

ACUERDO EMITIDO A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE AUTORIZA A PROMOSOLAR JUWI 17, S.L.U., LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA “CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 450 MW MULA”, LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS A 400/132/30 KV Y 132/30 KV Y LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS A 400 KV Y A 132 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE MULA Y MURCIA, EN LA PROVINCIA DE MURCIA.

Expediente nº: INF/DE/101/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 10 de noviembre de 2016

Vista la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a Promosolar Juwi 17, S.L.U., la instalación fotovoltaica “Central Solar Fovovoltaica de 450 MW Mula”, las subestaciones eléctricas a 400/132/30 kV y 132/30 kV y las líneas eléctricas a 400 kV y a 132 kV para evacuación de energía eléctrica, en los términos municipales de Mula y Murcia, en la provincia de Murcia, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente acuerdo:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 5 de septiembre de 2012 tuvo entrada en la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), la documentación ambiental del proyecto Central solar fotovoltaica de 450 MW en Mula (Murcia). Con fecha 8 de octubre de 2012, la mencionada Dirección General estableció un periodo de consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas, para

determinar el alcance del estudio de impacto ambiental y señalar las implicaciones ambientales del proyecto.

Promosolar Juwi 17, S.L.U. (en adelante PROMOSOLAR JUWI) solicitó ante el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Murcia, con fecha 23 de julio de 2013, autorización administrativa, declaración de impacto ambiental (DIA) y aprobación del proyecto “Instalación de central solar fotovoltaica 450 MW Mula” (en adelante CSF MULA), así como autorización administrativa y DIA del anteproyecto “Línea eléctrica a 400 kV para evacuación de central solar”.

Con fecha 7 de octubre de 2013, la citada Área realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero. Con fecha 22 de octubre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) número 253, y en el Boletín Oficial de la Región de Murcia número 248, el anuncio de información pública del Proyecto CSF MULA, incluido el estudio de impacto ambiental.

El Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Murcia emitió, con fecha 1 de julio de 2014, informe a la solicitud de PROMOSOLAR JUWI de autorización administrativa, DIA y aprobación del proyecto CSF MULA, y de autorización administrativa y DIA del anteproyecto “Línea eléctrica a 400 kV para evacuación de central solar”, procediendo a dar traslado del expediente administrativo a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM).

Mediante Resolución de 13 de julio de 2015 (publicada en el BOE de 24 de julio de 2015) de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA se formula DIA favorable a la realización del proyecto CSF MULA, siempre y cuando se autorice en la denominada alternativa 3¹ y en las condiciones deducidas del proceso de evaluación.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 12 de febrero de 2016, Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE) emitió informe de actualización de los informes previos de cumplimiento de condiciones técnicas para la conexión (ICCTC) y de verificación de las condiciones técnicas de conexión (IVCTC). En dichos Informes se analiza la solución de conexión de generación procedente de la CSF MULA que se

¹ Alternativa 3: Se trata de una modificación de la alternativa 2 (que comprende 2.115 hectáreas en el municipio de Mula, en terrenos ubicados al sur de la denominada “autovía del Noroeste” de la Región de Murcia y de la Rambla Salada, al noroeste del núcleo poblacional de Barqueros, concretamente en el Paraje de La Retamosa y El Pradico, ocupando algunas lomas y cerros con vegetación natural conservada o poco degradada de valor ambiental alto), según la cual la central solar ocupará 1.088 hectáreas y evitará las zonas clasificadas con un valor ambiental alto. El promotor la selecciona para evitar las zonas clasificadas como de valor ambiental alto en el estudio de impacto ambiental y prácticamente el 60% de las valoradas con un valor medio.

llevaría a cabo en la subestación El Palmar 400 kV, titularidad de REE, (en adelante ST El Palmar) a través de una nueva posición de transporte en la misma. Esta posición permitiría la conexión de la línea de 400 kV desde la subestación principal de la central solar fotovoltaica hasta la mencionada ST El Palmar, clasificándose dicha línea como *‘instalación de conexión no transporte’*.

Dicho informe de REE indica que, según el estudio de capacidad de la red de ámbito *zonal*, la instalación analizada resultaría técnicamente viable. Sin embargo, respecto al ámbito *nodal*, el estudio concluye que la conexión del contingente global de solicitudes de generación no eólica no gestionable (que comprende seis instalaciones fotovoltaicas con autorización de acceso condicionado a la planificación vigente) excedería las condiciones de conexión en dicho nudo como consecuencia de la aplicación del límite por potencia de cortocircuito para dicha generación no gestionable (según establece el Real Decreto 413/2014). (Este informe se desarrolla más adelante en el punto “4.1.3 *Incidencia en la operación el sistema*”).

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 3 de junio de 2016 ha tenido entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se autorizan la CSF MULA, las subestaciones eléctricas a 400/132/30 kV y 132/30 kV y las líneas eléctricas de evacuación a 400 kV y a 132 kV. Con fecha 23 de junio de 2016 se recibió la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otras: a) los anteproyectos de la instalación fotovoltaica, y de las subestaciones de transformación 400/132/30 kV y 132/30 kV y líneas de evacuación —se incluye una síntesis de su contenido como Anexo I a este informe—, incluyendo ambos Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto a la protección de las aguas, el suelo, el aire y la afección acústica durante los trabajos de construcción, montaje y puesta en marcha de la instalación, así como los calculados durante el funcionamiento de la instalación fotovoltaica; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; d) Informe del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Murcia, y e) Resolución por la que formula DIA favorable al proyecto.

2. Normativa aplicable

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

de las existentes», y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones «de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica» debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“*Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución*”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; en particular, el Título V (“*Procedimientos y registros administrativos*”).
- Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008², de 11 de enero (en adelante RDL 1/2008).
- 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.

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta informa que PROMOSOLAR JUWI ha presentado solicitud de autorización administrativa para las instalaciones (CSF MULA, subestaciones y líneas de evacuación), y que el expediente ha sido incoado en el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Murcia. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el Real Decreto 1955/2000 y lo dispuesto en el RDL 1/2008, e indica que dicha Área de Industria y Energía emitió informe respecto al proyecto, con fecha 1 de julio de 2014.

² Derogado por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental; no obstante, se menciona tanto en el proyecto como en la declaración de impacto ambiental del mismo, puesto que su tramitación se inició antes de la entrada en vigor de la mencionada Ley 21/2013.

Asimismo informa que, mediante Resolución de 13 de julio de 2015 de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MAGRAMA obtuvo DIA favorable, sometida a la puesta en práctica de las medidas preventivas, correctoras y del programa de vigilancia ambiental establecido en la misma.

También se indica en la Propuesta que la ST El Palmar se encuentra incluida en el documento acordado por el Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre. Asimismo, indica que la línea a 400 kV de la CSF MULA es una línea de evacuación de uso exclusivo de dicha instalación, que la conecta con la red de transporte y será propiedad de PROMOSOLAR JUWI.

La Propuesta describe las principales características de la central: se trata de una planta fotovoltaica de tipo suelo, en estructura fija (sin seguimiento), con una potencia pico de 493,92 MW y una potencia de inversores de 450 MW, emplazada en el término municipal de Mula, en la provincia de Murcia; la subestación de transformación principal 400/132/30 kV, ubicada en Mula, contiene un autotransformador a 400/132 kV de 450 MVA, y tres transformadores a 132/30 kV de 75 MVA; la subestación de transformación secundaria 132/30 kV, también ubicada en Mula, contiene tres transformadores de 75 MVA; la línea eléctrica subterránea a 132 kV de evacuación tiene como origen la subestación transformadora secundaria 132/30 kV, discurriendo su trazado hasta la subestación transformadora principal 400/132/30 kV, ambas pertenecientes a la CSF MULA y se trata de una línea de corriente alterna trifásica de unos 3,3 km de longitud; la línea eléctrica a 400 kV de evacuación tiene como origen la subestación transformadora 400/132/30 kV de la CSF MULA, discurriendo su trazado hasta la ST El Palmar, titularidad de REE, y se trata de una línea de corriente alterna trifásica con un circuito de unos 21,3 km de longitud (20.986 metros aéreos y 300 metros subterráneos).

Por otra parte, la Propuesta indica que PROMOSOLAR JUWI deberá cumplir todas las condiciones impuestas en la DIA, y las que en la Resolución de autorización administrativa de construcción pudieran establecerse, así como las normas técnicas y procedimientos de operación que establezca el Operador del Sistema. Por otra parte, y a diferencia de lo que es habitual en estos casos, la Propuesta no contiene indicación expresa sobre el plazo de caducidad de la misma.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

La generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica es una tecnología renovable de entre las consideradas más respetuosas con el medio ambiente. Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones contaminantes

durante su operación, ni ruidos ni vibraciones; su impacto visual es reducido y su disposición en módulos permite adaptar su tamaño y ubicación a la morfología de los lugares en que son instalados. Gracias a su reducido impacto ambiental facilitan la producción de energía cerca de los lugares de consumo, por lo que se reducen las pérdidas que se producirían en el transporte. La fuente de energía es el sol, recurso natural inagotable y limpio, no necesitan ningún suministro exterior y solo un reducido mantenimiento.

En la configuración de la CSF MULA, según se manifiesta en el proyecto presentado, se han sopesado los aspectos favorables y desfavorables de cada tipo de módulo y se ha optado por aquel que presente un coste económico lo más reducido posible y un mayor grado de eficiencia energética, lo que implica una menor superficie a ocupar sobre el terreno. La reducción de la superficie empleada se traduce directamente en una minimización de la huella ecológica que puede originar el proyecto fotovoltaico sobre el terreno en el que se asentará, por lo que se ha optado por colocar módulos de silicio policristalino de 245 Wp. Las células policristalinas fabricadas en serie tienen un grado de eficiencia modular de entre el 11% y el 15%. La producción anual se estimada en 749,40 GWh (lo cual implicaría unas 1.665 horas equivalentes).

Asimismo, respecto a las estructuras que sustentarán los módulos fotovoltaicos, considerando el elevado coste de las estructuras para seguimiento solar, sus costes de mantenimiento, así como el hecho de que se precisaría la ejecución de cimentaciones con hormigón para la sustentación de las mismas, se ha optado por seleccionar una estructura fija que quede anclada mediante el hincado de fustes metálicos directamente al suelo sin necesidad de realización de cimentaciones.

Además, el proyecto presentado argumenta que las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red por una parte contribuyen a la reducción de CO₂, y por otra alcanzan su máximo nivel de producción de electricidad coincidiendo con periodos de elevada demanda energética.

4.1.2 Condiciones de seguridad

El proyecto hace referencia a un listado exhaustivo de legislación española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros: 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 773/1997, 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual, y el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

Los equipos y sistemas incluidos en el proyecto son conformes a las directrices y criterios establecidos por la legislación aplicable en materia de seguridad e

higiene en el trabajo, ajustándose a las normas técnicas de seguridad según lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, para las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía, y sus desarrollos posteriores.

Respecto a las medidas de seguridad en el trabajo, el proyecto denominado “*Proyecto Básico para la instalación de Central Solar Fotovoltaica 450 Mula (Murcia)*” ha sido presentado en varias separatas (“Separata de instalación de generación de C.S.F. DE 450 MW”; “Separata Subestación Transformadora (ST) Principal 400/132/30 kV”; “Separata ST Secundaria 132/30 kV”; “Separata de Línea Subterránea Alta Tensión 132 kV - Interconexión ST Principal con Secundaria”; “Separata de Línea Eléctrica a 400 kV para evacuación de central solar”), incluyendo en la separata que desarrolla el proyecto correspondiente a la línea de 400 kV un Estudio de Seguridad y Salud cuyo objeto es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones que se han considerado en dicho estudio, en función de su propio sistema de ejecución de obra.

En la separata que desarrolla el proyecto de instalación CSF MULA se indica que la instalación cumplirá con las especificaciones del Reglamento Electrotécnico de baja tensión; en particular, el cableado en continua y todo el cableado de alterna que discurra por el exterior a la intemperie o en canalización enterrada será adecuado para su uso a la intemperie según la norma UNE 21123. Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en las Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20, ITC-BT-21 e ITC-BT-30. Cada extremo del cable habrá de suministrarse con un medio autorizado de identificación. Este requisito tendrá vigencia especialmente para todos los cables que terminen en la parte posterior o en la base de un cuadro de mandos, y en cualquier otra circunstancia en que la función del cable no sea evidente de inmediato. Los medios de identificación serán etiquetas de plástico rotulado, firmemente sujetas al cajetín que precinta el cable o al propio cable. Los conductores de todos los cables de control habrán de ir identificados a título individual en todas las terminaciones por medio de células de plástico autorizadas, que lleven rotulados caracteres indelebles, con arreglo a la numeración que figure en los diagramas de cableado pertinentes. Dichos conductores serán de cobre y aluminio y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos excesivos³.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo

³ Según se indica en el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” elaborado por el IDAE y de acuerdo con lo previsto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de continua han de tener la sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1,50%, y los conductores de la parte de alterna, han de tener una sección adecuada para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%, además de superar los criterios de intensidades máximas admisibles.

con el mencionado Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra se seguirá lo señalado en la instrucción ITC-BT-18 y será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

En cuanto a la estructura soporte de módulos se hará resistente a las sobrecargas de viento y nieve de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación.

Se instalará un vallado perimetral a base de postes metálicos galvanizados y malla metálica para una altura de 2 metros que dispondrá de puertas de acceso. Será un vallado cinético, es decir, sin alambre de espino ni dispositivo alguno de electrificación, por lo que se dotará a la planta fotovoltaica de un sistema de protección mediante detección y gestión de intrusiones (sistema antiintrusión formado por barreras microondas combinado con sistema de cámaras en circuito cerrado de televisión), conectado a una Central Receptora de Alarmas (CRA) que gestionará toda posible incidencia en materia de seguridad ocurrida en la planta

El proyecto incluye numerosos cálculos en cuanto a la seguridad de la instalación, sobre todo respecto a línea a 400 kV para evacuación de la electricidad generada en la central solar, tales como coeficientes de seguridad de apoyos y herrajes, distancias de seguridad de la línea, cálculos de factor de seguridad, etc.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

En escrito de fecha 12 de febrero de 2016, REE informa lo siguiente sobre los aspectos más relevantes en relación con el acceso y la conexión a la red de transporte de la instalación objeto de informe, en el nudo de la red “El Palmar 400 kV” (se materializaría a través de una nueva posición de transporte en la subestación existente El Palmar 400 kV, posición de línea que permitiría la conexión de la línea ST Principal CSF – El Palmar 400 kV, perteneciendo dicha línea a las instalaciones de conexión no transporte), y su impacto sobre la operación del sistema:

- En el ámbito *zonal* con influencia sobre el nudo solicitado (que integra la generación situada con evacuación sobre los nudos de la red de transporte con potencial afección) la conexión del contingente de generación que supone la proveniente de la CSF MULA resultaría técnicamente viable.
- En el ámbito *nodal*, la previsión de conexión de generación no eólica no gestionable en El Palmar 400 kV asciende a 1.250 MW, que comprende seis instalaciones fotovoltaicas con autorización de acceso condicionado a la planificación vigente. El estudio del ámbito nodal concluye que la conexión de todo este contingente de generación excedería las posibilidades de conexión en dicho nudo, como consecuencia de la aplicación del límite por

potencia de cortocircuito para la generación no gestionable (según establece el Real Decreto 413/2014)⁴.

Por tanto, la conexión de la instalación resultaría técnicamente viable sólo individualmente y sin considerar el resto de instalaciones con autorización de acceso condicionado a la planificación 2020⁵. En todo caso, deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones de carácter general y los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el nudo de El Palmar 400 kV:

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del Real Decreto 1955/2000, no existe reserva de capacidad en red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción eólica 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, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

El escrito de REE adjunta también ICCTC y el IVCTC, incluyendo en el primero como condicionante complementario la necesidad de que REE obtenga las autorizaciones administrativas de las instalaciones de transporte, mientras que en el segundo se indican los requisitos que aún están pendientes de cumplir, tales como la firma de los contratos técnicos de acceso, el cumplimiento de los requisitos del reglamento de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones de los equipos de medida, alta en el concentrador principal, recepción de medidas, alta de las telemedidas en el sistema de tiempo real a través del CECOEL habilitado según especificaciones

⁴ En el escrito de REE de fecha 12 de febrero de 2016, se incluye como anexo el “Informe sobre capacidad para generación renovable, cogeneración y residuos. Valoración para El Palmar 400 kV” en el que se indica que, según el análisis de potencia de cortocircuito, aplicable por el carácter no gestionable de la generación, conforme al Anexo XV del Real Decreto 413/2014, la máxima potencia no eólica no gestionable a conectar en el nudo El Palmar 400 kV sería 600 MW, de aplicación a la generación renovable fotovoltaica solicitada.

⁵ 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 Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

establecidas en el P.O. 8.2, así como la cumplimentación de la información requerida a las instalaciones según establece el P.O. 9.

Por tanto, el informe manifiesta que el procedimiento de conexión terminará cuando entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte o distribución firmen el Contrato Técnico de Acceso, siendo necesario previamente disponer de las autorizaciones administrativas de las plantas de generación y de sus instalaciones de conexión, y son éstas las que permitirán identificar las instalaciones óptimas para acceder a dicha conexión, tanto por posibilidades técnicas como por la potencial coordinación de las instalaciones de conexión manteniendo la seguridad de suministro y la eficiencia económica.

En todo caso, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción y de conexión a la red de transporte deberán observarse los requerimientos normativos vigentes, en particular lo establecido en el P.O.12.2 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005), lo que supone que, en el caso de que varios generadores concurren en una misma posición de conexión, se requerirá la coordinación con REE por el Interlocutor Único del Nudo⁶ de El Palmar 400 kV, que actuará como "Representante" para el conjunto de instalaciones de producción asociadas a dicho nudo.

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 informe se encuentra comprendido en el apartado e) del grupo 3 del Anexo I del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por lo que, de conformidad con lo establecido en su artículo 3.1, con carácter previo a su autorización administrativa se ha sometido a evaluación de impacto ambiental, procediendo formular la correspondiente declaración de acuerdo con el artículo 12.1 del Real Decreto Legislativo citado.

Como se ha expuesto anteriormente, el Secretario de Estado de Medio Ambiente, a la vista de la propuesta de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, formuló DIA favorable, considerando que el proyecto no producirá impactos adversos significativos siempre y cuando se autorice en la denominada "alternativa 3" que ocupa una superficie de 1.088 hectáreas y evita zonas calificadas como de valor ambiental alto, y en las condiciones señaladas en la propia Resolución.

⁶ El 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, establece, en su Anexo XV «Acceso y conexión a la red», la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión mediante la figura del Interlocutor Único de Nudo cuando existan varios generadores que compartan un punto de conexión (apartado 4), y la limitación de potencia de cortocircuito del nudo de conexión para los generadores no gestionables (apartado 9).

