas:
- Circuitos de control.
 - Protecciones.
 - Mandos.
 - Señalización.

Estos sistemas se alimentarán a través de C.C. de 125 V y 48 V. Para conseguir dicha tensión, se instalarán dos módulos de rectificadores y baterías de 100 Ah 125 V c.c. Cada rectificador irá provisto de, como mínimo, alarmas de ausencia de tensión en la red, anomalía en el rectificador y fusión de uno de los fusibles de salida. Para otros sistemas será necesario alimentación a 48 V C.C., por lo que se instalarán dos convertidores redundantes.

12.7. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la subestación estará formado por:

- Electrodo de puesta a tierra, que será una malla enterrada de cable de cobre. Los conductores en el terreno se tenderán formando una retícula, dimensionados de manera que al dispersar la máxima corriente de fallo las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el reglamento.
- Líneas de tierra, que serán conductores de cobre desnudo que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo, de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.
- Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación sobre los pórticos de amarre de las líneas pararrayos tipo Franklin.

12.8. Instalaciones complementarias

a) Sistema de alumbrado:

- Alumbrado exterior: Estará constituido por lámparas LED de 340 W para iluminación intensiva de mantenimiento. Esta iluminación estará normalmente apagada, y solo entrará en funcionamiento para tareas de emergencia y reparación. También existirá iluminación de acceso a las instalaciones permanente que consistirá en proyectores con lámparas LED de 48 W.

- Alumbrado interior: Estará constituido por tubos LED de 35 W.
 - Alumbrado de emergencia: Estará constituido por luminarias autónomas con alimentación independiente del resto.
- b) Sistema de protección contra incendios:
- Medidas activas
 - ⇒ Sistema automático de detección de incendios: Consistirá en un sistema de detección mediante detectores de humo del tipo iónico en la sala de control, baterías y telecomunicaciones, y del tipo termovelocimétrico en las salas que contienen las celdas de MT y en la del transformador de servicios auxiliares de doble cámara de ionización, y en un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos con el fin de que el personal que primero localice un incendio pueda dar la alarma sin esperar la actuación del sistema de detección.
 - ⇒ Se instalará una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas de detección.
 - ⇒ Extintores móviles. Se instalarán en el interior del edificio extintores móviles de CO₂ de 3,5 kg en sala de control y de 5 kg en la sala de MT. Ubicado en las cercanías del transformador de potencia se instalará un extintor móvil de 25 kg de polvo polivalente.
 - Medidas pasivas:
 - ⇒ Se realizará una compartimentación en todas las salas con una RF-120. Se cumplirá lo dispuesto en el Reglamento de Protección contra Incendios en Establecimientos Industriales, así como en el Código Técnico de la Edificación, en caso de que aplique.
 - ⇒ En el caso de contar con varios transformadores de potencia, se instalará un muro cortafuegos cuyas dimensiones superen a las del transformador. Deberá garantizar una RF-120.
- c) Sistema de climatización y A.C.S.: La sala de control, protecciones y telecontrol se dotará de aire acondicionado proporcionado por una máquina partida refrigerada por aire y sólo frío “*free-cooling*” con tecnología inverter. En general, donde pudiera haber personal de mantenimiento trabajando, se instalará en el equipo de aire acondicionado una bomba de calor para calefacción. Se utilizará un aerotermo eléctrico para proporcionar agua caliente sanitaria en la subestación.
- d) Sistema de acceso a la instalación: Se realizará a través de un control numérico junto con un control de tarjetas magnéticas. Constará de los siguientes elementos:
- Un acceso de vehículos con puertas dobles y un acceso simple de una puerta para el personal.
 - SAI.
 - Sistema de emisión de tarjetas de identificación.

- Sistema de control de accesos y presencia con torniquete doble bidireccional.

13. Subestación eléctrica Morantes

La subestación eléctrica Morantes se encuentra ubicada en la parcela 10 del polígono 9 del término municipal de la Roca de la Sierra, en la provincia de Badajoz. El recinto de la subestación contendrá un parque a la intemperie de tipo convencional, donde se instalará una posición de línea de 220 kV que evacúa en la subestación La Muela. Por otra parte, se instalarán dos posiciones de transformación de 220/30 kV de 150 MVA. Se construirá un edificio que albergará celdas de 30 kV, donde evacúan las líneas procedentes de las plantas solares fotovoltaicas Gaetana y Áurea (ésta última no perteneciente a este proyecto), así como el sistema integrado de control y protecciones de la subestación, las comunicaciones y las instalaciones auxiliares necesarias para su explotación. En este edificio también estarán los equipos de medida para la facturación.

13.1. Características de diseño

Las características de diseño de la instalación son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 220kV.	POS. 30 kV.
Tensión nominal	kV	220	30
Tensión más elevada para el material	kV	245	36
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión soportada f.i.	kV	460	70
Tensión soportada rayo	kV	1.050	170
Conexión del neutro		Rígido a tierra	Reactancia zig-zag limit. 300 A
Línea mínima fuga aisladores	mm	4.900	720
Intensidad nominal barras	A	3.250	3.150
Intensidad nominal pos. línea	A	2.040	1.250
Intensidad nominal pos. transformador	A	2.040	3.150
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA	40	31,5
Intensidad de cresta de defecto trifásico	kA	100	80
Duración del defecto trifásico	s	1	1
Tensión SSAA CA	V	400/230	
Tensión SSAA CC Protecciones	V	125/48	
Tensión SSAA CC Control	V	125/48	