Estas condiciones son relativas tanto a la fase de construcción de la planta, las ST Principal y Secundaria, la línea subterránea de 132 kV para la interconexión de las subestaciones Principal y Secundaria y la línea de evacuación a 400 kV (control de emisión de gases contaminantes y generación de ruidos de vehículos y maquinaria, protección del suelo, de la vegetación, de la fauna, de la hidrología, del paisaje), como a la fase de explotación (mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético, mantenimiento preventivo de aparatos eléctricos que contengan aceites o gases dieléctricos, gestión de residuos, etc.), y conllevan asimismo el establecimiento de un programa de vigilancia ambiental para el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en la propia DIA, de forma diferenciada para las fases de construcción y de explotación. El Anexo II a este informe detalla dicho condicionado.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

Las infraestructuras proyectadas se ubicarán en la Región de Murcia, dentro del término municipal de Mula, al sureste del municipio, siendo los terrenos propuestos limítrofes o próximos a los municipios de Campos del Río por la zona norte, Murcia por la zona sur y este, y Pliego por la zona oeste.

Los terrenos propuestos para acoger la central solar se sitúan en suelo clasificado como No Urbanizable por el Plan General Municipal vigente en el municipio de Mula.

El proyecto tendrá que cumplir con las posibles planificaciones territoriales, ya sean regionales o comarcales, y con los objetivos concretos que en materia de ordenación se hayan establecido por el Gobierno de la Región de Murcia. En este contexto, el proyecto estará sometido a lo que se establezca en las Directrices y Plan de Ordenación Territorial del Suelo de la Región de Murcia. El cumplimiento de estas directrices implica que el proyecto satisfaga los siguientes condicionantes:

- a) Se ha de localizar a una distancia no menor de 200 m de cualquier cauce, río, torrente o elemento de la red de drenaje natural del territorio presente en el Inventario de Cauces de la Región de Murcia o de embalses de abastecimiento urbano o agrícola, sin perjuicio de lo que se establezca en la legislación sectorial aplicable en materia de aguas. Según establece la Resolución de la Dirección General de Ordenación del Territorio, los transformadores de la instalación se situarán a más de 200 m del cauce, no siendo esta distancia aplicable a los módulos fotovoltaicos.
- b) En ningún caso será autorizable en terrenos inundables.
- c) La pendiente media del terreno no ha de ser superior al 12%.
- d) El área a afectar no debe estar ocupada por masas arbóreas.

- e) Se ha de localizar a una distancia no menor de 500 m del suelo urbano o urbanizable residencial y de núcleos de población, salvo que se trate de instalaciones producción de energías tipificadas como renovables.
- f) No deberá estar situado en el entorno de Bienes de Interés Cultural.
- g) Se deberá justificar la imposibilidad de su traslado a polígonos ordenados.
- h) No se llevarán a cabo instalaciones industriales aisladas en los suelos especialmente protegidos, terrenos forestados y lugares que contengan otro tipo de valores ambientales merecedores de protección y conservación, como valores paisajísticos, hábitats comunitarios y hábitats de especies animales y vegetales incluidas en alguna figura de protección entre otros cuyos valores sean incompatibles con la actuación o uso que se soliciten.

En concreto, la CSF MULA, según se indica en la DIA, ocupará una superficie bruta de 1.088 hectáreas (los módulos solares y las subestaciones eléctricas comprenderán una superficie neta de 864,62 hectáreas) y se ubicará en terrenos al sur de la denominada “autovía del Noroeste” de la Región de Murcia y de la Rambla Salada, y al noroeste del núcleo poblacional de Barqueros, concretamente en el Paraje de La Retamosa y El Pradico, evitando zonas clasificadas como de valor ambiental alto en el estudio de impacto ambiental, así como prácticamente el 60 % de las clasificadas con un valor medio. Las carreteras más próximas a la planta serán las carreteras regionales RM-C2 y la RM-C4 de la Región de Murcia.

La línea de evacuación a 400 kV partirá de la ST Principal 400/132/30 kV, discurrirá en dirección noreste, bordeando el cerro volcánico de Barqueros, hasta cruzar el canal del trasvase Tajo-Segura a la altura del paraje Cabezo Negro y a partir de ahí girará en dirección sureste y discurriendo en paralelo a la línea eléctrica a 400 kV cuádruple circuito «Litoral 1/ Litoral 2/ Rocamora 1/ Rocamora 2» cruzando la autovía A-7 hasta contactar con el río Guadalentín a la altura del paraje Belén en la pedanía de Sangonera la Seca (término municipal de Murcia) y, a partir de este punto, discurrirá paralela al río Guadalentín hasta su conexión con la ST El Palmar. Por tanto, llegará a dicha subestación discurriendo en su mayor parte por el municipio de Murcia.

En cuanto a los núcleos de mayor entidad cercanos, la CSF MULA se ubicará al sureste del municipio de Mula, a unos 2,5 km al norte de Fuente Librilla y a 1 km al noroeste de Barqueros. El casco urbano de Mula dista a unos 9 km lineales de distancia, Librilla a 7 km, Campos del Río a 6 km, Pliego a 5,5 km y Albudeite a 4 km.

La zona presenta una geomorfología con pendientes suaves para las zonas cultivadas, y moderadas o altas para las zonas de monte y los abarrancamientos como el de la Rambla Salada (afluente del río Segura). La altitud de los terrenos oscila entre los 410 y los 200 metros sobre el nivel del mar.

Las actuaciones proyectadas se localizan dentro del ámbito de la cuenca hidrográfica del Segura, siendo los principales cauces incluidos en el ámbito del

proyecto, el río Isla, el río Guadalentín y el río Cota. Respecto a la vegetación existente, según indica el estudio de impacto ambiental, la mayor parte del ámbito de estudio está ocupada por cultivos de secano y cereal. En la Rambla Salada y sus afluentes se asienta vegetación de ribera.

En relación a las especies de flora protegida incluidas en el Decreto 50/2003, de 30 de mayo por el que se crea el Catálogo Regional de Flora Silvestre Protegida de la Región de Murcia, según el estudio de impacto ambiental se han detectado 156 especies, de las que ninguna se encuentra catalogada como en peligro de extinción o vulnerable, aunque sí se han localizado en la zona dos especies catalogadas de interés especial.

La traza de la línea eléctrica discurre, durante un tramo, a menos de 100 metros del Lugar de Interés Geológico (LIG) Veritas de Barqueros, de importancia al tratarse de un cerro de origen volcánico, y la central solar se sitúa en parte sobre el LIG Rambla Salada.

En el ámbito de actuación no se localizan elementos catalogados pertenecientes al patrimonio cultural y arqueológico. En las inmediaciones de la CSF MULA se encuentran las vías pecuarias Cordel de la Huerta, Vereda de Retamosa, mientras que la línea aérea de evacuación cruza la Vereda de Belén y el Cordel de los Valencianos.

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

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 y directamente por Juwi Energías Renovables, S.L.U. como por otra información pública accesible en la página web de Juwi, como grupo empresarial al que pertenece PROMOSOLAR JUWI, empresa promotora del proyecto.

4.4.1 Capacidad legal

PROMOSOLAR JUWI es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 22 de septiembre de 2011, cuyo único socio es Juwi Energías Renovables, S.L.U., y se rige por la Ley de Sociedades de Capital⁷, demás disposiciones aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social:

⁷ Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (TRLSC)

- «a) El desarrollo, la fabricación, instalación, financiación y comercialización en el campo de instalaciones para el suministro de energías renovables así como los servicios relacionados con dicho campo.*
- b) La producción, comercialización e instalación de productos y elementos para la producción, distribución y el suministro de energías renovables.*
- c) La producción de energía eléctrica.*
- d) El estudio y la investigación de sistemas para la generación de energías renovables así como la inversión y gestión de plantas para la producción energía solar. La prestación de servicios de gestión, asesoramiento y consultoría en relación con la construcción y explotación de plantas energéticas fotovoltaicas.*
- e) La adquisición, parcelación, urbanización, promoción, venta y arrendamiento de terrenos, propiedades inmobiliarias de cualquier clase, y de derechos reales sobre inmuebles.*
- f) La construcción por cuenta propia o ajena de todo tipo de obras, completas o parte de las mismas, y edificaciones o naves industriales para su venta por partes o no, el arrendamiento de locales de negocios e industrias.*
- g) La construcción, explotación, administración, gestión comercial y técnica, venta y arrendamiento de plantas de energía renovables, por inversión propia o propiedad de filiales o de terceros ajenos.»*

PROMOSOLAR JUWI es una sociedad vehicular creada específicamente para el proyecto global de la instalación de la CSF MULA, es decir, a través de esta sociedad se llevarán a cabo todas las actuaciones del proyecto. El socio único, Juwi Energías Renovables, S.L., es una sociedad de responsabilidad limitada constituida en España el 23 de marzo de 2005, cuyo objeto social es la producción de energía eléctrica, la venta, distribución, negociaciones, planificación, construcción, servicio, mantenimiento, participación de instalaciones y plantas de producción de energías, en especial de energías regenerativas y ahorro de energía. Según figura en Boletín Oficial del Registro Mercantil de fecha 2 de marzo de 2015, en virtud de escritura pública otorgada el 20 de diciembre de 2012, el socio único de dicha sociedad es Juwi Energieprojekte GmbH, sociedad perteneciente al Grupo Juwi.

El Grupo Juwi se estableció en 1996 en Renania-Palatinado (Alemania), teniendo en la actualidad tiene su sede en Wörrstadt. Juwi AG es la sociedad anónima matriz del Grupo, fue registrada el 6 de diciembre de 2005, con el objetivo de asesorar y participar en otras empresas, en particular en el sector del medio ambiente, asumir la gestión de estas empresas y los materiales y actuaciones asociadas. En la actualidad se encuentra participada en un 63% por Mannheim MVV Energie AG, como socio y accionista mayoritario desde finales de 2014, y en un 37% por Frema GmbH & Co. KG, sociedad de los socios fundadores Fred Jung y Matthias Willenbacher. Los segmentos de negocio de energías renovables del Grupo están estructurados en tres empresas: Juwi Energieprojekte GmbH planifica y gestiona plantas de energía eólica en Alemania; Juwi Operations & Maintenance GmbH lleva a cabo la gestión comercial y técnica, así como el servicio y el mantenimiento de la

energía eólica y plantas de energía solar, y Juwi International GmbH gestiona el negocio internacional junto con sus filiales en el extranjero. Además cuenta con un negocio de catering y servicios de restauración a cargo de Juwitality GmbH.

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

4.4.2 Capacidad técnica

El Grupo Juwi cuenta con una probada experiencia en actividades que contribuyen al abastecimiento de energía renovable en diversas áreas: fotovoltaica, eólica, proyectos de bioenergía y tecnologías que incrementan la eficiencia energética. Juwi AG comenzó sus actividades en 1996 cuando realizó su primer proyecto eólico en Renania-Palatinado. En 1999 entró en el sector fotovoltaico y en 2001 en el sector de la bioenergía. La compañía inició sus actividades internacionales en el año 2000 con proyectos de energía eólica y solar en Francia y en América y con la entrada en los mercados del sur y este de Europa. En 2009 inició sus actividades en los sectores de energía geotérmica, hidráulica y movilidad sostenible. En 2010 entró en los mercados de Sudáfrica, diversos países de Sudamérica, India y Reino Unido.

A final del año 2015 Juwi Operations & Maintenance GmbH se encargaba del seguimiento y control de un total de 431 aerogeneradores con 1.067 MW instalados, así como 261 instalaciones fotovoltaicas con 627 MW instalados, lo que la convierte en una de las empresas líderes del sector de energías renovables en Alemania. No obstante, en comparación con 2014, redujo las plantas bajo su gestión, en concreto en 55, debido a la venta de las participaciones en el negocio eólico de Pfalzwind GmbH. A lo largo de 2016 tiene previsto incorporar la gestión de alrededor de 70 nuevas plantas fotovoltaicas, principalmente en Italia y Grecia, con aproximadamente 60 MW, que hasta ahora eran supervisadas por la sala de control en la República Checa (Juwi Internacional).

En total el Grupo Juwi ha instalado plantas con una potencia de 479 MW en 2015: en Alemania 150 MW (correspondientes a 18 proyectos de energía eólica), en EMEA (región del negocio internacional de Juwi que comprende Europa, Oriente Medio y África) 16 MW (en energía solar), en América 163 MW (en energía eólica y solar) y 150 MW de energía solar en APAC (región del negocio internacional de Juwi que se refiere a la zona Asia-Pacífico).

El Grupo Juwi cuenta con unos 1.000 empleados, sucursales en todos los continentes y participa activamente en diversos proyectos en todo el mundo. Desde el inicio de su actividad hasta la actualidad, el Grupo ha instalado alrededor de 900 turbinas eólicas con una capacidad total de aproximadamente 2.000 MW en más de 150 emplazamientos, así como más de 1.500 proyectos de energía solar fotovoltaica con una capacidad total de alrededor de 1.700

MW. Combinadas, estas instalaciones producen unos 7,5 GWh/año, lo que equivale aproximadamente a la demanda anual de más de 2,5 millones de hogares. Para la realización de estos proyectos Juwi ha promovido una inversión total de más de siete mil millones de euros en los últimos 20 años.

Algunos de los proyectos llevados a cabo por el Grupo Juwi en el campo de la energía solar fotovoltaica son los siguientes:

Proyecto	Potencia kWp	Tipo de instalación	Ubicación	Puesta en marcha
Parque Solar Kigali	250	En suelo	Ruanda	2007
Parking Solar en Wörrstadt	96	Sobre cubierta	Alemania	2008
Parque Solar El Cura	2.000	En suelo	España	2008
Parque Solar Lukavice	1.600	En suelo	República Checa	2008
Parque Solar Belá	796	En suelo	República Checa	2009
Planta cubierta Philippsburg	7.400	Sobre cubierta	Alemania	2010
Parque Solar Pripechene	827	En suelo	Bulgaria	2010
Parque Solar Drachewo	3.550	En suelo	Bulgaria	2010
Planta cubierta Estadio Coface-Arena	846	Sobre cubierta	Alemania	2011
Huerto solar Lieberose	70.800	En suelo	Alemania	2011
Planta sobre cubierta Highwoods	1.500	Sobre cubierta	Estados Unidos	2011
Parque Solar Toreilles	11.970	En suelo	Francia	2011
Parque Solar Artaenergeiki	1.500	En suelo	Grecia	2011
Planta cubierta Palasport Evangelisti	599	Sobre cubierta	Italia	2011
Parque Solar Trevemper	638	En suelo	Reino Unido	2011
Planta cubierta Dolores Pascual	50	Sobre cubierta	España	2012
Parque Solar Rustmo	7.000	En suelo	Sudáfrica	2013
Parque Solar Ortaffa	25.000	En suelo	Francia	2014
Parque Solar Goonhilly	4.510	En suelo	Reino Unido	2014
Parque South Valley	12.500	En suelo	Estados Unidos	2015
Planta Solar Parque Hirono	25.000	En suelo	Japón	2015

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de las instalaciones, tanto a nivel mundial como en España, dada su pertenencia al Grupo Juwi.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según datos incluidos en el Proyecto, el presupuesto total para la construcción de la instalación solar es de [Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial] Como ya se ha indicado anteriormente, PROMOSOLAR JUWI es la sociedad española constituida para desarrollar el proyecto de la CSF MULA, participada al 100% por la sociedad Juwi Energías Renovables, S.L.U., que a su vez está participada en un 100% por la compañía alemana

Juwi Energieprojekte GmbH, participada en un 100% por la empresa matriz del Grupo, Juwi AG.

PROMOSOLAR JUWI, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.000 euros, dividido en 3.000 participaciones sociales iguales, acumulables e indivisibles de un euro cada una de ellas. Dichas participaciones han sido íntegramente suscritas y desembolsadas por el socio fundador, Juwi Energías Renovables, S.L., mediante la aportación en metálico de los 3.000 euros, adjudicándose las 3.000 participaciones sociales. Sus Cuentas Anuales depositadas en el Registro Mercantil arrojan los siguientes resultados:

BALANCE DE SITUACIÓN ABREVIADO DE PROMOSOLAR JUWI A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

Unidad: Euros

	<i>31/12/2015</i>	<i>31/12/2014</i>
TOTAL ACTIVO	554.562,87	448.784,94
Activo no corriente	473.976,19	382.799,39
Activo corriente	80.586,68	65.985,55
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	35.125,78	65.978,88
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	45.460,90	6,67
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	554.562,87	448.784,94
Patrimonio Neto	-1.861,92	-945,88
Capital	3.000,00	3.000,00
Resultados de ejercicios anteriores	-3.945,88	-3.240,54
Resultado del ejercicio	-916,04	-705,34
Pasivo no corriente	529.049,45	436.805,00
Pasivo corriente	27.375,34	12.925,82

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS ABREVIADA DE PROMOSOLAR JUWI A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

Unidad: Euros

	31/12/2015	31/12/2014
Importe neto de la cifra de negocios	-	-
Variación de existencias de productos terminados y en curso	-	-
Trabajos realizados por la empresa para su activo	91.176,80	198.778,93
Aprovisionamientos	-91.176,80	-159.592,97
Otros ingresos de explotación	-	-
Gastos de personal	-	-
Otros gastos de explotación	-916,04	-940,45
Resultado de las actividades de explotación	-916,04	38.245,51
Resultado financiero	-	-39.185,96
Resultado antes de impuestos	-916,04	-940,45
Impuestos sobre beneficios	-	235,11
Resultado del ejercicio	-916,04	-705,34

Asimismo, Juwi Energías Renovables, S.L., único socio de PROMOSOLAR JUWI, también es una sociedad española de responsabilidad limitada, que ha presentado sus Cuentas Anuales en el Registro Mercantil con los siguientes resultados:

BALANCE DE SITUACIÓN ABREVIADO DE JUWI ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.U. A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

Unidad: Euros

	31/12/2015	31/12/2014
TOTAL ACTIVO	1.771.085,88	3.413.025,13
Activo no corriente	1.135.686,08	995.377,06
Inmovilizado intangible	6.000,00	6.000,00
Inmovilizado material	2.130,93	3.795,09
Inversiones en empresas del grupo y asociadas a largo plazo	1.015.435,27	984.782,01
Inversiones financieras a largo plazo	112.119,88	799,96
Activo corriente	635.399,80	2.417.648,07
Existencias	511.348,66	1.825.601,74
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	114.034,35	540.969,62
Periodificaciones a corto plazo	193,26	212,96
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	9.823,53	50.863,75
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	1.771.085,88	3.413.025,13
Patrimonio Neto	-6.924.196,96	-4.919.091,61
Capital	3.006,00	3.006,00
Reservas	281.355,26	281.355,26
Resultados de ejercicios anteriores	-5.203.452,87	-3.965.885,83
Resultado del ejercicio	-2.005.105,35	-1.237.567,04
Pasivo no corriente	-	2.251.468,90
Pasivo corriente	8.695.282,84	6.080.647,84

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS ABREVIADA DE JUWI ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.U. A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

Unidad: Euros

	31/12/2015	31/12/2014
Importe neto de la cifra de negocios	8.414,74	42.705,56
Variación de existencias de productos terminados y en curso	-1.314.253,08	136.983,72
Trabajos realizados por la empresa para su activo	-	-
Aprovisionamientos	-135.636,26	-318.340,07
Otros ingresos de explotación	4.976,70	-
Gastos de personal	-43.706,28	-191.832,18
Otros gastos de explotación	-245.658,79	-116.836,33
Amortización del inmovilizado	-1.664,16	-3.863,83
Otros resultados	-	42.399,81
Resultado de las actividades de explotación	-1.727.527,13	-408.783,32
Ingresos financieros	22.458,68	7.416,03
Gastos financieros	-205.029,85	-393.929,80
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	-95.007,05	-442.269,95
Resultado financiero	-277.578,22	-828.783,72
Resultado antes de impuestos	-2.005.105,35	-1.237.567,04
Impuestos sobre beneficios	-	-
Resultado del ejercicio	-2.005.105,35	-1.237.567,04

Vistas las anteriores Cuentas Anuales Abreviadas presentadas en el Registro Mercantil tanto por PROMOSOLAR JUWI como por Juwi Energías Renovables, S.L., se comprueba la existencia de patrimonio neto negativo y un evidente desequilibrio entre capital social y patrimonio neto de la sociedad, que ha resultado disminuido como consecuencia de haber incurrido en pérdidas recurrentes.

Por tanto, se observa que la sociedad PROMOSOLAR JUWI, S.L. y su matriz JUWI ENERGIAS RENOVABLES, S.L., atendiendo a lo que indican sus cuentas anuales, se encontrarían incursas en causa de disolución según lo dispuesto en el artículo 363 1 e) de la Ley de Sociedades de Capital. Dado que una de las causas legales de disolución de una sociedad es que el patrimonio neto sea inferior a la mitad del capital social, ambas sociedades deberían o bien haber realizado los movimientos necesarios en su capital social para evitar incurrir en dicha causa, o bien haber sido disueltas.

No obstante lo anterior, en el caso de PROMOSOLAR JUWI, sus cuentas anuales reflejan un pasivo no corriente por importe de 529.049,45 € que se corresponde con la partida de 'Deudas con empresas del grupo'; de tratarse de un préstamo participativo (extremo éste que no consta en la documentación aportada con el expediente), sería de aplicación lo previsto en el artículo 20.d) del Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica, en la redacción dada por la disposición adicional tercera de la Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su

armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, según el cual «d) *Los préstamos participativos se considerarán patrimonio neto a los efectos de reducción de capital y liquidación de sociedades previstas en la legislación mercantil.*»

Tal y como se ha indicado anteriormente, el socio único de Juwi Energías Renovables, S.L es Juwi Energieprojekte GmbH, sociedad perteneciente al Grupo Juwi. Por tanto, siendo PROMOSOLAR JUWI una sociedad vehicular cuya finalidad es la realización global del proyecto, será la solvencia del Grupo al que pertenece la que garantice finalmente su capacidad económico-financiera. Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Juwi para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2015, según Informe Anual facilitado por la empresa promotora del proyecto, presentan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial]
[Fin Confidencial]

Para 2016, según afirma la citada nota de prensa, la gestión de Juwi espera un nuevo aumento de los ingresos y una mejora adicional de la cifra anual de beneficios, gracias tanto a su propio desempeño económico como al apoyo financiero del Grupo MVV, lo cual mejora significativamente su posición con bancos, proveedores, inversores y otros socios comerciales.

Por lo tanto, debe tenerse en cuenta que la solicitante PROMOSOLAR JUWI, 17 S.L. pertenece a un grupo societario que sí presenta una situación económica holgada, lo cual le permitiría prestar el apoyo financiero necesario para restablecer la situación de desequilibrio patrimonial que presenta su sociedad filial y para la realización del proyecto.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

No emitir informe favorable a la propuesta de Resolución por la que se autoriza a PROMOSOLAR JUWI la instalación CSF MULA, las subestaciones eléctricas a 400/132/30 kV y a 132/30 kV y las líneas eléctricas a 132 kV y a 400 kV para la evacuación de energía, en los términos municipales de Mula y Murcia (Murcia), **hasta tanto** se realicen las acciones necesarias para garantizar la capacidad económico-financiera del solicitante en los términos indicados en el apartado 4.4.3. del presente informe.

Una vez salvada esta circunstancia, se consideraría por lo demás suficientemente acreditado el cumplimiento de la sociedad promotora del proyecto de las condiciones establecidas en el Capítulo II del Título VII RD 1955/2000, de 1 de diciembre, en cuanto a la capacidad legal, técnica y económico-financiera. Debe tenerse presente, no obstante, que según el informe del Operador del Sistema, la conexión de la instalación, desde el punto

de vista nodal, resultaría técnicamente viable sólo individualmente y sin considerar el resto de instalaciones con autorización de acceso condicionada a la planificación 2020, lo cual podría acarrear una situación de uso compartido con otros potenciales productores que también utilizaran el nudo de El Palmar 400 kV.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas.

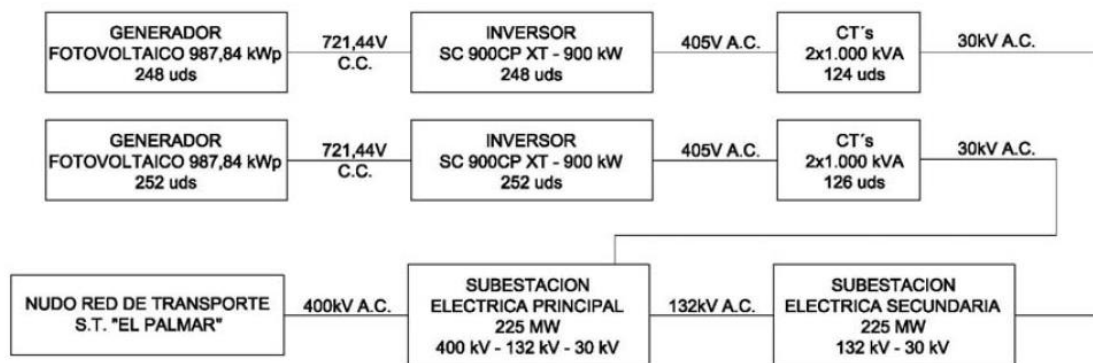
ANEXO I: Contenido del Anteproyecto Técnico

PROMOSOLAR JUWI pretende llevar a cabo la construcción de una central solar fotovoltaica (CSF) sobre suelo de 450 MW de potencia nominal con el fin de evacuar la energía eléctrica generada a la red de transporte, concretamente en la ST El Palmar, propiedad de REE, siendo necesario para tal fin la ejecución de varias instalaciones:

- Línea eléctrica a 400 kV de conexión de la CSF con la red de transporte.
- ST Principal 400/132/30 kV.
- ST Secundaria 132/30 kV.
- Línea subterránea a 132 kV de interconexión entre las dos subestaciones (LSAT 132 kV).
- Red interior (y equipo asociado) a 30 kV de la CSF.

El siguiente diagrama resume la configuración de la instalación⁸ y la secuencia que sigue la transformación de la tensión para su conexión a la red de transporte:

**DIAGRAMA GENERAL DE BLOQUES
 GENERACION Y CONEXION A RED DE TRANSPORTE**



⁸ Las partes fundamentales que constituyen la instalación interior de la CSF son los módulos fotovoltaicos que producen energía eléctrica en forma de corriente continua (CC) a partir de la luz solar, las estructuras sobre las que se fijan los módulos, que garantizan una orientación e inclinación óptima de los mismos, los inversores que convierten la energía generada en CC a corriente alterna (CA) y los Centros de Transformación que permiten transformar la energía eléctrica AC en Baja Tensión a energía en Alta Tensión a 30 kV, desde los cuales se evacúa por medio de líneas subterráneas y tramos aéreos hasta las subestaciones eléctricas, donde se transformará finalmente a Muy Alta Tensión a 400 kV, previo paso por el nivel de tensión intermedio de 132 kV; estos últimos proyectos son desarrollados en otras separatas.

La disposición de las instalaciones de generación de la CSF respecto a su conexión a los trafos de una y otra subestación es como sigue:

- **ST Principal:**
 - T1 - 75 MW: 84 instalaciones de 900 kW, con un total de 75.600 kW, distribuidas en siete líneas.
 - T2 - 75 MW: 84 instalaciones de 900 kW, con un total de 75.600 kW, distribuidas en siete líneas.
 - T3 - 75 MW: 84 instalaciones de 900 kW, con un total de 75.600 kW, distribuidas en siete líneas.

- **ST Secundaria:**
 - T4 - 75 MW: 84 instalaciones de 900 kW, con un total de 75.600 kW, distribuidas en siete líneas.
 - T5 - 75 MW: 82 instalaciones de 900 kW, con un total de 73.800 kW, distribuidas en siete líneas.
 - T6 - 75 MW: 82 instalaciones de 900 kW, con un total de 73.800 kW, distribuidas en siete líneas.

La CSF comprende 500 inversores de 900 kW de potencia nominal a cada uno de los cuales se asocia su correspondiente campo fotovoltaico; todos ellos, agrupados en paralelo, conforman una única instalación con un punto de evacuación a la red de transporte para una potencia nominal conjunta que asciende a los 450 MW citados.

1. PROYECTO DE LA INSTALACIÓN “CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 450 MW MULA” CONECTADO A RED EN LA SUBESTACIÓN EL PALMAR (MURCIA).

1.1. Características generales

La CSF MULA se ubicará en la Región de Murcia, dentro del término municipal de Mula, concretamente al sureste del municipio, siendo los terrenos propuestos limítrofes o próximos a los municipios de Campos del Río por la zona norte, Murcia por las zonas sur y este y Pliego por la zona oeste, y ocupará una superficie neta (los módulos solares y las subestaciones eléctricas) de 864,62 hectáreas (la DIA determina que la alternativa definitiva elegida para la planta fotovoltaica ocupará 1.088 hectáreas). Los terrenos propuestos para acoger la CSF MULA se sitúan en suelo clasificado como No Urbanizable⁹ por el Plan General Municipal vigente en el municipio de Mula.

⁹ Entre los usos permitidos en este tipo de suelo se establecen “*las edificaciones e instalaciones de utilidad pública o interés social que tengan cabida en los suelos urbanos o urbanizables*”. La existencia de la DIA favorable implica que se ha conseguido, ante los

Las estimaciones de producción de energía se han realizado mediante la herramienta de cálculo de instalaciones fotovoltaicas 'PVSYST V5.59', que ha arrojado un resultado de 763.549,25 MWh/año.

La potencia pico del campo fotovoltaico será de 493,92 MWp (500 inversores de 987,84 kWp cada uno) y la potencia nominal de 450 MW (500 inversores de 900 kW de potencia nominal por inversor), repartida en 2.016.000 módulos de silicio policristalino de 245 Wp o similar; cada inversor trifásico modelos SMA 900CP XT recibirá la producción de 4.032 módulos solares BYD 245P6-30. Los módulos se conectarán en serie (formando cadenas denominadas *strings*), en grupos de $2 \times 12 = 24$ módulos para así llegar al rango óptimo de tensión de funcionamiento de los inversores¹⁰, de modo que cada a cada uno de ellos se conecte (ahora ya en paralelo) el número de *strings* tal que compone la potencia pico indicada.

El campo solar se instalará sobre estructuras fijas de acero galvanizado y aluminio, de modo que en cada 'mesa' fotovoltaica se instalen 48 módulos (2 *strings* por cada una); estos soportes proporcionarán a los módulos una orientación azimutal de 0° Sur con una inclinación respecto a la horizontal de 30°. Para llevar a cabo la conexión de los módulos del campo fotovoltaico con los inversores se dispondrán cajas de monitorización de primer nivel, que contarán con 24 entradas, y en las que se situará un dispositivo de protección contra sobretensiones, así como la electrónica precisa para evaluar la corriente que circula por cada *string*.

Por cada dos inversores se dispondrá de un edificio prefabricado (luego habrá 250 de los mismos) para albergar los transformadores y la aparatada de protección de Media Tensión (MT), los transformadores necesarios (2 unidades de 1.000 kVA) y los cuadros de protección en Baja Tensión (BT) de cada transformador (pero no los inversores propiamente dichos, que serán de intemperie).

1.2. Equipamiento principal: Generador fotovoltaico

órganos correspondientes de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia y previamente ante el Ayuntamiento de Mula, la compatibilidad del uso del suelo, desde el punto de vista urbanístico, con su uso industrial, es decir, que se ha obtenido la Declaración de Interés Excepcional del suelo (artículos 77 y 86 del Decreto Legislativo 1/2005, de 10 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Suelo de la Región de Murcia). Según escrito del Secretario de la Comisión Delegada del Consejo de Gobierno para Asuntos Económicos de la Comunidad Autónoma de Murcia, el Proyecto objeto del presente informe fue calificado como proyecto estratégico en sesión celebrada por dicha Comisión en fecha 10 de mayo de 2013.

¹⁰ Teniendo en cuenta que la tensión del punto de máxima potencia (V_{mp}) de los módulos es 30,06 V y su corriente del punto de máxima potencia (I_{mp}) 8,15 A, la tensión de cada *string* será 721,44 V (y la corriente de esos mismos 8,15 A).

1.2.1. Módulo fotovoltaico

El proyecto indica que en la configuración de la CSF MULA se han sopesado los aspectos favorables y desfavorables de cada tipo de módulo y se ha optado por aquel que presenta un mejor compromiso entre un coste económico lo más reducido posible y un mayor grado de eficiencia energética; dicha eficiencia implica una menor superficie a ocupar sobre el terreno que se traduce en una minimización de la huella ecológica del proyecto. Por todo ello se ha optado por instalar módulos de silicio policristalino de 245 Wp. Las células policristalinas alcanzan una eficiencia modular de entre el 11% y el 15% (aunque las células monocristalinas tienen mayor eficiencia¹¹, su fabricación consume más energía y tiempo). Los módulos cuentan con la homologación pertinente y su proveedor asegura la duración y correcto funcionamiento de los equipos durante todo el periodo de garantía. Son capaces de producir energía con un muy bajo porcentaje de radiación solar (4-5%), hecho que asegura la producción incluso en condiciones de luz difusa y aprovechando los momentos del orto y ocaso solar. Los paneles están protegidos por marcos laterales de aluminio anodizado y un frente de vidrio templado.

Las características técnicas del módulo seleccionado son las siguientes¹²:

Módulo fotovoltaico Modelo 245P6-30		
Potencia nominal máxima (Pmax)	245	Wp
Tolerancia	± 3%	
Tensión del punto de máxima potencia (Vmp)	30,06	V
Corriente del punto de máxima potencia (Imp)	8,15	A
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,80	V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,94	A
Tensión máxima del sistema (ISYS)	1.000	V
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,470	%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,340	%/°C
Coeficiente de temperatura de Isc	0,045	%/°C
Valor máximo de fusible en serie	15,00	A

1.2.2. Estructura soporte

¹¹ La eficiencia de un módulo o célula fotovoltaica nos dice qué proporción de la radiación solar que incide en ella es convertida en electricidad; de dicha eficiencia se deduce o bien cuánta potencia puede obtenerse de un panel de 1 m² de superficie, o bien qué superficie es precisa para disponer de 1 kWp de potencia instalada. Por ejemplo, un módulo de 1 m² con una eficiencia del 15% produciría 150 Wp en condiciones estándar (ver siguiente nota).

¹² Para la caracterización de un módulo se miden sus prestaciones eléctricas en unas condiciones estandarizadas, es decir, bajo una radiación de 1.000 W/m², una temperatura de célula fotovoltaica (celda) de 25 °C y a una velocidad del aire de 1m/s. Bajo estas condiciones, la potencia máxima que el módulo fotovoltaico puede entregar es la que denominamos potencia pico.

Considerando los elevados costes de inversión y mantenimiento de las estructuras para seguimiento solar, así como el hecho de que se precisarían cimentaciones (zapatas) de hormigón para la sustentación de las mismas, se ha optado por seleccionar una estructura fija que quede anclada mediante el hincado de fustes metálicos directamente al suelo a aproximadamente 1,20 m de profundidad, lo que reduce significativamente la obra civil y la huella ambiental, ya que se evita la realización de excavaciones así como el vertido de hormigón sobre el terreno.

Las estructuras soporte son diseñadas para resistir, con los módulos instalados, sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código técnico de la Edificación (CTE). Serán metálicas, de acero galvanizado y aluminio, de tipo fijo, con 30º de inclinación sobre la horizontal y orientación sur, fabricadas por la propia JUWI. Se instalarán perfiles transversales, que actuarán de canaleta 'portacable' para facilitar el montaje, dejando al descubierto la menor cantidad de cableado posible. Perfiles y tornillería serán de acero galvanizado en caliente, resistente a la corrosión; las estructuras irán conectadas a tierra para reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas.

1.2.3. Inversores

Dada la elevada potencia de la instalación, se ha optado por emplear equipos *centrales*¹³ con una potencia nominal por inversor de 900 kW, con tensión de salida a 405 V. Se ha descartado el empleo de inversores con transformador incorporado con el fin de minimizar las pérdidas, utilizando en su lugar transformadores externos (centros de transformación propiamente dichos). Se ha optado por utilizar inversores de intemperie, que no precisan edificio de protección (existen tales edificios, prefabricados, pero albergan los trafos, así como la aparamenta y cuadros de MT y BT, véase apartado siguiente), con sistema de monitorización autodidacta, para la detección de fallos y remisión de parámetros de operación, y entradas de corriente continua motorizadas.

El fabricante de los inversores garantiza la fabricación de estos bajo todas las normativas de seguridad aplicables. Se desconectarán en caso de: i) fallo de red eléctrica (no funcionarán en ningún caso en isla y reconectarán cuando se haya restablecido la tensión en la red), ii) tensión fuera de rango (se desconectará automáticamente), iii) frecuencia fuera de rango y iv) temperatura elevada (el inversor dispone de un sistema de refrigeración por convección y ventilación forzada; si la temperatura interior del equipo aumenta, el equipo está diseñado para dar menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura límite y, si llegara el caso, desconectarse automáticamente). Por otro lado, dado que estos inversores no están provistos de transformadores

¹³ Cada 'inversor central' recoge la producción de uno o varios *strings* completos, por oposición a un 'microinversor', habitualmente instalado uno por cada panel.

convencionales que garanticen el aislamiento galvánico, este lo proporciona el transformador elevador de tensión de 405 V a 30.000 V.