13.2. Disposición física de la instalación

La subestación eléctrica denominada “Morantes” se ha proyectado de acuerdo con la siguiente descripción:

- a) Parque Intemperie: En él se instalarán las posiciones de 220 kV y 30 kV. El aparellaje y los embarrados altos estarán soportados por estructura metálica galvanizada en caliente, anclada sobre cimentaciones de hormigón. El transformador de potencia se instalará sobre bancada provista de raíles para su desplazamiento, incluyendo un sistema de recogida de aceite estanco. La disposición física de la subestación proyectada responderá a lo indicado en los planos de planta y alzado aportados en el proyecto. La subestación tendrá una superficie total de 5.200 m².
- b) Edificio: En él se instalarán las cabinas para la distribución y medida en 30 kV, así como los servicios auxiliares correspondientes a la subestación. También se ubicarán en este edificio los cuadros para control y protección de los sistemas de 220 kV y 30 kV, baterías de 125 Vcc, 100 Ah y rectificadores. Estará formado por una nave única, cerrada con cubierta a dos aguas y constará de una sala principal para las cabinas de MT y otra para los equipos de control, además de varias salas más pequeñas con el transformador de servicios auxiliares, el sistema de baterías y, eventualmente, un grupo electrógeno para los servicios de emergencia. Adicionalmente contará con un aseo para el personal de mantenimiento. Tendrá una superficie total de 117 m². Formará un rectángulo de 18 metros de longitud por 6,5 de ancho.
- c) Estructuras metálicas: Para soportes de aparatos se utilizarán estructuras metálicas formadas por perfiles de la serie de fabricación normalizada en España, con acero A-42b (según UNE 36008 rev.3), exigiéndole la calidad soldable, y llevarán una protección de superficie galvanizada ejecutada de acuerdo con la norma UNE 37501, siendo su peso en zinc de 5 g/dm². Los pórticos de entrada a la subestación estarán formados por torres y vigas que sirven de fijación de los conductores de amarre. En general todos los elementos estarán dimensionados para no sobrepasar los 2.600 kg/cm².
- d) Obra civil exterior: La obra civil a realizar estará constituida por:
 - Bancadas de transformador 220/30 kV provistas de raíles para facilitar el movimiento de los mismos. Estarán conectadas a un pozo estanco con tubo, para la recogida del 100% del aceite.
 - Fundaciones de soportes de aparatos, que serán bloques de hormigón en masa y llevarán incorporados los anclajes de sujeción.
 - Conjunto de canales prefabricados de hormigón para cables, cubiertos con losas de hormigón armado.
 - El acabado superficial de la subestación se realizará con grava y con un espesor mínimo de 15 cm para obtener una resistividad superficial de 3.500 Ω·m.
 - El desagüe superficial de la subestación se realizará utilizando los canales de cables que tendrán sección y pendiente suficiente para

- realizar el drenaje a puntos determinados, donde conectarán con tubos de drenaje que conducirán el agua a las acequias de desagüe existente.
- Pozo estanco de recogida de aceites dieléctricos.
 - Zanjas para instalación del electrodo general de puesta a tierra.
 - Cerramiento perimetral formado por una valla metálica de 2,50 metros de altura coronada por alambre invertido.
 - Vial interior para carga y descarga de equipos de 6 metros de anchura y formado por 10 cm de mezcla bituminosa tipo B-2 encima de 15 cm de hormigón HM-250.
- e) Movimiento de tierras: Puesto que la zona es terreno agrícola, en primer lugar se procederá al desbroce y retirada de la cubierta vegetal de la explanación para, posteriormente, continuar con los trabajos de excavación y nivelación del terreno, en función de las características del mismo. Se estima que, debido a la cota de explanación de la subestación considerada, el resultado sea un inexistente movimiento de tierras debido a la escasa pendiente de la explanación.
- f) Fundaciones: Las fundaciones de la parte correspondiente al parque, es decir, fundaciones para soportes de apartamento de intemperie y pórticos, serán de tipo "zapata aislada", de hormigón armado (salvo armaduras para retracciones del hormigón) y llevarán las placas de anclaje de las estructuras sobre sus peanas.
- g) Saneamientos y drenajes: El drenaje se realizará mediante una red de desagüe formada por tubos perforados colocados en el fondo de zanjas de gravas y rellenas de material filtrante adecuadamente compactado. En la explanación del terreno se preverán unas ligeras pendientes, no inferiores al 0,5 %, conformando distintas cuencas hacia las zanjas de cables. Los colectores colocados en las zanjas de gravas evacuarán las aguas hacia una arqueta general de desagües que se conectará con la red de saneamiento de la zona o punto más próximo de evacuación. El desagüe general exterior estará protegido contra la entrada de animales por medio de una malla metálica. La conexión de las bajantes del edificio se realizará mediante arquetas a pie de bajante que conectarán con la red general antes mencionada. Se incorporará una cuneta y un paso canadiense entre el borde del camino de acceso a la subestación para canalizar el agua hacia la recogida general de la zona.
- h) Canales prefabricados para cables de potencia y control: Para proteger el recorrido de los cables de control y potencia se construirá una red de canales de hormigón prefabricado y zanjas enterradas para el tendido de los cables. En los cruces con viales se utilizarán cables pasatubos reforzados.
- i) Cimentación del transformador y pozo de recogida de aceites: Para la cimentación y movimiento de los transformadores se realizarán unas bancadas de raíles para facilitar su desplazamiento. Estas bancadas

realizarán también el trabajo de recuperación de aceite en el caso de una eventual fuga del mismo desde la cuba del transformador. Para la recogida del posible aceite vertido se dispondrá de un depósito enterrado realizado con paneles prefabricados de hormigón. Este depósito se conectará con las bancadas del transformador mediante tubos de hormigón de 200 mm de diámetro. La capacidad del depósito de aceite corresponderá a la suma de los volúmenes de aceite de los transformadores, mayorada en la previsión de entrada de agua, asegurando así la recogida del 100% del aceite del transformador. La bancada del transformador se diseñará como una viga elástica apoyada en el terreno y con una carga uniformemente repartida igual a la presión que ejerce sobre el terreno toda la fundación con una acción de 1,25 veces el peso del transformador más el peso propio.

- j) Acceso, urbanización y viales: Como ya se ha indicado, el acceso a la subestación Morantes se hará a través de la carretera EX-327 (de La Roca de la Sierra a Montijo).

13.3. Descripción de las posiciones

a) Parque de 220 kV:

- Calle 1: Destinada a Línea 220 kV SE La Muela.

El parque eléctrico estará formado por los siguientes elementos:

a.1) Posición exterior convencional de Línea 220 kV (L1 SE La Muela), constituida por:

- ⇒ 3 Aisladores de apoyo C8 – 1.050 de 245 kV.
- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con apertura en polo central 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 1 Interruptor trifásico de operación monopolar 245 kV, 2.000 A, 40 kA
- ⇒ 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 1000A/5-5-5-5A.
- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con puesta a tierra y apertura en polo central, 245kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos $220:\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}$ kV.
- ⇒ 3 Pararrayos autoválvulas 245kV, 10 kA.

a.2) Posición exterior convencional de barra simple de 220 kV (B0), constituida por:

- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos $220:\sqrt{3}/0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}-0,11:\sqrt{3}$ kV.
- ⇒ Juego de barras tripolares 220 kV.
- ⇒ 9 Aisladores de apoyo C12,5 – 1.050 de 250 kV.

b) Parque de 220/30 kV:

- Calle 1: Destinada a posición de transformador 220/30 kV 150 MVA.

- Calle 2: Destinada a posición de transformador 220/30 kV 150 MVA

El parque eléctrico estará formado por los siguientes elementos:

b.1) Posición de transformador 150 MVA 220/30 kV

Habrà dos transformadores de 220/30 kV con una potencia nominal de 150 MVA.

Las características del transformador son las siguientes:

- ⇒ Tipo de refrigeración: ONAN/ONAF1/ONAF2.
- ⇒ Grupo de conexión: Ynd11.
- ⇒ Puesta a tierra del neutro de AT: Rígido a tierra.
- ⇒ Tensión de cortocircuito AT/BT referido a 75°C 13-14,5%.
- ⇒ Regulación: en carga.
- ⇒ Número de tomas: 21

b.2) Posición exterior del transformador de 220 kV (T1 PSF Áurea), constituida por:

- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con apertura en polo central 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 1 Interruptor trifásico de operación monopolar 245 kV, 2.000 A, 40 kA
- ⇒ 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 400A/5-5-5-5 A.
- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos 220:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:√3 kV.
- ⇒ 3 Aisladores de apoyo C8 – 1.050 de 245 kV.
- ⇒ 3 Pararrayos autoválvulas 245 kV, 10 kA.

b.3) Posición exterior del transformador de 220 kV (T2 PSF Gaetana), constituida por:

- ⇒ 1 Seccionador tripolar, con apertura en polo central 245 kV, 2.000 A, 40 kA.
- ⇒ 1 Interruptor trifásico de operación monopolar 245 kV, 2.000 A, 40 kA
- ⇒ 3 Transformadores de intensidad 245 kV, 400A/5-5-5-5 A.
- ⇒ 3 Transformadores de tensión inductivos 220:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:√3 kV.
- ⇒ 5 Aisladores de apoyo C8 – 1.050 de 245 kV.
- ⇒ 3 Pararrayos autoválvulas 245 kV, 10 kA.

c) Parque de 30 kV:

c.1) A la intemperie:

- Posición exterior convencional de barra simple de 30 kV (T1 Áurea), constituida por:
 - ⇒ 1 Reactancia en zig-zag de neutro 173,2 Ω, 300 A.
 - ⇒ Blindobarra de pletina de cobre de 3.000 A

- Posición exterior convencional de barra simple de 30 kV (T2 Gaetana), constituida por:
 - ⇒ 1 Reactancia en zig-zag de neutro 173,2 Ω , 300 A.
 - ⇒ Blindobarra de pletina de cobre de 3.000 A

c.2) En caseta:

2 Celdas de protección de los transformadores de potencia de 150 MVA en 30 kV constituidas por:

CELDA DE PROTECCIÓN	
Dimensiones	
Profundidad (mm)	2.600 mm
Anchura (mm)	1.200 mm
Altura (mm)	2.310 mm
Características	
Corriente nominal, barra principal	3.150 A
Corriente asignada de derivación	3.150 A
Intensidad nominal de corta duración	31,5 kA/1s
Intensidad de cortocircuito dinámica	80 kA
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	Aislada en aire AIS
Seccionador	
Corriente asignada	3.150 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (abierto-P. a T)	2 posiciones
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Corriente asignada (A)	3.150 A
Corriente asignada de corte (kA)	31,5 KA/1s
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 kA
Mando del interruptor compuesto de:	Motorizado
Transformadores de corriente 1º juego	
TIs de tipo toroidal	Sí
Cantidad	4
Primarios/Secundarios	3.150/5-5-5-5A
1) 1º núcleo VA/Clase	15 VA cl0.2s
2) 2º núcleo VA/Clase	15 VA cl0.2
3) 3º núcleo VA/Clase	15 VA 5P20
4) 4º núcleo VA/Clase	15 VA 5P20
Transformadores de tensión	
Juego de TT/en cables	Sí
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	33: $\sqrt{3}$ /0,11: $\sqrt{3}$ -0,11: $\sqrt{3}$ -0,11:3 kV
1) 1º núcleo VA/Clase	25VA cl0.2