Los inversores son autoalimentados desde los propios paneles a través de un pequeño transformador de autoabastecimiento de 10 kVA que equipa cada centro de transformación; por la noche o en periodos diurnos de muy escasa radiación, el inversor sólo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de distribución de la compañía. No obstante, los inversores se diseñarán para el seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos, de forma que si la radiación no fuera suficiente para suministrar corriente a la red, se desconectarán.

Las características técnicas de los inversores seleccionados, SMA Modelo SC900CP XT, son las siguientes:

INVERSOR SMA 900CP XT		
<u>PARÁMETROS DE SALIDA (AC):</u>		
Tensión nominal	405	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente máxima	1.411	A
Potencia nominal	900	kW
Rendimiento máximo	98,6	%
<u>PARÁMETROS DE ENTRADA (CC):</u>		
Máxima potencia generador	1.010	kW
Rango tensiones	722-850	V
Máximo voltaje en circuito abierto	1.000	V
Corriente de entrada	1.400	A
<u>PARÁMETROS DE CONSUMO:</u>		
Consumo característico en funcionamiento	<1.700	W
Consumo característico en <i>stand-by</i>	<100	W
<u>MEDIDAS:</u>		
Ancho / Alto / Fondo	2.562/2.279/956	mm
Peso aproximado	1.800	kg

1.2.4. Infraestructura de media tensión (MT)

La CSF precisa una instalación de media tensión compuesta por transformadores que elevan la tensión de salida de los inversores de 405 V a 30 kV, y una red subterránea de MT que interconecta los centros de transformación (CT's) con las subestaciones en las que se elevará nuevamente

el nivel de tensión hasta los 400 kV con el fin de poder evacuar al nudo de transporte asignado por REE la energía generada.

A cada dos inversores se asocia un pequeño edificio prefabricado, una caseta de obra Ormazábal modelo PFU-5, con una puerta peatonal y dos de transformador, de dimensiones exteriores 6.080 x 2.380 mm y altura vista 2.780 mm, dividida interiormente en tres compartimentos separados por rejillas metálicas: dos celdas de transformador en las que se emplazan sendos trafos de 1.000 kVA de potencia nominal, con refrigeración natural en aceite, y una sala para la aparamenta modular de MT y BT, con aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF6), para el mando y protección de la instalación de distribución.

Los embarrados se conectan mediante una unión apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación,...). En cada CT se instalará además un conjunto compacto '2L+P' (dos celdas de línea más una de protección).

Las características generales de las celdas son las siguientes:

CELDAS MODULARES		
Tensión nominal	36	kV
<i>Nivel de aislamiento:</i>		
Frecuencia industrial (1 min.) a tierra y entre fases	70	kV
Frecuencia industrial (1 min.) a la distancia de seccionamiento	80	kV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases	170	kV
Impulso tipo rayo a la distancia de seccionamiento	195	kV

En baja tensión, cada transformador dispone de un interruptor de corte en carga y bases portafusibles de protección, de intensidad nominal de 1600 A. También se dispondrá del transformador de servicios auxiliares antes mencionado de 10 kVA para autoabastecimiento de los inversores y para dar suministro a la instalación de alumbrado y otros usos del centro de transformación.

La CSF MULA estará recorrida por 42 **líneas subterráneas** a 30 kV con una longitud total de 161.596 m que interconectarán los CT's con las subestaciones. El conductor será un cable de aislamiento dieléctrico seco, de aluminio compacto, 240 mm² de sección y 16 mm² de sección de la pantalla, con un nivel de aislamiento 12/20 kV de etileno-propileno de alto módulo (HEPR) con cubierta exterior de poliolefina y con una intensidad máxima admisible, enterrado, de 365 A. Según normativa, los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, así como a las características del medio donde se instalen (interior, exterior, nivel de contaminación, etc.) y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos.

En la ejecución de las líneas subterráneas se han considerado tres tipos de canalización de los conductores: i) directamente enterrados (en arena, ii)

entubados o iii) en atarjea. El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo de 10 veces el diámetro en el caso del cable tripolar y 15 veces el diámetro en el caso del cable unipolar, siendo estos radios de curvatura en operaciones de tendido como mínimo el doble de los mencionados anteriormente en su posición definitiva. El proyecto define cómo han de ser las zanjas y tubos a instalar de acuerdo con lo establecido en la Instrucción Técnica Complementaria sobre líneas subterráneas con cables aislados (ITC-LAT 06).

En los casos en que la distancia entre generadores fotovoltaicos sea considerable, y no sea factible el empleo de líneas subterráneas, se harán tramos de **líneas aéreas** de media tensión a 30 kV (11 circuitos con un total de 2.977 m)¹⁴.

Para la protección contra sobretensiones de origen atmosférico se colocarán sobre el mismo apoyo de transición aéreo-subterráneo tres pararrayos autovalvulares de óxidos metálicos sin explosores con envoltente polimérica (POM-P33/10), con 36 kV de tensión de red, 27 kV de tensión máxima de servicio continuo, 33 kV de tensión asignada, 10 kA de corriente de descarga nominal y 100 kA de corriente de descarga límite. Los pararrayos se deberán montar en posición vertical sobre zócalo o soporte y dispondrán de una borna de acero galvanizado en caliente para su conexión a tierra.

Para la conexión del extremo de la línea aérea con la subterránea, se instalarán, sobre el mismo apoyo de transición aéreo-subterráneo, tres botellas terminales de exterior con cubierta polimérica con tensión asignada 18/30 kV, siendo la más elevada de 36 kV, la soportada de frecuencia industrial de 70 kA cresta y la tensión impulso tipo rayo de 170 kA cresta; la longitud máxima del terminal será de 650 mm.

Los herrajes y accesorios que formarán las cadenas de aisladores cumplirán con lo indicado en el apartado 2.2. de la ITC-LAT-07. En ningún caso se utilizarán aisladores rígidos; cuando por necesidades de ejecución (puentes, conexiones, etc.) pudiera requerirse el uso de estos, se utilizarán en su lugar cadenas de aisladores en suspensión de forma tal que se conserve el nivel de aislamiento de la línea.

Los apoyos serán de estructura metálica, constituidos por angulares de lados iguales, de organización de celosía sencilla con uniones atornilladas; tendrán

¹⁴ Estas líneas utilizarán un conductor de aluminio-acero tipo 100-A1/S1A, de 116,7 mm² de sección y 13,8 mm de diámetro aparente, cuya resistencia eléctrica a 20°C será de 0,2869 Ω/km con una densidad de corriente máxima de 2,76 A/mm². El nivel de aislamiento normalizado mínimo correspondiente a la tensión más elevada de la red de 36 kV será de 170 kV cresta (tensión soportada a los impulsos tipo rayo) y de 70 kV eficaces (tensión soportada a los impulsos tipo maniobra), por lo que se utilizarán aisladores de composite U70AB30, con línea de fuga de 720 mm, que cumplen con el valor mínimo correspondiente a un nivel de contaminación clase II, una tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz/min de 95 kV eficaces y una tensión a impulso tipo rayo de 215 kV cresta.

una altura tal que en ningún caso el conductor quede a menos de 8,10 m. sobre el terreno, cumpliendo con lo indicado en la citada ITC-LAT-07. Cada apoyo se identificará individualmente mediante un número, código o marca alternativa, de tal manera que la identificación sea legible desde el suelo.

Las cimentaciones serán de macizos independientes de hormigón en masa y de las dimensiones señaladas en planos. Estos bloques terminarán en una pirámide cuadrangular, cuyas caras presentarán una pendiente suficiente que permita deslizar el agua de lluvia.

Las puestas a tierra se realizarán teniendo en cuenta lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la repetida ITC-LAT-07.

1.2.5. Cableado

Los conductores serán de cobre y aluminio y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos excesivos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores tanto de la parte de continua como de la de alterna han de tener la sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1,50%, además de superar los criterios de intensidades máximas admisibles tal y como marca el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) del IDAE de 2002 y el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)

Todo el cableado, tanto en continua como en alterna, ya discurra en intemperie o canalización, será adecuado para su uso en intemperie según norma UNE 21123, y se conducirá de forma que tenga el menor impacto visual posible.

Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en las instrucciones ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20, ITC-BT-21 y ITC-BT-30. Cada extremo del cable habrá de suministrarse con un medio autorizado de identificación. Los conductores de todos los cables de control habrán de ir identificados a título individual en todas las terminaciones por medio de células de plástico autorizadas, que lleven rotulados caracteres indelebles, con arreglo a la numeración que figure en los diagramas de cableado pertinentes.

1.2.6. Valla de seguridad

Se instalará un vallado perimetral a base de postes metálicos galvanizados y malla metálica para una altura de 2 m, el cual dispondrá de puertas de acceso.

El vallado será de tipo cinagético, lo que implica que no se pondrá alambre de espino ni otros elementos cortantes o punzantes, no se pondrá dispositivo alguno de electrificación y deberá tener señalizadores visuales (distintivos plásticos) para evitar choques de aves. Además, el área mínima de los retículos será de 450 cm², con una dimensión de sus lados de 15 x 30 cm, dimensiones que harán innecesaria la disposición de portillos cada 25 m para evitar el efecto barrera sobre los pequeños vertebrados de la zona. En la zona

de acceso a las distintas parcelas de la instalación, en la puerta de acceso y en el vallado quedarán retranqueos para no invadir el camino.

Además se dotará a la planta fotovoltaica de un sistema de protección mediante la detección y gestión de intrusiones, conectado a una Central Receptora de Alarmas (CRA), la cual gestionará toda incidencia en materia de seguridad ocurrida en la planta. Será un sistema antiintrusión formado por barreras microondas y circuito cerrado de televisión formado por cámaras de alta resolución y domos cubriendo la totalidad del perímetro.

Con el objeto de no comprometer la biodiversidad del entorno con la iluminación artificial de la CSF y evitar otros fenómenos de contaminación lumínica asociados, tales como la intrusión lumínica o el consumo excesivo de energía, no se llevará a cabo la iluminación general de terrenos afectados por el proyecto. Por ello, dada la inexistencia de iluminación nocturna permanente, las cámaras instaladas estarán dotadas de focos infrarrojos de largo alcance con iluminación mediante ledes de larga duración.

1.3. Protecciones y puesta a tierra

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el REBT, así como de las masas del resto del suministro.

La red de tierras estará constituida por una red principal formada por varilla de acero de 10 mm² de sección enterrada en el fondo de las canalizaciones de BT y en las de MT de interconexión de centros de transformación; a esa línea principal se le unirá, mediante grapa de sujeción, una línea secundaria constituida también por varilla de acero de 10 mm² de sección, que conectará las *mesas* fotovoltaicas a la tierra principal. Los distintos extremos de cada una de las filas de estructura soporte de módulos que constituyen el campo solar se unirán a la línea secundaria de tierras mediante varilla de aluminio, siempre de 10 mm² de sección. A estas tierras se le unirá el anillo de tierras de herrajes de los centros de transformación, consiguiendo con ello la equipotencialidad entre partes metálicas del parque.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra se seguirá lo señalado en la instrucción ITC-BT-18 y será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

1.4. Instalaciones auxiliares de mantenimiento

Como instalaciones auxiliares para mantenimiento, la CSF contará con dos contenedores metálicos portátiles destinados a oficinas y almacén. Cada uno se situará sobre una solera de hormigón de unos 15 cm de espesor reforzada con mallazo de reparto.

El contenedor destinado a almacén será diáfano y contará con las siguientes medidas: Ancho: 2,46 m Alto: 2,91 m Largo: 12,28 m

El contenedor destinado a oficinas estará compartimentado en despacho, oficina general y aseo con lavabo, inodoro y plato de ducha y contará con las siguientes medidas: Ancho: 3,00 m Alto: 2,50 m Largo: 10,00 m

El único consumo de agua potable que hay en la instalación fotovoltaica es el del aseo de la oficina. Para ello se instalará un depósito de agua estanco enterrado, de 2 m³ de capacidad, que mediante bomba hidráulica proporcionará agua a presión a los aparatos sanitarios.

Las aguas fecales y de aseo de la caseta de control son conducidas a un depósito estanco enterrado de 2 m³ de capacidad, que cuando esté lleno a 2/3 de su capacidad, será vaciado por un gestor autorizado para retirar este tipo de residuos.

1.5. Obras a realizar

Entre las actuaciones a realizar para instalar el campo solar fotovoltaico se encuentra la de realizar una adecuación de la superficie del terreno. Las tierras sobre las que se instalará son de secano, existiendo parcelas en barbecho y otras plantadas de almendros, oliveras otros árboles. Los movimientos de tierra a realizar durante la construcción del parque solar serán los mínimos posibles, ya que el sistema de estructuras para soporte de módulos se adapta con bastante facilidad a las irregularidades que tenga el terreno. Habrá que proceder a arrancar los arboles ligados a las explotaciones agrícolas, realizando posteriormente un reacondicionamiento superficial del terreno.

2. PROYECTO DE SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA PRINCIPAL 400/132/30 KV

La Subestación Transformadora Principal 400/132/30 kV (ST Principal), será una subestación desde donde se evacuará, hasta la ST El Palmar, la potencia generada en la central solar fotovoltaica, en sus dos fases, por medio de una línea aérea/subterránea a 400 kV.

La ST Principal se sitúa en el paraje “La Retamosa”, en el término municipal de Mula, municipio perteneciente a la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Quedará situada al noreste de los terrenos ocupados por la CSF MULA.

Se trata de subestación transformadora 400/132/30 kV, de tipo intemperie en lo que respecta a los niveles de Alta Tensión (400 y 132 kV) y de interior en lo relativo a la Media Tensión (30 kV), en configuración de doble barra partida.

El sistema de 400 kV estará constituido por una única posición de línea conectada directamente a bornas de transformador (compuesta por transformadores de tensión, seccionador de línea equipado con dispositivo de puesta a tierra, interruptor automático, transformadores de intensidad y autoválvulas) y un autotransformador (AT1) de potencia trifásico 400/138 kV 450 MVA de intemperie, aislado en aceite mineral, con regulación en carga en el lado de alta tensión.

El sistema de 132 kV estará formado por una instalación de intemperie, con una configuración eléctrica de doble barra partida con aislamiento en aire, compuesto por: aisladores de apoyo para las barras principales y secundarias, y 6 transformadores de tensión inductivos colocados en los extremos de cada lado de las barras; una posición de autotransformador, compuesta por seccionadores selectores y de aislamiento de barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad, interruptor automático y autoválvulas; una posición de partición de barras, formada por seccionadores selectores y de aislamiento en barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad y un interruptor automático tripolar; tres posiciones de transformador, compuesta cada una por seccionadores selectores y de aislamiento de barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad, interruptor automático y autoválvulas; tres transformadores (T1 a T3) de potencia trifásicos 132/30 kV 75 MVA, de intemperie, aislados en aceite mineral; una posición de línea, formada por seccionadores selectores y de aislamiento en barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad, interruptor automático tripolar, transformadores de tensión, seccionador con puesta a tierra, autoválvulas y botellas terminales de exterior.

El sistema de 30 kV está formado por una instalación de interior con una configuración eléctrica de simple barra partida constituida por tres grupos de barras 1 a 3 enlazadas entre sí, dos transformadores para servicios auxiliares y tres reactancias trifásicas de puesta a tierra.

Todas las posiciones de 400, 132 y 30 kV estarán debidamente equipadas con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura.

Se dispondrá un edificio de control y dos edificios de celdas con una sola planta, construido en base a paneles prefabricados de hormigón.

En la sala de control se ubicarán los cuadros y equipos de control, armarios de protecciones, cuadros de distribución de servicios auxiliares, equipos rectificador-batería y equipos de medida y comunicaciones.

2.1. Descripción de la instalación eléctrica

2.1.1. Embarrados

a) Embarrados de 400 kV

Los embarrados de tendido alto estarán formados por cables de aluminio con alma de acero de 861,33 mm² de sección, que admite un paso de corriente de 2.129 A a 35°C de temperatura ambiente y 75°C del conductor, mientras que admite un paso de corriente de 3.205 A a 10°C de temperatura ambiente y 75°C del conductor. El amarre de estas conexiones tendidas a los pórticos se realizará con cadenas de aisladores de composite.

Los embarrados altos estarán constituidos por tubos de aleación de aluminio de 250/228 mm de diámetro, equivalente a 8.259 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente de 7.824 A a 85°C. En el interior de estos embarrados se instalará cables de amortiguación, del mismo tipo y características indicados para los embarrados de tendido alto.

La distancia mínima adoptada entre ejes de fase es de 5 metros y la anchura de las posiciones se considerará de 20 metros.

b) Embarrados de 132 kV

El embarrado principal del sistema de 132 kV (embarrado alto) estará constituido por tubo de aleación de aluminio de 100/90 mm de diámetro, equivalente a 1.495 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente de 2.230 A, en cuyo interior va instalado cable desnudo de amortiguación de aluminio homogéneo de 26,04 mm de diámetro, equivalente a 402,1 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 960 A.

El embarrado secundario (embarrado bajo) de conexión desde el seccionador pantógrafo en barras bajas hasta las posiciones de los transformadores de intensidad de 132 kV, se empleará tubo rígido de las mismas dimensiones y características.

El embarrado auxiliar, que es aquel que discurre desde los transformadores de intensidad de 132 kV hasta las bornas del devanado primario de cada transformador de potencia de 75 MVA, se realizará con cable desnudo de aluminio homogéneo de 26,04 mm de diámetro, equivalente a 402,1 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 960 A.

La distancia mínima adoptada entre ejes de fase será de 2,5 metros y la anchura de las posiciones se considerará de 10 metros.

c) Embarrados de 30 kV

En la salida de bornas del devanado secundario de cada transformador de potencia hasta su conexión con los terminales, el embarrado estará constituido por tubo de cobre de 60/50 mm de diámetro que admite un paso de corriente de 1.880 A por tubo. La derivación a la reactancia será de tubo de cobre de 25/19 mm de diámetro, que admite un paso de corriente de 775 A.

La conexión entre el embarrado en la salida del transformador de potencia y la celda de alimentación al módulo de 30 kV, se hace a través de tres ternas de cable de potencia, tipo HEPRZ1 12/20 kV 400 mm² Al, y terminales flexibles, que proporcionan una intensidad máxima de 1.742 A por fase.

Los embarrados propios de las celdas soportan una intensidad máxima de 1.600 A y 400 A.

2.1.2. Piezas de conexión

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de 400, 132 y 30 kV por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados para los sistemas de 400 y 132 kV, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometría adecuada y diseñadas para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

En el sistema de 30 kV, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizarán uniones de aleación de cobre con tornillería de acero inoxidable sin embutir.