CELDA DE PROTECCIÓN	
2) 2º núcleo VA/Clase	25VA cI0.5-3P
3) 3º núcleo VA/Clase	50VA 5P20
Transformadores de tensión en barras	
Juego de TT/en cables	Sí
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	33:√3/0,11:√3-0,11:√3-0,11:3 kV
1) 1º núcleo VA/Clase	25VA cI0.2
2) 2º núcleo VA/Clase	25VA cI0.5-5P20
3) 3º núcleo VA/Clase	50VA 5P20

6 Celdas de línea (C1, C2, C3, C4, C5 y C6), para las líneas de MT, tres para cada planta solar fotovoltaica, constituida cada una por:

CELDA DE LÍNEA	
Dimensiones	
Profundidad (mm)	2.600 mm
Anchura (mm)	1.200 mm
Altura (mm)	2.310 mm
Características	
Corriente nominal, barra principal	3.150 A
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	Aislada en aire AIS
Seccionador	
Corriente asignada	1.250 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (cerrado-abierto-P. a T.)	3 posiciones
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Corriente asignada (A)	1.250 A
Corriente asignada de corte (kA)	31,5 kA/1s
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA)	80 kA
Mando del interruptor compuesto de:	Motorizado
Transformadores de corriente 1º juego	
TIs de tipo toroidal	Sí
Cantidad	3
Primarios/Secundarios	1.200/5-5-5A
1) 1º núcleo VA/Clase	15 VA cI0.2s
2) 2º núcleo VA/Clase	15 VA cI0.2
3) 3º núcleo VA/Clase	15 VA 5P10
Transformador de corriente 2º juego	
Tipo toroidal	Sí

CELDA DE LÍNEA	
Cantidad	1
Primarios/Secundarios	300/1 A

2 Celdas de servicios auxiliares, destinada para la propia subestación, constituidas por:

CELDA DE SS.AA.	
Dimensiones	
Profundidad (mm)	2.600
Anchura (mm)	1.200
Altura (mm)	2.310
Características	
Corriente nominal, barra principal	3.150 A
Corriente asignada de derivación	1.250 A
Equipamiento	
Medio de aislamiento para el compartimento principal	Aislada en aire AIS
Interruptor automático	
Tecnología de corte	Vacío
Corriente asignada	1.250 A
Corriente asignada de corte	31,5 kA/1 s
Capacidad de cierre en cortocircuito	80 kA
Mando del interruptor compuesto de:	Motorizado
Seccionador	
Corriente asignada	1.250 A
Mando seccionador	Manual
Posiciones (abierto-P. a T)	2 posiciones
Bases portafusibles	
Fusibles	Si
Cantidad	3
Intensidad nominal	10 A
Capacidad máxima de corte	40 kA
Puntos de conexión de cables MT	
Cantidad de cables de potencia/auxiliares (por fase)	1
Pasatapas cono externo tipo B	Sí
Indicador de presencia de tensión (VPIS)	Sí
Transformadores de corriente 1º juego	
TIs de tipo toroidal	Sí
Cantidad	2
Primarios/Secundarios	40/1-1 A
1) 1º núcleo VA/Clase	2,5 VA cl0.2 s
2) 2º núcleo VA/Clase	2,5 VA cl0.2
Transformador de corriente 2º juego	
Tipo toroidal	Sí
Cantidad	1
Primarios/Secundarios	300/1 A

d) Otros equipos: Se instalará un sistema integrado de control y protecciones (SICPO) que integrará las funciones de control local, telecontrol y protecciones.

Los Servicios Auxiliares de la subestación estarán formados por:

- ⇒ 1 Transformador seco de 250 kVA, 30.000/400 V.
- ⇒ 1 Grupo electrógeno 25 kVA, 400 V.
- ⇒ 2 Rectificadores-batería 125 Vcc 100 Ah.
- ⇒ 2 Convertidores 125/48 Vcc.

Importante mencionar que se tendrán que revisar las distancias de aislamiento para todos los equipos pertenecientes al parque de 220 y 30 kV de la subestación en base a las características reales de los equipos que se instalen.

Los cálculos de cortocircuitos y malla de puesta a tierra se tendrán que verificar cuando se confirmen los datos reales de los transformadores a instalar, entre ellos el grupo de conexión y la tensión de cortocircuito.

13.4. Descripción del sistema de control integrado

El edificio de control en la subestación albergará todo el sistema de comunicaciones desde el que se monitorizan datos tales como la producción eléctrica, estado de cada elemento de corte (interruptores, seccionadores, etc.), valores recogidos por los distintos dispositivos de medida de tensiones y corrientes, estado de los autotransformadores (toma del regulador), etc., a través del hardware y el software específico para la monitorización SCADA de las subestaciones. Todas las subestaciones estarán comunicadas entre sí por una red de fibra óptica. Su diseño permitirá 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.

El sistema de control de la subestación realizará las siguientes funciones:

- Control local/remoto y señalización a través de monitor del mando de interruptores y seccionadores de 220 kV, mando en los interruptores de 30 kV y señalización en el resto de elementos de corte y puesta a tierra de las cabinas de media tensión.
- Mando y señalización de posición del regulador del transformador 220/30 kV.
- Medida local y remota de la posición de transformador 220/30 kV y líneas 30 kV.
- Señalización local y registro cronológico de alarmas de las posiciones de transformador y MT.

Tendrá comunicación con el sistema de telecontrol para enviar información y recibir órdenes de mando y disparo.

La configuración del sistema será la siguiente:

- Un equipo central (UCS) constituido fundamentalmente por unidades de procesos, módulos de memoria, módulos de comunicaciones y fuentes de alimentación. La pantalla será gráfica en color y en ella se representará el unifilar de la subestación, las medidas y el estado de los elementos y equipos.
- Equipos locales (UCPs) asociados a cada posición (líneas y transformadores) e instalados en el armario de la unidad central. Existirán equipos locales constituidos fundamentalmente por módulos de entrada y salida, unidades de proceso, módulos de memoria, fuentes de alimentación y módulos de comunicación.
- Un equipo de transmisión remota vía GSM y mediante fibra óptica a través de la línea aérea de evacuación con cable OPGW.
- Un equipo TPU-1 para el telemando de la posición de interruptor del transformador.
- Un equipo GPS para sincronización horaria.
- Un concentrador óptico.

13.5. Sistema de medida y facturación

Se establecerán los siguientes puntos de medida fiscal en la subestación:

- Medida principal y comprobante en el embarrado de la línea 220 kV en la subestación La Muela.
- Medida principal y comprobante en cada posición de transformador 220/30 kV en el lado de 220 kV.

Se establecerán los siguientes puntos de medida para comprobación de distintos valores en la subestación:

- Medidas comprobantes en las celdas de media tensión de protección de los transformadores 220/30 kV.
- Medida comprobante en el embarrado principal de 220 kV.
- Medida comprobante en las celdas de media tensión de las líneas, procedentes de las distintas líneas de evacuación de las plantas solares fotovoltaicas.
- Medida comprobante en la celda de protección del transformador destinado a SS.AA.

De acuerdo con el Reglamento de Puntos de Medida de Consumos y Tránsitos de Electricidad, los puntos de medida anteriormente señalados son de tipo 1, exceptuando el último, que es de tipo 2. Teniendo en cuenta esta clasificación, se instalarán los contadores de energía con las especificaciones y según los procedimientos indicados en las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de Consumos.

Los contadores estarán dotados de dos puertos de comunicaciones:

- Puerto serie RS-232 para carga de configuraciones en modo local.

- Puerto serie RS-485 para telemedida.

La ubicación de los equipos de medida fiscal será adecuada para que pueda ser consultada por los intervinientes, evitando el acceso a zonas no compartidas.

Se habilitará un devanado adicional en cada transformador de intensidad, así como en el transformador de tensión para los diferentes puntos de medida a utilizar como medida de comprobante.

13.6. Descripción posición servicios auxiliares

a) Servicios auxiliares de corriente alterna: La función del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna para la subestación será la alimentación de las siguientes cargas:

- Cargadores de las baterías de corriente continua.
- Alumbrado y fuerza de la subestación.
- Regulador en carga y ventiladores, en su caso, de los transformadores de potencia.

Se instalará un transformador de servicios auxiliares conectado al sistema de MT mediante su protección correspondiente. Como apoyo al sistema de alimentación de corriente alterna se instalará, en su caso, un grupo electrógeno.

b) Servicios auxiliares de corriente continua: La función del sistema de servicios auxiliares de corriente continua de la subestación será la alimentación de las siguientes cargas:

- Circuitos de control.
- Protecciones.
- Mandos.
- Señalización.

Estos sistemas se alimentarán a través de C.C. de 125 V y 48 V. Para conseguir dicha tensión, se instalarán dos módulos de rectificadores y baterías de 100 Ah 125 V c.c. Cada rectificador irá provisto de, como mínimo, alarmas de ausencia de tensión en la red, anomalía en el rectificador y fusión de uno de los fusibles de salida. Para otros sistemas será necesario alimentación a 48 V C.C., por lo que se instalarán dos convertidores redundantes.

13.7. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la subestación estará formado por:

- Electrodo de puesta a tierra, que será una malla enterrada de cable de cobre. Los conductores en el terreno se tenderán formando una retícula, estando dimensionado de manera que al dispersar la máxima corriente de

fallo las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el reglamento.

- Líneas de tierra, que serán conductores de cobre desnudo que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.
- Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas (frente de onda escarpado tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación sobre los pórticos de amarre de las líneas pararrayos tipo Franklin.