2.1.3. Cadenas de aisladores para 400 kV

Las líneas de llegada estarán amarradas al pórtico y aisladas de él por medio de cadenas de aisladores de las siguientes características:

Características	
Aislador	U160AB380P
Material	Composite
Nivel de tensión	400 kV
Carga de rotura	160 kN
Línea de fuga	13.000 mm
Tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz/min	7.500 kV eficaces
Tensión 50% bajo onda de choque 1,2/50 µs	1.500 kV cresta

2.1.4. Aisladores soporte

a) Aisladores soporte para 400 kV

Los embarrados rígidos se sustentan sobre aisladores soporte cerámico del tipo columna de intemperie, montados en soportes anclados a las cimentaciones.

Estos aisladores, para embarrados principales, tienen las siguientes características:

Características	
Tipo	C8-1425
Carga de rotura a flexión	8.000 N
Carga de rotura a torsión	4.000 N*m
Nivel de aislamiento	25 mm/kV

b) Aisladores soporte para 132 kV

Características	
Tipo	C8-650
Tensión de aislamiento asignada	145 kV
Tensión de ensayo 1 min 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Carga de rotura a flexión	8.000 N
Carga de rotura a torsión	4.000 N*m

c) Aisladores soporte para 30 kV

Los embarrados de 30 kV en la salida de bornas de los transformadores de potencia se sustentarán sobre aisladores de apoyo de las siguientes características:

Características	
Tipo	C4-125
Tensión nominal	24 kV
Tensión soportada bajo lluvia	50 kV
Tensión soportada a onda de choque	125 kV cresta
Carga de rotura a flexión	4.000 N
Carga de rotura a torsión	800 N*m

2.1.5. Transformadores de potencia

a) Autotransformador de potencia de 450 MVA

Para la transformación de 400 kV a 132 kV se ha previsto el montaje de un transformador de potencia tipo intemperie.

Características	
Tipo	Autotrafo acorazado

Potencia nominal	450 MVA
Número de fases	3
Frecuencia	50 Hz
Tensión de servicio nominal	400 kV
Tensión de aislamiento nominal	420 kV
Grupo de conexión	YNa0d11
Intensidad nominal (arrollamiento AT)	649,52 A
Refrigeración	radiadores+bombas+ventiladores
Circulación dirigida	SI
Relación de transformación	400/138±12%/33kV
Intensidad de cortocircuito asignada	50 kA

b) Transformador de potencia de 75 MVA

Para la transformación de 132 kV a 30 kV se ha previsto el montaje de tres transformadores de potencia trifásicos, tipo intemperie.

Características	
Potencia nominal	75 MVA
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal primario	132 kV
Tensión nominal secundario	30 kV
Relación de transformación en carga	132±9% 1,467 kV
Grupo de conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN/ONAF ¹⁵
Material dieléctrico	aceite mineral
Tipo de servicio	continuo
Impedancia de cortocircuito para tensión nominal	12,5%

2.1.6. Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos de alta tensión se emplean para la apertura y cierre de los circuitos con carga y cortocircuito, con mando tripolar de SF6, de tipo intemperie.

a) Interruptor automático de 400 kV

Características	
Accionamiento	Unipolar
Frecuencia	50 Hz
Tensión de servicio nominal	400 kV
Tensión de aislamiento nominal	420 kV
Intensidad asignada de servicio continuo	4.000 A
Intensidad de cortocircuito asignada	50 kA

¹⁵ ONAN: Oil Natural Air Natural (aceite y aire no forzado)
ONAF: Oil Natural Air Forced (aceite no forzado y aire forzado)

Tensión a impulso con onda 1,2/50 μ s (Int. cerrado)	1.425 kV cresta
Tensión a impulso con onda 1,2/50 μ s (Int. abierto)	1.425 + 240 kV cresta
Tensión a frecuencia industrial (Int. cerrado)	520 kV
Tensión a frecuencia industrial (Int. abierto)	610 kV
Duración nominal de la corriente de cortocircuito	3 seg.
Poder de cierre nominal en cortocircuito	125 kA
Poder de cierre de batería de condensadores	400 A
Poder de corte de líneas/cables en vacío	400 A
Longitud de la línea de fuga (a tierra)	10.000 mm
Longitud de la línea de fuga (a través de cámara de corte)	10.500 mm
Tensiones Auxiliares (motor accionamiento)	125 Vcc
Tensiones Auxiliares (bobinas de cierre y disparo)	125 Vcc
Tensiones Auxiliares (calefacción interna del mando)	230 V

b) Interruptor automático de 132 kV

Características	
Frecuencia	50 Hz
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Intensidad asignada de servicio continuo	3.150 A
Intensidad de cortocircuito asignada	40 kA
Tensión de ensayo 1min. 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Duración nominal de la corriente de cortocircuito	3 seg.
Tipo de reenganche	Trifásico
Aislamiento	Gas SF6 con autosoplado

2.1.7. Seccionadores

a) Seccionador rotativo de 400 kV

Los seccionadores rotativos serán de tres columnas y tendrán puesta a tierra, siendo giratoria la columna central. La puesta a tierra se realizará utilizando otro eje de giro horizontal y está enclavada mecánicamente con el seccionador. Las dos columnas laterales son fijas y en el extremo superior de cada una llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que la columna central es donde va montada la cuchilla, que al abrir realiza dos rupturas por fase. El accionamiento de los seccionadores será motorizado, al igual que la puesta a tierra.

Características	
Instalación	Intemperie
Número de polos	3
Frecuencia	50 Hz
Tensión de servicio nominal	400 kV

Tensión de aislamiento nominal	420 kV
Intensidad nominal	3.150 A
Intensidad térmica	50 kA
Intensidad dinámica	125 kA
Tensión a impulso con onda 1,2/50 μ s (a tierra)	1.425 kV cresta
Tensión a impulso con onda 1,2/50 μ s (dist. seccionamiento)	1.425+240 kV cresta
Tensión a frecuencia industrial (a tierra)	520 kV
Tensión a frecuencia industrial (dist. seccionamiento)	610 kV
Tensión de maniobra	125 Vcc
Mando seccionador principal/puesta a tierra	Eléctrico y manual

b) Seccionador pantógrafo de 132 kV

Los seccionadores de barras pantógrafos cumplirán con lo especificado en la norma UNE EN 62 271-102.

Características	
Tensión nominal	145 kV
Intensidad nominal	2.500 A
Intensidad admisible de corta duración (1 s)	40 kA (val. eficaz)
Intensidad admisible (valor de cresta)	100 kA
Mando seccionador principal/puesta a tierra	Eléctrico/manual
Nivel de aislamiento a tierra y entre polos: Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	275 kV 650 kV (val. cresta)
Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento: Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	315 kV 750 kV (val. cresta)

c) Seccionador giratorio de 132 kV

Los seccionadores a instalar serán de tres columnas, siendo giratoria la columna central. El seccionador es tripolar de intemperie de mando manual y montado sobre una estructura común.

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

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

Los seccionadores instalados en las salidas de líneas, los más alejados de barras, van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente y llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Todos los accionamientos de los seccionadores principales y de los seccionadores de puesta a tierra del sistema de 132 kV tendrán mando manual, exceptuando el seccionador de partición de barras que tendrá mando eléctrico.

Las características técnicas principales del seccionador son las descritas anteriormente para el seccionador pantógrafo.

d) Seccionador de 30 kV

Se instalará en intemperie, en la tensión de 30 kV, un seccionador para la conexión de cada una de las reactancias de puesta a tierra, que será tripolar, de dos columnas por fase, con apertura vertical y accionamiento manual, sin cuchillas de puesta a tierra.

Características	
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	1.600 A
Intensidad admisible de corta duración (1 s)	31,5 kA (val. eficaz)
Intensidad admisible (valor de cresta)	80 kA
Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:	
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	50 kV
Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 µs	125 kV (val. cresta)
Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:	
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	60 kV
Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 µs	145 kV (val. cresta)

2.1.8. Transformadores de intensidad

a) Transformadores de intensidad de 400 kV

Montados junto al interruptor de 400 kV de la posición del autotransformador, se instalarán transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Características	
Instalación	Intemperie
Aislamiento	Papel-Aceite
Tensión de servicio nominal	400 kV
Tensión de aislamiento nominal	420 kV
Frecuencia	50 Hz

Intensidad térmica	50 kA
Intensidad dinámica	125 kA
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	630 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	1.425 kV cresta
Tensión de prueba con onda de maniobra 250/2.500 μ s	1.050 kV
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2*In primaria

b) Transformadores de intensidad de 132 kV

Montados junto al interruptor de 132 kV de la posición de interconexión, acoplamiento, transformador y autotransformador, lado de barras, se instalarán transformadores de intensidad, que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Los transformadores de intensidad a emplear en la posición del autotransformador de alta tensión alimentarán los circuitos de medida y protección en alta tensión.

Características	
Tensión nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Intensidad térmica	31,5 kA
Intensidad dinámica	80 kA
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2*In primaria

Del mismo modo, los transformadores de intensidad a emplear en las posiciones de los tres transformadores, en la posición de acoplamiento de barras y en la posición de interconexión entre subestaciones alimentarán los circuitos de medida y protección en alta tensión, y tendrán características análogas a las descritas anteriormente, salvo en lo que respecta a la relación de transformación.

2.1.9. Transformadores de tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de los circuitos se ha previsto la instalación de los siguientes transformadores de tensión:

a) Transformadores de tensión inductivos 132 kV

En el extremo de cada barra de 132 kV que forma el embarrado principal se instalarán tres transformadores de tensión inductivos.

Características	
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV

Frecuencia	50 Hz
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Factor de tensión	1,5*Un primaria

b) Transformadores de tensión capacitivos 132 kV

En la posición de interconexión de subestaciones de 132 kV se instalarán tres transformadores capacitivos.

Características	
Instalación	Intemperie
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Valor de la sobretensión de maniobra con onda 250/2.500 μ s	1.050 kV cresta
Factor de tensión	1,5*Un primaria
Tensión de ensayo a frecuencia ind. entre secundarios y tierra	10 kV
Tensión de ensayo a frecuencia ind. entre arrollamientos secundarios	5 kV

c) Transformadores de tensión capacitivos 400 kV

En la posición de autotransformador de 400 kV se instalarán tres transformadores capacitivos.

Características	
Instalación	Intemperie
Tensión de servicio nominal	400 kV
Tensión de aislamiento nominal	420 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	630 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	1.425 kV cresta
Valor de la sobretensión de maniobra con onda 250/2.500 μ s	1.050 kV cresta
Factor de tensión	1,5*Un primaria
Tensión de ensayo a frecuencia industrial entre secundarios y tierra	10 kV
Tensión de ensayo a frecuencia ind. entre arrollamientos secundarios	5 kV

2.1.10. Pararrayos

a) Pararrayos de 400 kV

Los pararrayos tipo autoválvula serán de óxido de zinc con recubrimiento exterior de porcelana, y se emplean para proteger la instalación contra sobretensiones de origen atmosférico o de otro tipo.

Características	
Tensión de servicio continuo U_c (fase-tierra)	264 kV
Tensión de cebado U_r (fase-tierra)	330 kV
Tensión máx. transitoria T0V 1s (fase-tierra)	382 kV
Tensión máx. transitoria T0V 10s (fase-tierra)	363 kV
Tensión máx. residual 8/20 μ s (fase-tierra)	823 kV
Intensidad nominal de descarga	20 kA
Longitud de la línea de fuga	11.002 mm

b) Pararrayos de 132 kV

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado el montaje de un juego de tres pararrayos tipo autoválvula de óxidos metálicos sin explosores con envoltente polimérica instalados sobre la carcasa de cada transformador previsto, y en soporte independiente para la interconexión entre subestaciones.

Características	
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Intensidad nominal de descarga (onda 8/20 μ s)	10 kA

c) Pararrayos de 30 kV

En el lado de 30 kV se instalarán tres autoválvulas de óxido de zinc con aislamiento polimérico sobre soporte independiente.

Características	
Tensión de servicio nominal	30 kV
Tensión de aislamiento nominal	36 kV
Intensidad nominal de descarga	10 kA

2.1.11. Reactancia de puesta a tierra

Se instalarán tres reactancias trifásicas de puesta a tierra, en baño de aceite, conectadas al embarrado de 30 kV a través de un seccionador.

Características	
Tensión nominal	22 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Zig-Zag
Intensidad de defecto a tierra por el neutro	500 A
Duración del defecto a tierra por el neutro	30 s
Refrigeración	ONAN

Tensión soportada con onda tipo rayo 1,2/50 μ s	125 kV
Tensión de ensayo a 50 Hz	50 kV
Sobretensión inducida a 150 Hz y 40 s	44 kV

En cada una de las fases y en el neutro lleva incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing para protecciones. Las protecciones propias de la reactancia son termómetro, válvula de alivio de sobrepresión, relé Buchholz y nivel anormal de aceite. Como protección de sobreintensidad en las fases se emplea un relé trifásico, instantáneo, y para la protección de la sobreintensidad homopolar, un relé de acción diferida y tiempo inverso.

2.1.12. Celdas de media tensión (30 kV)

Estas celdas son de tipo encapsulado metálico, para instalación en interior. Se instalarán agrupadas en tres embarrados independientes, uno por cada transformador, y responderán al esquema de simple barra partida, distribuidas de la siguiente manera:

- Embarrado 1: siete celdas de línea, dos celdas de partición y unión, una celda de transformador de potencia y una celda de transformador de servicios auxiliares.
- Embarrado 2: siete celdas de línea, una celda de transformador de potencia y una celda de partición y unión.
- Embarrado 3: siete celdas de línea, una celda de partición y unión, una celda de transformador de potencia y una celda de transformador de servicios auxiliares.

La tensión máxima de servicio es 36 kV que corresponde a unas tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto de 70 kV y a onda de choque de 1,2/50 μ s de 170 kV.

Todos los elementos del conjunto tienen las características mecánicas adecuadas a la potencia de cortocircuito de 500 MVA.

El módulo dispone de un colector general de tierras ejecutado en cobre electrolítico, con una sección de 150 mm², al que se conectan las cuchillas de puesta a tierra, tomas de puesta a tierra de los carretes seccionables y en general todas las partes metálicas no sometidas a tensión.

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

2.1.13. Servicios auxiliares

Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control protección y medida.

Para la alimentación de servicios auxiliares de corriente alterna se ha previsto la instalación de dos transformadores de 400 kVA, que se montarán en intemperie, sobre soporte metálico, se conectarán a su correspondiente celda de 30 kV de alimentación a servicios auxiliares y, a su vez, alimentarán en baja tensión el cuadro de servicios auxiliares situado en el edificio de mando y control.

Serán transformadores trifásicos, sumergidos en aceite, con las siguientes características:

Características	
Potencia nominal	400 kVA
Tensión primaria	30+2,5+5+7,5+10% kV
Tensiones secundarias	0,420-0,242 kV
Grupo de Conexión	Dyn11

Para la alimentación de los servicios auxiliares de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador-batería de 125 V en corriente continua que funcionarán en paralelo, alimentando cada uno todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva).

Los dos equipos de 125 V funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación mediante un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar ningún tipo de vigilancia o control.

Además de los equipos mencionados anteriormente se instalará un equipo rectificador-batería de 48 V en corriente continua destinado a la alimentación de los equipos de comunicaciones.

2.1.14. Equipos de control y protección

a) Posición de transformador de 400/138 kV

Se instalarán los siguientes equipos de protección en los dos niveles de tensión:

- Una protección de sobreintensidad entre fases y entre fase y neutro con característica inversa y reenganche incorporado. La protección llevará incorporada la función de supervisión de las bobinas del interruptor y llevará oscilo incorporado.
- Un relé de comprobación o de bloqueo, para proporcionar una prueba de la posición de un dispositivo.

- Un relé de reenganche de corriente alterna, para el control del reenganche y enclavamiento de un interruptor de corriente alterna.
- Una protección diferencial de transformador de dos devanados, de frenado porcentual por armónicos.
- Un relé de sobreintensidad temporizado de protección de tierra.
- Un relé maestro de disparo y bloqueo por actuación de las protecciones de máquina y diferencial.

b) Posición de transformador de 132/30 kV

Para cada una de las posiciones de transformador se instalarán los siguientes equipos de protección en los dos niveles de tensión:

- Una protección de sobreintensidad entre fases y entre fase y neutro con característica inversa y reenganche incorporado. La protección llevará incorporada la función de supervisión de las bobinas del interruptor y llevará oscilo incorporado.
- Una protección diferencial de transformador de dos devanados, de frenado porcentual por armónicos.
- Una protección de máxima/mínima frecuencia para la desconexión instantánea del interruptor de MT ante bajada de la frecuencia y conexión temporizada automática tras recuperación de la frecuencia ajustable entre 0 y 5 minutos.
- Un automatismo para la regulación automática de tensión con supervisión de las tomas del conmutador de tomas en carga del transformador. Este automatismo se integrará dentro del sistema de control integrado.
- Un relé de sobreintensidad de tres fases y neutro para la protección instantánea de la reactancia de puesta a tierra del sistema de 30 kV y protección temporizada de neutro de reserva para faltas en el cable de potencia desde las bornas de baja del transformador hasta la posición de entrada de celdas de MT.

c) Posición de barras 132 kV

Se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección de diferencial de barras de característica inversa, con reenganchador incorporado. Lleva incorporada la función de comprobación de bobinas de disparo y cierre.

- Un relé de comprobación o de bloqueo, para proporcionar una prueba de la posición de un dispositivo.
- Un relé de reenganche de corriente alterna, para el control del reenganche y enclavamiento de un interruptor de corriente alterna.
- Un relé direccional de sobreintensidad de fases y de neutro.

d) Posición de interconexión de 132 kV

Para la línea de interconexión entre subestaciones de 132 kV se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección de distancia escalonada de tres fases y tierra, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro de reserva integrada y reenganchador incorporado. El disparo será trifásico y deberá llevar la función oscilo incorporada.
- Una protección direccional de neutro independiente de la anterior.

2.2. Instalación de puesta a tierra

Para la instalación de puesta a tierra se ha diseñado una malla metálica, compuesta por conductor de cobre de la sección adecuada y con una separación media entre los conductores que la forman, que se han calculado de forma que se garantice que en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se superen en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento (MIE-RAT 13¹⁶) por lo que, según determina éste, se unirán a la malla de tierra, entre otros elementos, la valla metálica de la instalación, toda las puertas metálicas, las tuberías metálicas, etc. Para ello se han dejado previstas las correspondientes derivaciones de cable, así como tramos de cable de longitud suficiente para unir directamente a la malla, sin conexiones desmontables, las puestas a tierra de servicio, como son los neutros de los transformadores, las autoválvulas y las cuchillas de puesta a tierra. Estas últimas, además van unidas a una pica de puesta a tierra para facilitar el drenaje de intensidad al terreno en caso de producirse una descarga.