13.8. Instalaciones complementarias

a) Sistema de alumbrado:

- Alumbrado exterior: Estará constituido por lámparas LED de 340 W para iluminación intensiva de mantenimiento. Esta iluminación estará normalmente apagada, y solo entrará en funcionamiento para tareas de emergencia y reparación. También existirá iluminación de acceso a las instalaciones permanente que consistirá en tres lámparas LED de 48 W.
- Alumbrado interior: Estará constituido por tubos LED de 35 W.
- Alumbrado de emergencia: Estará constituido por luminarias autónomas con alimentación independiente del resto.

b) Sistema de protección contra incendios:

- Medidas activas
 - ⇒ Sistema automático de detección de incendios: Consistirá en un sistema de detección mediante detectores de humo del tipo iónico en sala de control, baterías y telecomunicaciones, y del tipo termovelocimétrico en las salas que contienen las celdas de MT y en la del transformador de servicios auxiliares será de doble cámara de ionización, y en un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos con el fin de que el personal que primero localice un incendio pueda dar la alarma sin esperar la actuación del sistema de detección.
 - ⇒ Se instalará una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas de detección.
 - ⇒ Extintores móviles. Se instalarán en el interior del edificio extintores móviles de CO₂ de 3,5 kg en sala de control y de 5 kg en la sala de MT. Ubicado en las cercanías del transformador de potencia se instalará un extintor móvil de 25 kg de polvo polivalente.
- Medidas pasivas:
 - ⇒ Se realizará una compartimentación en todas las salas con una RF-120. Se cumplirá lo dispuesto en el Reglamento de Protección contra Incendios en Establecimientos Industriales, así como en el Código Técnico de la Edificación, en caso de que aplique.

⇒ En el caso de contar con varios transformadores de potencia, se instalará un muro cortafuegos cuyas dimensiones superen a las del transformador. Deberá garantizar una RF-120.

- c) Sistema de climatización y A.C.S.: La sala de control, protecciones y telecontrol se dotará de aire acondicionado proporcionado por una máquina partida refrigerada por aire y sólo frío “*free-cooling*” con tecnología inverter. En general, donde pudiera haber personal de mantenimiento trabajando, se instalará en el equipo de aire acondicionado una bomba de calor para calefacción. Se utilizará un aerotermo eléctrico para proporcionar agua caliente sanitaria en la subestación.
- d) Sistema de acceso a la instalación: Se realizará a través de un control numérico junto con un control de tarjetas magnéticas. Constará de los siguientes elementos:
- Un acceso de vehículos con puertas dobles y un acceso simple de una puerta para el personal.
 - SAI.
 - Sistema de emisión de tarjetas de identificación.
 - Sistema de control de accesos y presencia con torniquete doble bidireccional.

14. Línea aérea 220 kV Morantes-La Muela-Carmonita

El proyecto, en la parte correspondiente a la Línea Aérea de Alta Tensión 220 kV, ha sido modificado en el tramo final según proyecto de julio de 2020, debido al desplazamiento de la Subestación Carmonita —que no es objeto de este proyecto—. En concreto, se ha modificado la línea aérea de AT 220 kV desde el nuevo apoyo nº 82 hasta el nuevo apoyo nº 85. Desde el apoyo 1 hasta el apoyo 81 no sufren cambio alguno, por lo que la descripción de estas instalaciones quedaría tal y como aparecen en el proyecto original de 30 de mayo de 2019.

El trazado de la línea eléctrica de alta tensión de 220 kV en S/C dúplex discurre desde la futura Subestación “Morantes” 220/30 kV hasta la Subestación “Carmonita” 400/220 kV —que no es objeto del presente proyecto—, con entrada y salida en D/C Dúplex en la futura Subestación “La Muela” 220/30 kV, cuyo trazado discurrirá por los términos municipales de La Roca de la Sierra, Mérida, La Nava de Santiago y Cordobilla de Lácara, en la provincia de Badajoz.

Las longitudes que la comprenden son 29.216 metros el tramo en S/C que va de la S.E. “Morantes” a la S.E. “Carmonita” y de 401 metros el tramo en D/C desde el apoyo de entronque de ésta a la S.E. La Muela.

La longitud total de la línea de 220 kV S/C dúplex es de 29.617,78 metros, la cual se desglosa de la siguiente manera:

- Pórtico S.E. “Morantes” – Apoyo nº1: 24,34 metros.
- Apoyo nº1 – Apoyo nº21 (entronque): 6.860,92 metros.
- Apoyo nº21 (entronque) – Apoyo nº1A: 368,79 metros.
- Apoyo nº1A - Pórtico S.E. “La Muela”: 32,25 metros.
- Apoyo nº21 – Apoyo nº85: 22.281,45 metros.
- Apoyo nº85 - Pórtico S.E. “Carmonita”: 50,03 metros.

La línea objeto del presente proyecto está compuesta por tres tramos, en relación a la potencia a evacuar por cada uno de ellos: El tramo I, que discurre entre la S.E. Morantes y el apoyo de entronque, así como el tramo III cuya traza va desde la S.E. La Muela hasta el apoyo de entronque, no sufren cambio alguno, por lo que la descripción y características generales de estos tramos de línea quedarían tal y como aparecen en el Proyecto original.

En definitiva, los datos generales de cada tramo de línea son:

CARACTERÍSTICAS GENERALES LAT 220 kV TRAMO I	
Sistema	Alterno Trifásico
Tensión nominal:	220 kV
Tensión más elevada de la red:	245 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial:	460 kV
Tensión soportada a impulsos rayo:	1050 kV
Frecuencia:	50 Hz
Categoría s/RLAT	Especial
Origen:	S.E. Morantes
Final:	Apoyo entronque
Longitud:	6.885,26 metros
Tipo	Aérea
Nº de circuitos:	1
Nº de conductores por fase:	2
Nº de cables de tierra:	1
Disposición:	Tresbolillo + Cúpula
Temperatura máxima del conductor	85°C
Zona por la que discurre s/RLAT	A
Nivel Aislamiento:	II
Potencia máxima a transportar:	300 MVA

CARACTERÍSTICAS GENERALES LAT 220 kV TRAMO II	
Sistema	Alterno Trifásico
Tensión nominal:	220 kV
Tensión más elevada de la red:	245 kV

CARACTERÍSTICAS GENERALES LAT 220 kV TRAMO II	
Tensión soportada a frecuencia industrial:	460 kV
Tensión soportada a impulsos rayo:	1050 kV
Frecuencia:	50 Hz
Categoría s/RLAT	Especial
Origen:	Apoyo entronque
Final:	S.E. Carmonita
Longitud:	22.331,48 metros
Tipo	Aérea
Nº de circuitos:	1
Nº de conductores por fase:	2
Nº de cables de tierra:	1
Disposición:	Tresbolillo + Cúpula
Temperatura máxima del conductor	85°C
Zona por la que discurre s/RLAT	A
Nivel Aislamiento:	II
Potencia máxima a transportar:	400 MVA

CARACTERÍSTICAS GENERALES LAT 220 kV TRAMO III	
Sistema	Alterno Trifásico
Tensión nominal:	220 kV
Tensión más elevada de la red:	245 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial:	460 kV
Tensión soportada a impulsos rayo:	1050 kV
Frecuencia:	50 Hz
Categoría s/RLAT	Especial
Origen:	S.E. La Muela
Final:	Apoyo entronque
Longitud:	401,04 metros
Tipo	Aérea
Nº de circuitos:	2
Nº de conductores por fase:	2
Nº de cables de tierra:	1
Disposición:	Tresbolillo + Cúpula
Temperatura máxima del conductor	85°C
Zona por la que discurre s/RLAT	A
Nivel Aislamiento:	II
Potencia máxima a transportar:	400 MVA

La línea aérea la formarán 85 apoyos, obteniéndose un total de 84 vanos entre ellos. El proyecto presenta un detalle exhaustivo de las coordenadas U.T.M. (datum ETRS89 huso 29) de la ubicación de los apoyos, así como su función y tipo de cadena de aisladores.

Todos los apoyos estarán contruidos con perfiles angulares de acero galvanizado y presentarán una sección cuadrada con cabeza prismática y fuste troncopiramidal, con celosía sencilla e igual para las caras. Las torres se presentarán totalmente atornilladas y se instalarán pates para mantenimiento en todos los apoyos. Según el fabricante, para los perfiles utilizados en la fabricación se utilizan dos calidades de acero, S275JR y S355JO, correspondientes a la norma UNE EN 'Productos laminados en caliente de acero no aleado, para construcciones metálicas de uso general'. Las dimensiones y tolerancias de estos perfiles se ajustan a la norma UNE EN 1056 'Angulares de lados iguales y desiguales de acero estructural'. Respecto a la tornillería se utiliza calidad según la norma UNE EN 20898 'Características mecánicas de los elementos de fijación'.

El galvanizado en caliente que protege a todos los apoyos se ajustará a la norma UNE EN ISO 1461 'Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados en hierro y acero' y UNE 37-507-88 'Recubrimientos galvanizados en caliente de tornillería y otros elementos de fijación'. La superficie presentará una galvanización lisa adherente, uniforme, sin discontinuidad y sin manchas.

El tendido aéreo se llevará a cabo con cable de aluminio-acero 337-AL1/44-ST1A (LA-380), según normas UNE 21018 y 2101, con las siguientes características principales:

DESIGNACIÓN	337-AL1/44-ST1A (LA-380)
Sección de aluminio, mm ²	337,3
Sección de acero, mm ²	43,7
Sección total, mm ²	381,5
Equivalencia en cobre, mm ²	212
Composición (nº hilos aluminio + nº hilos acero)	54+7
Diámetro aparente (mm)	25,4
Carga de rotura (kg)	11.135
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	7.000
Coeficiente de dilatación (°C)	1,93·10 ⁻⁵
Peso (kg/m)	1,276
Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/km)	0,0857

Para protección frente a las descargas atmosféricas y para comunicaciones la línea aérea estará dotada de cable de tierra compuesto tierra-fibra óptica, del tipo OPGW-48. Para que la protección contra las descargas atmosféricas sea eficaz se dispondrá la estructura de la cabeza de las torres a instalar de forma que el ángulo que forma la vertical que pasa por el punto de fijación del cable

de tierra con la línea determinada por este punto y el conductor no exceda de los 35°, en la medida de lo posible, de acuerdo con la recomendación del reglamento.

En cuanto al conductor de tierra, el tendido aéreo del cable se llevará a cabo con cable compuesto tierra-óptico (OPGW-48), según norma UNE 21019 con las siguientes características principales:

DESIGNACIÓN	OPGW-48
Sección (mm ²)	180
Diámetro (mm)	17
Carga de rotura (kg)	8.000
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	12.000
Coefficiente de dilatación (°C)	1,5·10 ⁻⁵
Peso (kg/m)	0,624
Cortocircuito	≥17 kA

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas dobles para apoyos de amarre y cadenas sencillas para apoyos de suspensión.

Las longitudes de las cadenas consideradas en fase de diseño de proyecto para la línea de 220 kV son de 3,30 metros en las cadenas de suspensión al igual que para las de amarre, verificando que las distancias de aislamiento se cumplen, con la finalidad de conseguir longitudes de armados suficientes. En obra, las longitudes de las cadenas tanto de suspensión como de amarre deberán ser reducidas y ajustadas, según las indicaciones del fabricante de los apoyos incluidas en el anejo de cálculos mecánicos del proyecto, con la finalidad de incrementar las distancias de aislamiento a los armados.