En todos los puntos de unión entre diferentes conductores de la malla de tierra, se realizará una soldadura aluminotérmica que es especialmente resistente a la corrosión y que garantiza una mejor unión de las partes.

Rodeando el cerramiento de la subestación, a 1 m de la distancia del mismo, tanto por el interior como por el exterior, se coloca un cable perimetral, unido al resto de la malla de tierra, con objeto de evitar que se produzcan tensiones de

¹⁶ En las Instrucciones Técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, la MIE- RAT 13 es la dedicada a "Instalaciones de puesta a tierra".

contacto superiores a las permitidas, en las cercanías del cerramiento que son los puntos más conflictivos.

2.3. Obra civil

Los trabajos a realizar comprenden todos los correspondientes a la obra civil necesaria para la implantación de la subestación: desbroce y retirada de sobrantes, relleno y compactación, muro de contención, red de tuberías de drenaje, malla de puesta a tierra, cimentación de las estructuras metálicas, edificios prefabricados, atarjeas para la conducción de cables, cerramiento exterior, pavimentado de la parcela.

1. Limpieza y excavación del terreno.

El movimiento de tierras comenzará con el desbroce y limpieza de la parcela en donde se ubica la instalación, siguiendo con una excavación de unos 30 cm de profundidad para sanear el terreno existente. La zona deberá quedar completamente despejada de la cubierta vegetal que actualmente la cubre.

2. Explanación.

Se procederá al relleno y compactado con zahorras seleccionadas, en capas que no superarán los 30 cm de espesor, y se dará al terreno una pendiente del 1%, finalizando el tratamiento superficial con una capa de grava de 10 cm de espesor con el fin de dar salida a las posibles aguas pluviales que se pueden acumular en el interior de la subestación.

3. Red de tierras inferiores.

Para la instalación de puesta a tierra se diseñará una malla metálica que garantice que no se supere en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento (MIE-RAT 13), tal y como se ha indicado en el punto 2.2.

4. Red de drenajes.

La red de drenaje estará formada por tubo de PVC 110 mm, situado bajo las atarjeas para evitar la acumulación de agua en el interior de las mismas. Se colocará con una pendiente del 1% en el sentido de desagüe de la tubería. La salida de ésta se hará directamente a la cuneta que rodea la parcela de la subestación.

5. Cimentaciones.

Sobre el tendido de zahorra se replantearán las zanjas y cimentaciones según la forma, dimensiones y cotas fijadas en los planos de obra, y se procederá a la excavación de las mismas, teniendo especial cuidado en no dañar la malla de puesta a tierra.

Antes de efectuar el hormigonado se comprobará que las capas de asiento de la cimentación están perfectamente niveladas, limpias y apisonadas ligeramente.

Las cimentaciones de las estructuras se ejecutarán en dos fases. En la primera se hormigonará hasta la cota final de pavimentación del recinto, colocándose los pernos, y en la segunda fase, una vez montado el soporte sobre los pernos y nivelada la estructura, se procederá a la coronación de las zapatas.

6. Canalizaciones eléctricas.

Las atarjeas de las canalizaciones eléctricas, tanto para cables de potencia como de control, estarán formadas por una solera de bloques prefabricados, fijados con mortero de cemento, sobre los que asientan los bloques prefabricados que forman las paredes laterales, quedando el conjunto cubierto con una tapa prefabricada de hormigón.

Para facilitar el drenaje, se rodean de una capa de grava, que tendrá como finalidad facilitar el paso de agua hasta la tubería de drenaje situada en su parte inferior. Cuando crucen un vial se montarán reforzadas.

7. Viales.

Una vez concluida la segunda fase de cimentación de anclajes, sobre el suelo de zahorra artificial perfectamente limpio, se rematará con una capa de grava de 10 cm de espesor.

Se ha proyectado el acceso a la subestación desde el camino limítrofe con la parcela. Se construirán viales interiores necesarios para permitir el acceso de los equipos de transporte y mantenimientos requeridos para el montaje y conservación de los elementos de la subestación.

Habrán tres tipos de viales interiores, uno de mantenimiento de 3 m de anchura no hormigonado pero reafirmado con zahorras, bordeando el parque de intemperie para vehículos de mantenimiento; otro para acceso de vehículos de 5 m de anchura, que se realizará con hormigón; y otro de 8 m de anchura hormigonado para las maniobras de carga y descarga del transformador de potencia de 450 MVA.

El solado terminado debe formar una superficie inclinada, con las pendientes necesarias para el drenaje de pluviales del parque.

Habrán que prever los posibles tramos de zanjas de cables reforzadas para resistir el paso por encima de ellas de los vehículos de mantenimiento.

8. Edificios.

Se realizará la construcción de edificios para control y celdas, de tipo prefabricado de hormigón, realizando un edificio para control y dos edificios para celdas de potencia, los cuales llevarán el suelo sobre la cota +0,84 de la subestación, dejando los huecos necesarios por debajo del mismo para el tendido de los cables de potencia y control.

a) Sala de control

En uno de los edificios se situará la sala de control, que alojará los armarios para los equipos de protección, control integrado y comunicaciones, el cuadro de servicios auxiliares y las baterías de corriente continua. Tendrá unas medidas de 6,90 m de ancho, 4,29 m de alto y 12,40 m de largo y se tendrá acceso por una puerta metálica de 2 m de ancho y de dos hojas.

Se ha adoptado la solución de utilizar equipos compactos rectificador-batería para evitar la necesidad de sala independiente que requeriría mayores espacios. Por otro lado, las baterías Niquel-Cadmio no desprenden gases corrosivos con lo que se pueden montar en armarios metálicos y pueden compartir la sala con el resto de equipos de control.

b) Sala de celdas

Se llevará a cabo la construcción de dos edificios (edificio Barras 1 y 3 y edificio Barras 2), que alojarán las salas de celdas, en la que se dispondrán las celdas prefabricadas, formando dos hileras separadas por un pasillo central hacia el que se sitúan los frentes de las celdas de las barras que se encuentran unidas. Las distancias mantenidas entre las celdas y las paredes del edificio, así como entre los frentes de las dos hileras de celdas, serán suficientes para permitir un cómodo acceso para operación y mantenimiento.

El acceso a esta sala se realiza por una puerta metálica de 2,40 m de ancho y de dos hojas.

El edificio destinado a celdas de potencia será de 6,90 metros de ancho, 4,79 metros de ancho y 10 metros de largo. Serán edificios prefabricados en hormigón, con paneles aislados tipo "sándwich" de un buen comportamiento térmico.

9. Cerramiento.

Como cerramiento de la subestación se construirá un vallado metálico formado por una malla rematada en su parte superior con alambre de espino, fijado sobre postes metálicos de 48,3 mm, colocados cada 2,5 m. La sujeción de los postes se realizará mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado. El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2,3 m. sobre el terreno.

El acceso al interior de la subestación se hará a través de una puerta, de 10 y 1 m de luz libre, aproximadamente, para los equipos y entrada de personal.

El cerramiento de la subestación se situará separado un metro hacia el interior del límite hipotético de los terrenos de la instalación, a fin de poder instalar un anillo perimetral de cable de tierra que proteja de las posibles tensiones de contacto desde el exterior de la instalación, sin necesidad de invadir terrenos de otros propietarios.

10. Estructura metálica.

Todos los apoyos, soportes, y demás elementos que conformarán el conjunto de estructura metálica de la subestación, tanto los herrajes como la tornillería, abrazaderas, etc., que no sean de acero inoxidable, serán sometidos a un tratamiento de galvanizado por inmersión en caliente.

El montaje de los soportes sobre sus cimentaciones se hará colocando éstos sobre los pernos de anclaje y nivelando la estructura mediante el movimiento de las tuercas y contratueras. Después se procederá al vertido de la segunda fase de hormigón.

3. PROYECTO DE SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA SECUNDARIA 132/30 KV

La Subestación Transformadora Secundaria 132/30 kV (ST Secundaria) será una subestación desde donde se evacuará, hasta la ST Principal del parque, la potencia generada en la central solar fotovoltaica en su segunda fase, por medio de una línea subterránea a 132 kV.

La ST Secundaria se situará en el paraje “El Puntal”, al noreste de los terrenos ocupados por la CSF MULA, en el término municipal de Mula, municipio perteneciente a la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

Se trata de subestación transformadora 132/30 kV, de tipo intemperie en lo que respecta al nivel de Alta Tensión (132 kV) y de interior en lo relativo a la Media Tensión (30 kV), en configuración de doble barra partida.

El **sistema de 132 kV** tendrá una configuración eléctrica de doble barra partida con aislamiento en aire, compuesto por:

- Aisladores de apoyo para las barras principales y secundarias, y seis transformadores de tensión inductivos colocados en los extremos de cada lado de las barras.
- Una posición de partición de barras, formada por seccionadores selectores y de aislamiento en barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad y un interruptor automático tripolar.

- Tres posiciones de transformador T-1 a T-3, compuesta cada una por seccionadores selectores y de aislamiento de barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad, interruptor automático y autoválvulas.
- Tres transformadores (T1 a T3) de potencia trifásico 132/30 kV 75 MVA, de intemperie, aislado en aceite mineral.
- Una posición de línea, formada por seccionadores selectores y de aislamiento en barras tipo pantógrafo con mando motorizado, transformadores de intensidad, interruptor automático tripolar, transformadores de tensión, seccionador con puesta a tierra, autoválvulas y botellas terminales de exterior.

El **sistema de 30 kV**, está formado por una instalación de interior con una configuración eléctrica de simple barra partida (constituida por tres grupos de barras 1 a 3 enlazadas entre sí), dos transformadores para servicios auxiliares y tres reactancias trifásicas de puesta a tierra instaladas en la salida de 30 kV de cada transformador.

Todas las posiciones de 132 y 30 kV estarán debidamente equipadas con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura.

Se dispondrá un edificio de control y dos edificios de celdas con una sola planta, construidos en base a paneles prefabricados de hormigón. En la sala de control se ubicarán los cuadros y equipos de control, armarios de protecciones, cuadros de distribución de servicios auxiliares, equipos rectificador-batería y equipos de medida y comunicaciones.

3.1. Descripción de la instalación eléctrica

3.1.1. Embarrados

a) Embarrados de 132 kV

El embarrado principal del sistema de 132 kV (embarrado alto) estará constituido por tubo de aleación de aluminio de 100/90 mm de diámetro, equivalente a 1.495 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente de 2.230 A, en cuyo interior va instalado cable desnudo de amortiguación de aluminio homogéneo de 26,04 mm de diámetro, equivalente a 402,1 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 960 A. El embarrado secundario (embarrado bajo) de conexión desde el seccionador pantógrafo en barras bajas hasta las posiciones de los transformadores de intensidad de 132 kV, se empleará tubo rígido de las mismas dimensiones y características.

El embarrado auxiliar, que es aquel que discurre desde los transformadores de intensidad de 132 kV hasta las bornas del devanado primario de cada transformador de potencia de 75 MVA, se realizará con cable desnudo de aluminio homogéneo de 26,04 mm de diámetro, equivalente a 402,1 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 960 A.

Estos embarrados tubulares irán soportados mediante aisladores rígidos montados en soportes anclados a las cimentaciones.

Tanto los embarrados principales como los auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40 °C sobre la temperatura ambiente, y soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

b) Embarrados de 30 kV

En la salida de bornas del devanado secundario de cada transformador de potencia hasta su conexión con los terminales, el embarrado estará constituido por tubo de cobre de 60/50 mm de diámetro que admite un paso de corriente de 1.880 A por tubo. La derivación a la reactancia será de tubo de cobre de 25/19 mm de diámetro, que admite un paso de corriente de 775 A.

La conexión entre el embarrado en la salida del transformador de potencia y la celda de alimentación al módulo de 30 kV, se hace a través de tres ternas de cable de potencia, tipo HEPRZ1 12/20 kV 400 mm² Al, y terminales flexibles, que proporcionan una intensidad máxima de 1.742 A por fase.

Los embarrados propios de las celdas soportan una intensidad máxima de 1.600 A y 400 A.

3.1.2. Piezas de conexión

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de 132 y 30 kV por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados para el sistema de 132 kV, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, de geometría adecuada y diseñadas para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

En el sistema de 30 kV, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizarán uniones de aleación de cobre con tornillería de acero inoxidable sin embutir.

3.1.3. Aisladores soporte

a) Aisladores soporte para 132 kV

Los embarrados rígidos se sustentan sobre aisladores soporte cerámico del tipo columna de intemperie, montados en soportes anclados a las cimentaciones. El tipo de aislador dependerá del cálculo del embarrado y de la intensidad de cortocircuito de diseño de la instalación.

Características	
Tipo	C8-650
Tensión de aislamiento asignada	145 kV
Tensión de ensayo 1 min 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Carga de rotura a flexión	8.000 N
Carga de rotura a torsión	4.000 N*m

b) Aisladores soporte para 30 kV

Los embarrados de 30 kV en la salida de bornas de los transformadores de potencia se sustentarán sobre aisladores de apoyo de las siguientes características:

Características	
Tipo	C4-125
Tensión nominal	24 kV
Tensión soportada bajo lluvia	50 kV
Tensión soportada a onda de choque	125 kV cresta
Carga de rotura a flexión	4.000 N
Carga de rotura a torsión	800 N*m

3.1.4. Transformadores de potencia

a) Transformador de potencia de 75 MVA

Para la transformación de 132 kV a 30 kV se ha previsto el montaje de tres transformadores de potencia trifásicos, tipo intemperie.

Características	
Potencia nominal	75 MVA
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal primario	132 kV
Tensión nominal secundario	30 kV

Relación de transformación en carga	132±9% 1,467 kV
Conexión	estrella-triángulo
Grupo de conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN/ONAF
Material dieléctrico	aceite mineral
Tipo de servicio	continuo
Impedancia de cortocircuito para tensión nominal	12,5%

Además en bornas de 132 kV y 30 kV van incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing.

3.1.5. Interruptores automáticos

Los interruptores automáticos de alta tensión de 132 kV se emplean para la apertura y cierre de los circuitos con carga y cortocircuito, con mando tripolar de SF6, de tipo intemperie.

Características	
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Intensidad asignada de servicio continuo	3.150 A
Intensidad de cortocircuito asignada	40 kA
Tensión de ensayo 1min. 50 Hz	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs	650 kV cresta
Duración nominal de la corriente de cortocircuito	3 seg.
Tipo de reenganche	Trifásico
Aislamiento	Gas SF6 con autosoplado

3.1.6. Seccionadores

a) Seccionador pantógrafo de 132 kV

Los seccionadores de barras pantógrafos cumplirán con lo especificado en la norma UNE EN 62 271-102.

Características	
Tensión nominal	145 kV
Intensidad nominal	2.500 A
Intensidad admisible de corta duración (1 s)	40 kA (val. eficaz)
Intensidad admisible (valor de cresta)	100 kA
Mando seccionador principal/puesta a tierra	Eléctrico/manual
Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:	
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 µs	650 kV (val. cresta)
Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:	
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	315 kV

Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s

750 kV (val. cresta)

b) Seccionador giratorio de 132 kV

Los seccionadores a instalar serán del tipo tres columnas, siendo giratoria la columna central. El seccionador es tripolar de intemperie de mando manual, montado sobre una estructura común.

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

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

Los seccionadores instalados en las salidas de líneas, los más alejados de barras, van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente y llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas.

Todos los accionamientos de los seccionadores principales y de los seccionadores de puesta a tierra del sistema de 132 kV tendrán mando manual, exceptuando el seccionador de partición de barras que tendrá mando eléctrico.

Las características técnicas principales del seccionador son las descritas anteriormente para el seccionador pantógrafo.

c) Seccionador de 30 kV

Se instalará en intemperie, en la tensión de 30 kV, un seccionador para la conexión de cada una de las reactancias de puesta a tierra, que será tripolar, de dos columnas por fase, con apertura vertical y accionamiento manual, sin cuchillas de puesta a tierra.

Características	
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	1.600 A
Intensidad admisible de corta duración (1 s)	31,5 kA (val. eficaz)
Intensidad admisible (valor de cresta)	80 kA
Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:	
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	50 kV
Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	125 kV (val. cresta)
Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:	

Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	60 kV
Tensión ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	145 kV (val. cresta)

3.1.7. Transformadores de intensidad

Montados junto al interruptor de 132 kV de la posición de interconexión, acoplamiento y transformador, lado de barras, se instalarán transformadores de intensidad, que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Los transformadores de intensidad a emplear en las **posiciones de los tres transformadores** alimentarán los circuitos de medida y protección en alta tensión.

Características	
Tensión nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Intensidad térmica	31,5 kA
Intensidad dinámica	80 kA
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2*In primaria

Del mismo modo, los transformadores de intensidad a emplear en la **posición de acoplamiento de barras** y en la **posición de interconexión entre subestaciones** alimentarán los circuitos de medida y protección en alta tensión, y tendrán características análogas a las descritas anteriormente, salvo en lo que respecta a la relación de transformación.

3.1.8. Transformadores de tensión

Para alimentar los diversos aparatos de medida y protección de los circuitos se ha previsto la instalación de los siguientes transformadores de tensión:

a) Transformadores de tensión inductivos 132 kV

En el extremo de cada barra de 132 kV que forma el embarrado principal se instalarán tres transformadores de tensión inductivos.

Características	
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Factor de tensión	1,5*Un primaria

b) Transformadores de tensión capacitivos 132 kV

En la posición de interconexión de subestaciones de 132 kV se instalarán tres transformadores capacitivos.

Características	
Instalación	Intemperie
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 μ s	650 kV cresta
Valor de la sobretensión de maniobra con onda 250/2.500 μ s	1.050 kV cresta
Factor de tensión	1,5*Un primaria
Tensión de ensayo a frecuencia industrial entre secundarios y tierra	10 kV
Tensión de ensayo a frecuencia ind. entre arrollamientos secundarios	5 kV

3.1.9. Pararrayos

a) Pararrayos de 132 kV

Para proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha proyectado el montaje de un juego de tres pararrayos tipo autoválvula de óxidos metálicos sin explosores con envolvente polimérica instalados sobre la carcasa de cada transformador previsto, y en soporte independiente para la interconexión entre subestaciones.

Características	
Tensión de servicio nominal	132 kV
Tensión de aislamiento nominal	145 kV
Intensidad nominal de descarga (onda 8/20 μ s)	10 kA

b) Pararrayos de 30 kV

En el lado de 30 kV se instalarán tres autoválvulas de óxido de zinc con aislamiento polimérico sobre soporte independiente.

Características	
Tensión de servicio nominal	30 kV
Tensión de aislamiento nominal	36 kV
Intensidad nominal de descarga	10 kA

3.1.10. Reactancia de puesta a tierra

Se instalarán tres reactancias trifásicas de puesta a tierra, en baño de aceite, conectadas al embarrado de 30 kV a través de un seccionador.

Características	
Tensión nominal	22 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Zig-Zag
Intensidad de defecto a tierra por el neutro	500 A
Duración del defecto a tierra por el neutro	30 s
Refrigeración	ONAN
Tensión soportada con onda tipo rayo 1,2/50 μ s	125 kV
Tensión de ensayo a 50 Hz	50 kV
Sobretensión inducida a 150 Hz y 40 s	44 kV

En cada una de las fases y en el neutro lleva incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing para protecciones. Las protecciones propias de la reactancia son termómetro, válvula de alivio de sobrepresión, relé Buchholz y nivel anormal de aceite. Como protección de sobreintensidad en las fases se emplea un relé trifásico, instantáneo, y para la protección de la sobreintensidad homopolar, un relé de acción diferida y tiempo inverso.

3.1.11. Celdas de media tensión (30 kV)

Estas celdas son de tipo encapsulado metálico, para instalación en interior. Se instalarán agrupadas en tres embarrados independientes, uno por cada transformador, y responderán al esquema de simple barra partida, distribuidas de la siguiente manera:

- Embarrado 1: siete celdas de línea, dos celdas de partición y unión, una celda de transformador de potencia y una celda de transformador de servicios auxiliares.
- Embarrado 2: siete celdas de línea, una celda de transformador de potencia y una celda de partición y unión.
- Embarrado 3: siete celdas de línea, una celda de partición y unión, una celda de transformador de potencia y una celda de transformador de servicios auxiliares.

La tensión máxima de servicio es 36 kV que corresponde a unas tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto de 70 kV y a onda de choque de 1,2/50 μ s de 170 kV.

Todos los elementos del conjunto tienen las características mecánicas adecuadas a la potencia de cortocircuito de 500 MVA.

El módulo dispone de un colector general de tierras ejecutado en cobre electrolítico, con una sección de 150 mm², al que se conectan las cuchillas de puesta a tierra, tomas de puesta a tierra de los carretes seccionables y en general todas las partes metálicas no sometidas a tensión.

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

3.1.12. Servicios auxiliares

Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control protección y medida.

Para la alimentación de servicios auxiliares de corriente alterna se ha previsto la instalación de dos transformadores de 400 kVA, que se montarán en intemperie, sobre soporte metálico, se conectarán a su correspondiente celda de 30 kV de alimentación a servicios auxiliares y, a su vez, alimentarán en baja tensión el cuadro de servicios auxiliares situado en el edificio de mando y control.

Serán transformadores trifásicos, sumergidos en aceite, con las siguientes características:

Características	
Potencia nominal	400 kVA
Tensión primaria	30+2,5+5+7,5+10% kV
Tensiones secundarias	0,420-0,242 kV
Grupo de Conexión	Dyn11

Para la alimentación de los servicios auxiliares de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador-batería de 125 V en corriente continua que funcionarán en paralelo, alimentando cada uno todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva).

Los dos equipos de 125 V funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación mediante un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar ningún tipo de vigilancia o control.

Además de los equipos mencionados anteriormente se instalará un equipo rectificador-batería de 48 V en corriente continua destinado a la alimentación de los equipos de comunicaciones.

3.1.13. Equipos de control y protección

Para cada una de las posiciones se instalará un armario de control y protección que estará compuesto por chasis construidos con perfiles metálicos, cerrados

por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo.

a) Posición de transformador de 132/30 kV

Para cada una de las posiciones de transformador se instalarán los siguientes equipos de protección en los dos niveles de tensión:

- Una protección de sobreintensidad entre fases y entre fase y neutro con característica inversa y reenganche incorporado. La protección llevará incorporada la función de supervisión de las bobinas del interruptor y llevará oscilo incorporado.
- Una protección diferencial de transformador de dos devanados, de frenado porcentual por armónicos.
- Una protección de máxima/mínima frecuencia para la desconexión instantánea del interruptor de MT ante bajada de la frecuencia y conexión temporizada automática tras recuperación de la frecuencia ajustable entre 0 y 5 minutos.
- Un automatismo para la regulación automática de tensión con supervisión de las tomas del conmutador de tomas en carga del transformador. Este automatismo se integrará dentro del sistema de control integrado.
- Un relé de sobreintensidad de tres fases y neutro para la protección instantánea de la reactancia de puesta a tierra del sistema de 30 kV y protección temporizada de neutro de reserva para faltas en el cable de potencia desde las bornas de baja del transformador hasta la posición de entrada de celdas de MT.

b) Posición de barras 132 kV

Se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección de diferencial de barras de característica inversa, con reenganchador incorporado. Llevará incorporada la función de comprobación de bobinas de disparo y cierre.
- Un relé de comprobación o de bloqueo, para proporcionar una prueba de la posición de un dispositivo.
- Un relé de reenganche de corriente alterna, para el control del reenganche y enclavamiento de un interruptor de corriente alterna.
- Un relé direccional de sobreintensidad de fases y de neutro.

c) Posición de interconexión de 132 kV

Para la línea de interconexión entre subestaciones de 132 kV se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección de distancia escalonada de tres fases y tierra, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro de reserva integrada y reenganchador incorporado. El disparo será trifásico y deberá llevar la función oscilo incorporada.
- Una protección direccional de neutro independiente de la anterior.

3.2. Instalación de puesta a tierra

Para la instalación de puesta a tierra se ha diseñado una malla metálica, compuesta por conductor de cobre de la sección adecuada y con una separación media entre los conductores que la forman, que se han calculado de forma que se garantice que en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se superen en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento por lo que, según determina éste, se unirán a la malla de tierra, entre otros elementos, la valla metálica de la instalación, toda las puertas metálicas, las tuberías metálicas, etc. Para ello se han dejado previstas las correspondientes derivaciones de cable, así como tramos de cable de longitud suficiente para unir directamente a la malla, sin conexiones desmontables, las puestas a tierra de servicio, como son los neutros de los transformadores, las autoválvulas y las cuchillas de puesta a tierra. Estas últimas, además van unidas a una pica de puesta a tierra para facilitar el drenaje de intensidad al terreno en caso de producirse una descarga.

En todos los puntos de unión entre diferentes conductores de la malla de tierra, se realizará una soldadura aluminotérmica que es especialmente resistente a la corrosión y que garantiza una mejor unión de las partes.

Rodeando el cerramiento de la subestación, a 1 m de la distancia del mismo, tanto por el interior como por el exterior, se coloca un cable perimetral, unido al resto de la malla de tierra, con objeto de evitar que se produzcan tensiones de contacto superiores a las permitidas, en las cercanías del cerramiento que son los puntos más conflictivos.

3.3. Obra civil

Los trabajos a realizar comprenden todos los correspondientes a la obra civil necesaria para la implantación de la subestación: desbroce y retirada de sobrantes, relleno y compactación, muro de contención, red de tuberías de drenaje, malla de puesta a tierra, cimentación de las estructuras metálicas, edificios prefabricados, atarjeas para la conducción de cables, cerramiento exterior, pavimentado de la parcela.

1. Limpieza y excavación del terreno.

El movimiento de tierras comenzará con el desbroce y limpieza de la parcela en donde se ubica la instalación, siguiendo con una excavación de unos 30 cm de profundidad para sanear el terreno existente. La zona deberá quedar completamente despejada de la cubierta vegetal que actualmente la cubre.

2. Explanación.

Se procederá al relleno y compactado con zahorras seleccionadas, en capas que no superarán los 30 cm de espesor, y se dará al terreno una pendiente del 1%, finalizando el tratamiento superficial con una capa de grava de 10 cm de espesor con el fin de dar salida a las posibles aguas pluviales que se pueden acumular en el interior de la subestación.

3. Red de tierras inferiores.

Para la instalación de puesta a tierra se diseñará una malla metálica que garantice que no se supere en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento (MIE-RAT 13), tal y como se ha indicado en el punto 2.2.

4. Red de drenajes.

La red de drenaje estará formada por tubo de PVC 110 mm, situado bajo las atarjeas para evitar la acumulación de agua en el interior de las mismas. Se colocará con una pendiente del 1% en el sentido de desagüe de la tubería. La salida de ésta se hará directamente a la cuneta que rodea la parcela de la subestación.

5. Cimentaciones.

Sobre el tendido de zavorra se replantearán las zanjas y cimentaciones según la forma, dimensiones y cotas fijadas en los planos de obra, y se procederá la excavación de las mismas, teniendo especial cuidado en no dañar la malla de puesta a tierra.

Antes de efectuar el hormigonado se comprobará que las capas de asiento de la cimentación están perfectamente niveladas, limpias y apisonadas ligeramente.

Las cimentaciones de las estructuras se ejecutarán en dos fases. En la primera se hormigonará hasta la cota final de pavimentación del recinto, colocándose los pernos, y en la segunda fase, una vez montado el soporte sobre los pernos y nivelada la estructura, se procederá a la coronación de las zapatas.

6. Canalizaciones eléctricas.

Las atarjeas de las canalizaciones eléctricas, tanto para cables de potencia como de control, estarán formadas por una solera de bloques prefabricados, fijados con mortero de cemento, sobre los que asientan los bloques prefabricados que forman las paredes laterales, quedando el conjunto cubierto con una tapa prefabricada de hormigón.

Para facilitar el drenaje, se rodean de una capa de grava, que tendrá como finalidad facilitar el paso de agua hasta la tubería de drenaje situada en su parte inferior. Cuando crucen un vial se montarán reforzadas.

7. Viales.

Una vez concluida la segunda fase de cimentación de anclajes, sobre el suelo de zahorra artificial perfectamente limpio, se rematará con una capa de grava de 10 cm de espesor.

Se ha proyectado el acceso a la subestación desde el camino limítrofe con la parcela. Se construirán viales interiores necesarios para permitir el acceso de los equipos de transporte y mantenimientos requeridos para el montaje y conservación de los elementos de la subestación.

Habrán tres tipos de viales interiores, uno de mantenimiento de 3 m de anchura no hormigonado pero reafirmado con zahorras, bordeando el parque de intemperie para vehículos de mantenimiento; otro para acceso de vehículos de 5 m de anchura, que se realizará con hormigón; y otro de 8 m de anchura hormigonado para las maniobras de carga y descarga del transformador de potencia de 450 MVA.

El solado terminado debe formar una superficie inclinada, con las pendientes necesarias para el drenaje de pluviales del parque.

Habrán que prever los posibles tramos de zanjas de cables reforzadas para resistir el paso por encima de ellas de los vehículos de mantenimiento.

8. Edificios.

Se realizará la construcción de edificios para control y celdas, de tipo prefabricado de hormigón, realizando un edificio para control y dos edificios para celdas de potencia, los cuales llevarán el suelo sobre la cota +0,84 de la subestación, dejando los huecos necesarios por debajo del mismo para el tendido de los cables de potencia y control.

a) Sala de control

En uno de los edificios se situará la sala de control, que alojará los armarios para los equipos de protección, control integrado y comunicaciones, el cuadro de servicios auxiliares y las baterías de corriente continua. Tendrá unas

medidas de 6,90 m de ancho, 4,29 m de alto y 12,40 m de largo y se tendrá acceso por una puerta metálica de 2 m de ancho y de dos hojas.

Se ha adoptado la solución de utilizar equipos compactos rectificador-batería para evitar la necesidad de sala independiente que requeriría mayores espacios. Por otro lado, las baterías Niquel-Cadmio no desprenden gases corrosivos con lo que se pueden montar en armarios metálicos y pueden compartir la sala con el resto de equipos de control.

b) Sala de celdas

Se llevará a cabo la construcción de dos edificios (edificio Barras 1 y 3 y edificio Barras 2), que alojarán las salas de celdas, en la que se dispondrán las celdas prefabricadas, formando dos hileras separadas por un pasillo central hacia el que se sitúan los frentes de las celdas de las barras que se encuentran unidas. Las distancias mantenidas entre las celdas y las paredes del edificio, así como entre los frentes de las dos hileras de celdas, serán suficientes para permitir un cómodo acceso para operación y mantenimiento.

El acceso a esta sala se realiza por una puerta metálica de 2,40 m de ancho y de dos hojas.

El edificio destinado a celdas de potencia será de 6,90 metros de ancho, 4,79 metros de ancho y 10 metros de largo. Serán edificios prefabricados en hormigón, con paneles aislados tipo "sándwich" de un buen comportamiento térmico.

9. Cerramiento.

Como cerramiento de la subestación se construirá un vallado metálico formado por una malla rematada en su parte superior con alambre de espino, fijado sobre postes metálicos de 48,3 mm, colocados cada 2,5 m. La sujeción de los postes se realizará mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado. El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2,3 m. sobre el terreno.

El acceso al interior de la subestación se hará a través de una puerta, de 10 y 1 m de luz libre, aproximadamente, para los equipos y entrada de personal.

El cerramiento de la subestación se situará separado un metro hacia el interior del límite hipotético de los terrenos de la instalación, a fin de poder instalar un anillo perimetral de cable de tierra que proteja de las posibles tensiones de contacto desde el exterior de la instalación, sin necesidad de invadir terrenos de otros propietarios.

10. Estructura metálica.

Todos los apoyos, soportes, y demás elementos que conformarán el conjunto de estructura metálica de la subestación, tanto los herrajes como la tornillería, abrazaderas, etc., que no sean de acero inoxidable, serán sometidos a un tratamiento de galvanizado por inmersión en caliente.

El montaje de los soportes sobre sus cimentaciones se hará colocando éstos sobre los pernos de anclaje y nivelando la estructura mediante el movimiento de las tuercas y contratueras. Después se procederá al vertido de la segunda fase de hormigón.

4. PROYECTO DE LÍNEA SUBTERRÁNEA A 132 KV INTERCONEXIÓN ST PRINCIPAL CON ST SECUNDARIA

La Línea Subterránea de Alta Tensión 132 kV (LSAT 132 kV), tiene la función de evacuar la potencia generada en la segunda fase de la CSF MULA, desde la ST Secundaria hasta la ST Principal.

Se situará entre los parajes “El Puntal” y “La Retamosa”, en el término municipal de Mula, municipio perteneciente a la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

La canalización se realizará entubada en la mayor parte de su trazado, por lo que se tendrá en cuenta la intensidad máxima admisible de los conductores instalados bajo tubo. La potencia máxima de transporte para el conductor subterráneo previsto será de 370,38 MVA, superior a la potencia máxima de evacuación prevista que es de 225 MVA.

4.1. Trazado

La LSAT 132 kV comenzará en el embarrado de la ST Secundaria y finalizará en el embarrado de la ST Principal. En su salida de la ST Secundaria seguirá dirección noreste por el interior de las parcelas afectadas por la CSF MULA, teniendo en su trazado varios cruzamientos con caminos municipales y con el Cordel de la Huerta propiedad de la Dirección General de Patrimonio Natural y Biodiversidad de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia. Seguidamente la línea continuará dirección noreste hasta su llegada a la ST Principal.

La línea tendrá una longitud subterránea aproximada de 3.300 metros.

4.2. Materiales

El conductor subterráneo a instalar tiene las siguientes características:

Características	
Sección	2.000 mm ²
Naturaleza	Cobre
Sección de la pantalla	206 mm ²

Aislamiento	Polietileno reticulado
Nivel de aislamiento	127/220 kV
Cubierta exterior	Polietileno
Resistencia máxima a 20°C	0,0072 Ω /km
Capacidad	0,25 μ F/km
Intensidad máxima admisible (entubado)	1.620 A

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características del medio donde se instalen (interior, exterior, contaminación, etc.). Los empalmes y terminales se realizarán siguiendo las instrucciones del fabricante.

Para la LSAT 132 kV se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección de distancia escalonada de tres fases y tierra, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro de reserva integrada y reenganchador incorporado. El disparo será trifásico y deberá llevar la función oscilo incorporada.
- Una protección direccional de neutro independiente de la anterior.

4.3. Zanjas y sistemas de enterramiento

a) Canalización con conductores entubados

En estas canalizaciones el cable irá entubado en todo su trazado. El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo diez veces el diámetro en el caso del cable tripolar y quince veces el diámetro par el cable unipolar. Los radios de curvatura en operaciones de tendido serán como mínimo el doble de las indicadas anteriormente.

Estarán constituidos por tubos termoplásticos, hormigonados y debidamente enterrados en zanja. El diámetro interior de los tubos será 1,7 veces el del cable y como mínimo será de 250 mm en las líneas de 132 kV.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubos y donde estos se produzcan se dispondrán arquetas registradas o cerradas para facilitar la manipulación.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos. Para asegurar que la parte superior del tubo más próximo a la rasante del terreno se sitúa a 0,60 m de la superficie, en acera o tierra, y de 0,8 m en calzada (según ITC-LAT 06), los cables se alojarán en zanjas de 1,20 m de profundidad mínima y una anchura mínima de 0,60 m para la colocación de tres tubos de 250 mm en triángulo. Se empleará una zanja de 1,50 m de profundidad y una anchura de 0,90 m para la colocación de tres tubos

corrugados y doble pared de 250 mm en triángulo junto con su separador de PVC y dos tubulares corrugados y doble pared de 110 mm.

El conjunto del separador con los tubos se colocará en el fondo de la zanja, sobre la que se depositará una capa de hormigón no estructural con un espesor total de 80 cm, de los cuales 20 cm se verterán por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Después se terminará de rellenar la zanja con zahorra artificial, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Entre la misma, a una distancia de unos 20 cm de la superficie del hormigón anterior, se colocarán dos cintas de señalización de polietileno, como advertencia de la presencia de cables eléctricos.

Y por último, se colocará una capa de firme de hormigón no estructural de unos 15 cm de espesor con mallazo en toda la anchura y recorrido de la zanja, y se colocará una placa de señalización de riesgo eléctrico sobre la superficie de la zanja.

En los cruces con caminos asfaltados, se colocará una capa de firme de hormigón no estructural de unos 15 cm de espesor y se repondrá el pavimento asfáltico ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

b) Canalización prefabricada tipo subestación

Este tipo de canalización discurrirá por terrenos dentro de las subestaciones, no admitiéndose su instalación en el exterior de ellas, y evitando siempre los ángulos pronunciados, para ello se emplearán chaflanes. Su radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo diez veces el diámetro para cable tripolar y quince veces el diámetro para el unipolar. Los radios de curvatura en operaciones de tendido serán como mínimo el doble de las indicadas anteriormente.

Los cables se alojarán en canalizaciones prefabricadas de 0,40 m de profundidad y una anchura mínima de 0,40 m, dependiendo del número de líneas a emplear. Una vez alojados los cables en el interior de la canalización prefabricada, se procederá a cerrarlas colocando tapas de hormigón de unos 8 cm de espesor. Cuando estas canalizaciones discurran por zonas donde se prevea el paso de vehículos, se reforzarán empleando tapas de acero galvanizado.