Para los apoyos de amarre, en caso necesario, se usará una cadena auxiliar para el paso de puente de fase. En caso necesario se dotará al puente flojo de contrapeso.

Para el conductor elegido de la línea eléctrica se utilizarán aisladores de vidrio templado, tipo caperuza y vástago, modelo U120BS o similar, según norma IEC, tanto para apoyos en alineación como en amarre, cuyas características deberán ser:

Características de los aisladores U120BS	
Paso (mm)	146
Longitud de línea de fuga (mm)	315
Carga de rotura (kN)	120
Norma de acoplamiento (A)	16
Diámetro del vástago (mm)	255
Tensión soportada 50 Hz seco (kV)	70

Características de los aisladores U120BS	
Tensión soportada 50 Hz lluvia (kV)	40
Tensión soportada por onda de choque (kV)	100
Tensión soportada por perforación en aceite (kV)	130
Peso (Kg)	3,8

Las cadenas estarán compuestas por 16 elementos aisladores U120BS, siendo las tensiones soportadas por la cadena de:

Tensiones soportadas por la cadena	
Nº de elementos por cadena	16
Tensión soportada a frecuencia industrial (KV)	525
Tensión soportada al impulso de un rayo (kV)	1.165

Los herrajes serán fundamentalmente de hierro forjado galvanizado en caliente y todos deberán estar adecuadamente protegidos contra la corrosión. Los bulones serán siempre con tuerca, arandela y pasador.

Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

Habrà de tenerse en cuenta el grueso de chapas de unión del apoyo a los grilletes, así como la disposición de los taladros. En el caso de que, por la situación del taladro, la cadena resultase girada en relación con su posición, se intercalaría la pieza necesaria para su adecuada instalación.

Se instalará dos antivibradores por vano, en cada cable de la línea aérea, seleccionando modelo y ubicación según software de cálculo de equilibrio de energía e instrucciones del fabricante del mismo. No será necesaria la instalación de antivibradores para el cable de tierra-óptico.

Además, se ha considerado en toda la línea la instalación medidas de anticollisión para la protección de aves.

Respecto a las dimensiones de los apoyos, la altura útil de las torres en cada uno de los puntos del reparto se ha adaptado para conseguir, como mínimo, las distancias reglamentarias al terreno y superar los demás obstáculos. En cada cantón se ha adoptado una catenaria de flecha máxima correspondiente a las condiciones de flecha más desfavorable de calma y 85° C en zona A. La información sobre los árboles de carga de la línea de 220 kV está respaldada por la documentación del fabricante, de manera que todos los apoyos soportarán los esfuerzos calculados de acuerdo con las hipótesis de cálculo según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la

naturaleza y condiciones del propio terreno. Además, el sistema de puesta a tierra deberá cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del R.L.A.T. Se ha tenido en cuenta que todos los apoyos se encuentran alejados de zonas urbanas y habitadas, por lo que tendrán la categoría de apoyos no frecuentados.

La puesta a tierra, en caso de apoyos con patas separadas, se dispondrá mediante un anillo cerrado a modo de electrodo de difusión que tendrá cuatro conexiones al apoyo, una por montante, para lo cual se utilizarán dos cables de tierra AC 50, de $49,4 \text{ mm}^2$ de sección y piezas de uniones adecuadas hasta llegar al electrodo. En este caso, el electrodo consistirá en un anillo horizontal doble de cable de acero desnudo de 50 mm^2 alrededor del apoyo, enterrado en zanja a 0,8 metros de profundidad, al que se conectarán cuatro picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud, una en cada pata del apoyo.

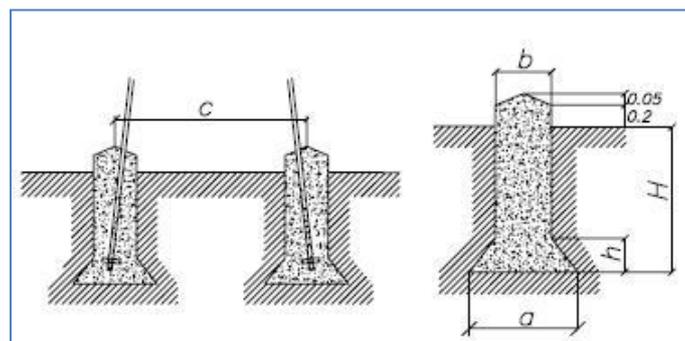
El paso del cable de tierra a través del macizo de cimentación se efectuará por medio de un tubo introducido en el momento del hormigonado. El extremo superior del tubo quedará sellado (con poliuretano expandido o similar) para impedir la entrada de agua evitando así tener agua estancada que favorezca la corrosión del cable de tierra.

Todos los apoyos deberán conectarse a tierra mediante electrodos que aseguren una resistencia de difusión inferior a 20 Ohm, por lo que la longitud del conductor de tierra se prolongará tanto como sea necesario para no alcanzar una resistencia superior.

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

Para una mayor estabilidad de los apoyos, éstos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo.

Tipos de cimentaciones tetrabloque cuadrada con cueva:



Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa de calidad HM-20, deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08 y se han proyectado de acuerdo con la naturaleza del terreno. Serán del tipo de patas separadas con cueva, constituidas por un bloque de hormigón para cada uno de los anclajes del apoyo. Sobre cada uno de los bloques de hormigón se hará la correspondiente peana, con un vierteaguas de 5 cm de altura.

El proyecto presenta un detalle exhaustivo de las dimensiones de las cimentaciones de los apoyos.