Las zanjas se realizarán cumpliendo todas las medidas de seguridad personal y vial indicadas en las Ordenanzas Municipales, Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Código de la Circulación, etc. Todas las obras deberán estar perfectamente señalizadas y balizadas, tanto frontal como longitudinalmente (chapas, tableros, valla, luces,...). La obligación de señalizar alcanzará, no sólo a la propia obra, sino aquellos lugares en que resulte

necesaria cualquier indicación como consecuencia directa o indirecta de los trabajos que se realicen.

4.4. Puesta a tierra

Las pantallas de los cables se conectarán en la modalidad de CROSS-BONDING (transposición de pantallas). Los tres tramos que compone esta modalidad tendrán la misma longitud, teniendo un límite por tramo de 600 metros. En el supuesto de no conseguir que el número de tramos sea múltiplo de tres, se combinará esta disposición con uno o dos tramos finales en configuración SINGLE POINT.

5. PROYECTO DE LÍNEA ELÉCTRICA A 400 KV PARA EVACUACIÓN DE ENERGÍA GENERADA EN LA CENTRAL SOLAR

La línea eléctrica a 400 kV (LE 400 kV) tiene la función de evacuar la energía generada en la CSF MULA, desde la ST Principal a la red de transporte, concretamente en la ST El Palmar, propiedad de REE.

La LE 400 kV discurrirá desde el paraje “La Retamosa”, dentro del término municipal de Mula, donde se pretende ubicar la ST Principal de la CSF MULA, hasta los terrenos donde se ubica la ST El Palmar en la pedanía de El Palmar, dentro del término municipal de Murcia, municipios pertenecientes a la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

La línea está dimensionada para la tensión nominal de 400 kV, por lo que queda clasificada en el grupo de categoría especial, de acuerdo con el artículo 3 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión. Por estar ubicada en terrenos comprendidos entre 0 y 500 metros de altitud, la zona de emplazamiento de la misma se clasifica como zona A, según apartado 3.1.3. de la ITC-LAT-07, no obstante a efectos de cálculos mecánicos se considera como zona B.

La potencia que podrá transportar la línea está limitada por la intensidad máxima y por la caída de tensión, la cual no deberá exceder del 5%.

La máxima potencia a transportar del tramo aéreo limitada por la intensidad máxima será $P_{\max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos\varphi$, con un $\cos\varphi = 0,9$:

$$P = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 680 \cdot 0,9 = 424 \text{ MW}$$

Dado que la línea eléctrica dispone de conductor fase dúplex, la potencia máxima a transportar será de $P = 848 \text{ MW}$.

Para el tramo en canalización subterránea, según el sistema de instalación elegido que será canalización subterránea bajo tubo y puesta a tierra de pantallas single-point, la potencia de transporte será de 654,7 MW.

La LE 400 kV tendrá un tramo aéreo y otro subterráneo, teniendo su inicio en aéreo, en el pórtico de la ST Principal y su final mediante el tramo subterráneo en la ST El Palmar.

5.1. LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN 400 KV

5.1.1. Trazado

La línea eléctrica tendrá su inicio en la ST Principal que se construirá en el interior de la CSF MULA, partirá dirección este hasta la altura del paraje Cabezo Negro, a partir de ahí seguirá dirección sureste, paralela a la línea eléctrica a 400 kV cuádruple circuito “E/S S.T. El Palmar” hasta la altura del paraje Belén, en la pedanía de Sangonera la Seca (término municipal de Murcia), girando en esa zona en dirección noreste y discurriendo paralela al río Guadalentín, hasta su entrada en terrenos de REE donde se ubicará el área destinada a la instalación de medida principal de la central solar y posterior finalización en la ST El Palmar.

En su tramo aéreo, la línea eléctrica presenta una configuración en capa, con conductores de fase dúplex de aluminio-acero, utilizando como cable de tierra, dos cables de tierra-ópticos para las comunicaciones necesarias de la instalación con REE.

Tendrá una longitud de 20.996 metros, afectando a los términos municipales de Mula y Murcia.

Características	
Tensión nominal	400 kV
Tensión más elevada	420 kV
Tipo de conductor aéreo	337-AL1/44-ST 1A (LA-380-GULL)
Disposición de conductores	Capa
Número de circuitos	1
Número de conductores por fase	2
Número de cables de tierra/fibra óptica	2
Tipo de cable de tierra/fibra óptica	OPGW-15
Tipo de aislador	U160AB380P
Zona geográfica	A
Tipo de conductor subterráneo	XLPE 400/420 kV 3(1x1600)mm ² Al
Tipo de canalización	Bajo tubo

5.1.2. Materiales

5.1.2.1. Conductores

El conductor aéreo a instalar, en fase dúplex, responde a las siguientes características:

Características	
Naturaleza	Aluminio-Acero
Sección total	381,5 mm ²
Diámetro aparente	25,38 mm
Módulo de elasticidad	7.000 kg/mm ²
Carga de rotura	10.923 daN
Peso	1,251 daN/m
Resistencia eléctrica a 20°C	0,0857 Ω/km
Densidad de corriente máxima	1,869 A/mm ²
Intensidad máxima admisible	680 A

La línea llevará en toda su longitud dos cables de tierra-ópticos del tipo OPGW-15, cuyas características son las siguientes:

Características	
Naturaleza	Aluminio-Acero recubierto de Al y núcleo de tubo de aluminio
Sección total	80 mm ²
Diámetro exterior	15,1 mm
Peso total del cable	0,6377 daN/m
Módulo de elasticidad	16.971 daN /mm ²
Carga de rotura	9.810 daN

5.1.2.2. Aislamientos

El nivel de aislamiento normalizado mínimo correspondiente a la tensión más elevada de la red de 420 kV será de 1.425 kV cresta de tensión soportada a los impulsos tipo rayo. Para cumplir con estos valores anteriores se utilizarán aisladores con las siguientes características:

Características	
Aislador	U160AB380P
Material	Composite
Nivel de tensión	400 kV
Carga de rotura	160 kN
Línea de fuga	8.400 mm
Tensión de contorneo bajo lluvia a 50 Hz/min	750 kV eficaces
Tensión 50% bajo onda de choque 1,2/50 µs	1.550 kV cresta

Por tanto los aisladores a utilizar cumplirán con el valor mínimo de línea de fuga correspondiente a un nivel de contaminación IV.

5.1.2.3. Herrajes y accesorios

Los herrajes y accesorios que formarán las cadenas de aisladores cumplirán con lo indicado en el apartado 2.2. de la ITC-LAT-07. El proyecto presenta una

descripción exhaustiva de los componentes de la cadena de amarre doble-dúplex, de la cadena de suspensión doble-dúplex, de la cadena de suspensión dúplex (posición en 'V'), del conjunto de amarre para el cable de tierra-óptico y del conjunto de suspensión para el cable de tierra-óptico.

Con el fin de disminuir los efectos vibratorios sobre los conductores de fase y tierra, la línea en proyecto estará dotada de amortiguadores *stockbrigde*.

Para la separación de conductores de fase se emplearán separadores semi-rígidos con elastómeros puesto que se trata de una línea dúplex.

5.1.2.4. Apoyos

Estarán constituidos por perfiles angulares de lados iguales galvanizados en caliente, de acero, y organizados en forma de celosía doble. Tendrán forma troncopiramidal desde su base hasta la cabeza y dos castilletes en la parte superior para los cables de tierra. La altura será la suficiente para que en ningún caso el conductor quede a menos de 8,10 m. sobre el terreno, cumpliendo con lo indicado en el apartado 5.5 de la ITC-LAT-07.

Los apoyos de cruzamientos se dimensionarán para cumplir con las prescripciones definidas en el artículo 5.3 de la ITC-LAT-07.

Para los apoyos de las líneas de tensión nominal superior a 66 kV y, en general, para todos los apoyos situados en zonas frecuentadas, se colocarán indicaciones de existencia de riesgo eléctrico en todos los apoyos, según el apartado 2.4.7. de la ITC-LAT-07. Cada apoyo se identificará individualmente mediante un número, código o marca alternativa, de tal manera que la identificación sea legible desde el suelo.

5.1.2.5. Cimentaciones

Las cimentaciones serán de macizos independientes de hormigón en masa y de las dimensiones señaladas en planos.

Las cimentaciones serán de macizos independientes calculados según el método de talud natura. Se incluyen anexos en el proyecto con un detalle exhaustivo de cálculos justificativos.

5.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN 400 KV

5.2.1. Trazado

Para la evacuación de la energía generada en la CSF MULA se hace necesaria la instalación de una línea eléctrica subterránea a 400 kV, teniendo su inicio en una transición aérea/subterránea a realizar en el último apoyo de la línea aérea, instalando un soporte con botellas terminales de exterior y pararrayos autovalvulares de 400 kV, y final en el soporte de botellas terminales de

exterior de 400 kV en el interior de la parcela junto a la ST El Palmar, propiedad de REE, destinada a la medida principal de la CSF MULA.

El conductor a utilizar en la línea objeto de la separata será conductor de aluminio con aislamiento seco tipo XLPE para una sección de 1.600 mm².

La línea eléctrica subterránea tendrá una longitud de canalización de 265 metros, discurrirá por el término municipal de Murcia y no presenta ningún cruzamiento ni paralelismo alguno.

5.2.2. Materiales

5.2.2.1. Conductores

El conductor subterráneo a instalar, de cables de aislamiento dieléctrico seco, responde a las siguientes características:

Características	
Naturaleza	Aluminio segmentado
Sección	1.600 mm ²
Sección de la pantalla de aluminio	420 mm ²
Aislamiento	Polietileno Reticulado (XLPE)
Nivel de aislamiento	400/420 kV
Cubierta exterior	PVC
Resistencia máxima a 20°C	0,0186 Ω/km
Capacidad	0,20 μF/km
Intensidad máxima admisible	1.050 A

5.2.2.2. Aislamientos

El nivel de aislamiento normalizado mínimo correspondiente a la tensión más elevada de la red de 420 kV será de 1.425 kV cresta de tensión soportada a los impulsos tipo rayo. El aislamiento del conductor utilizado es el Polietileno Reticulado (XLPE).

5.2.2.3. Accesorios

Los empalmes y terminales serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Los terminales deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc).

5.2.3. Zanjas y sistemas de enterramiento

En la ejecución de las líneas subterráneas de alta tensión se empleará el sistema de canalización de conductores entubados, es decir, el cable irá entubado en todo su trazado.

El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo diez veces el diámetro en el caso del cable tripolar y 15 veces el diámetro en el caso del cable unipolar. Los radios de curvatura en operaciones de tendido serán como mínimo el doble de las indicadas anteriormente.

Estarán constituidos por tubos termoplásticos hormigonados y debidamente enterrados en zanja. El diámetro interior de los tubos será 1,7 veces el del cable y como mínimo será de 250 mm en las líneas de 400 kV, en concreto se prevé la utilización de tubos de 315 mm.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán arquetas registradas o cerradas, para facilitar la manipulación.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos.

Se hará una zanja de 1,50 m de profundidad y una anchura de 0,90 m para la colocación de tres tubos corrugados y doble pared de 315 mm en triángulo junto con su separador de PVC y dos tubulares corrugados y doble pared de 110 mm. El conjunto del separador con los tubos se colocará en el fondo de la zanja, sobre la que se depositará una capa de hormigón no estructural con un espesor total de 95 cm, de los cuales 15 cm se verterán por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Después se terminará de rellenar la zanja con zahorra artificial, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Entre la misma, a una distancia de unos 30 cm de la superficie de la zanja se colocarán tres cintas de señalización de polietileno, como advertencia de la presencia de cables eléctricos.

Por último se colocará una capa de firme de hormigón no estructural de unos 15 cm de espesor con mallazo en toda la anchura y recorrido de la zanja, y se colocará una placa de señalización de riesgo eléctrico sobre la superficie de la zanja cada 20 m.

Las zanjas se realizarán cumpliendo todas las medidas de seguridad personal y vial indicadas en las Ordenanzas Municipales, Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Código de la Circulación, etc. Todas las obras deberán estar perfectamente señalizadas y balizadas, tanto frontal como longitudinalmente (chapas, tableros, valla, luces,...). La obligación de señalar alcanzará, no sólo a la propia obra, sino aquellos lugares en que resulte necesaria cualquier indicación como consecuencia directa o indirecta de los trabajos que se realicen.

5.2.4. Puesta a tierra

Las pantallas de los cables se conectarán en la modalidad de single point. Se conectarán a tierra en un solo extremo de la línea, conectando el otro extremo a través de descargadores (limitadores de tensión de pantalla) a tierra y tendiendo el conductor paralelo de continuidad de tierra, manteniendo el 50% de su recorrido a cada lado de la terna.

5.3. MEDIDA PRINCIPAL DE CENTRAL SOLAR

De acuerdo al RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico y la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, a la CSF MULA, de 450 MW de potencia nominal, le corresponde un punto de medida de TIPO 1 con medida redundante y medida comprobante, situándose ambas medidas en los extremos de la red de interconexión de la CSF MULA con la ST El Palmar.

La medida comprobante queda situada en la ST Principal de la CSF MULA, debiendo situar la medida principal junto a la ST El Palmar, siendo necesario habilitar junto al pórtico de entrada a la subestación una posición de medida formada por terminales de exterior, autoválvulas, aisladores, transformadores de intensidad y transformadores de tensión.

Para la alimentación en baja tensión de los servicios auxiliares asociados a la instalación de medida a ubicar en un edificio prefabricado, se realizará una acometida aérea/subterránea de media tensión a 20 kV desde la red de distribución existente en la zona, propiedad de Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., instalando un centro de transformación bajo poste 50 kVA que suministre energía eléctrica a los servicios auxiliares del equipo de medida de la central solar.

Puesto que la potencia nominal de la instalación de generación es de 450 MW, según el mencionado Real Decreto 1110/2007, se trata de un punto de medida situado en frontera de generación cuya potencia aparente nominal es superior a 12 MVA, por tanto se trata de un punto de medida TIPO 1.

La medida de la energía generada se realiza de forma indirecta mediante contador/registrador electrónico conectado a regleta de verificación con módem de comunicación remota para telemedida, ubicado en armario normalizado tipo CMAT1/2 de poliéster de 770x750x300 mm. El equipo de medida estará dotado de un contrato de venta destinado a la medida de la energía eléctrica. El sentido de medida en el punto será unidireccional (venta), se medirá mediante telemedida, con una precisión $\leq 0,2$ S en el contador de activa y $\leq 0,5$ en el de reactiva, siendo la precisión de los transformadores de tensión de 0,2 y de 0,2S en los de intensidad.

5.3.1. Instalación eléctrica

5.3.1.1. Embarrados

Los embarrados de tendido alto estarán formados por cables de aluminio con alma de acero de 861,33 mm² de sección, que admite un paso de corriente de 2.129 A a 35°C de temperatura ambiente y 75°C del conductor, mientras que admite un paso de corriente de 3.205 A a 10°C de temperatura ambiente y 75°C del conductor. El amarre de estas conexiones tendidas a los pórticos se realizará con cadenas de aisladores de composite.

Los embarrados altos estarán constituidos por tubos de aleación de aluminio de 250/228 mm de diámetro, equivalente a 8.259 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente de 7.824 A a 85°C. En el interior de estos embarrados se instalará cables de amortiguación, del mismo tipo y características indicados para los embarrados de tendido alto. Irán soportados mediante aisladores rígidos montados en soportes anclados a las cimentaciones.

La distancia mínima adoptada entre ejes de fase es de 5 m, y la anchura de las posiciones se considerará de 20 m.

5.3.1.2. Piezas de conexión

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

Las uniones entre bornas de aparellaje y conductores, así como las derivaciones de los embarrados para los sistemas de 400 kV, se realizarán mediante piezas de aleación de aluminio, diseñadas para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. Su tornillería será de acero inoxidable y quedará embutida en la pieza para evitar altos gradientes de tensión.

5.3.1.3. Cadenas de aisladores

Las líneas de conexión entre el pórtico de salida del parque destinado a la medida principal de la central solar y el de llegada de la ST El Palmar, estarán amarradas a los mismos y aisladas de él por medio de cadenas de aisladores de composite.

Características	
Aislador	U160AB380P
Material	Composite
Nivel de tensión	400 kV
Carga de rotura	160 kN
Línea de fuga	13.000 mm
Tensión de contorneo bajo lluvia a 50 Hz/min	7.500 kV eficaces

Tensión 50% bajo onda de choque 1,2/50 μ s	1.500 kV cresta
--	-----------------

5.3.1.4. Aisladores soporte

Los embarrados rígidos se sustentan sobre aisladores soporte cerámico del tipo columna de intemperie, montados en soportes anclados a las cimentaciones.

El tipo de aislador dependerá del cálculo del embarrado y de la intensidad de cortocircuito de diseño de la instalación.

Características	
Tipo	C8-1425
Carga de rotura a flexión	8.000 N
Carga de rotura a torsión	4.000 N*m
Nivel de aislamiento	25 mm/kV

5.3.1.5. Transformadores de intensidad

Montados entre las autoválvulas y los transformadores de tensión, se instalarán transformadores de intensidad que alimentarán los circuitos de protección y medida principal de la central solar.

Características	
Instalación	Intemperie
Aislamiento	Papel-Aceite
Tensión de servicio nominal	400 kV
Tensión de aislamiento nominal	420 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad térmica	50 kA
Intensidad dinámica	125 kA
Tensión de ensayo 1 min 50 Hz	630 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s	1.425 kV cresta
Tensión de prueba con onda de maniobra 250/2.500 μ s	1.050 kV
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2* I_n primaria

5.3.1.6. Transformadores de tensión

Montados entre los transformadores de intensidad y el pórtico de salida, se instalarán transformadores de tensión que alimentarán los circuitos de protección y medida principal de la central solar.

Características	
Instalación	Intemperie
Tensión de servicio nominal	400 kV
Tensión de aislamiento nominal	420 kV

Frecuencia	50 Hz
Tensión de ensayo 1 min 50 Hz	630 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s	1.425 kV cresta
Valor de la sobretensión de maniobra con onda de 250/2.500 μ s	1.050 kV cresta
Factor de tensión	1,5*Un primaria
Tensión de ensayo a frecuencia ind. entre secundarios y tierra	10 kV
Tensión de ensayo a frecuencia ind. entre arrollamientos secundarios	5 kV

5.3.1.7. Pararrayos autovalvulares

Los pararrayos tipo autoválvula serán de óxido de zinc con recubrimiento exterior de porcelana, y se emplean para proteger la instalación contra sobretensiones de origen atmosférico o de otro tipo.

Características	
Tensión de servicio continuo Uc (fase-tierra)	264 kV
Tensión de cebado Ur (fase-tierra)	330 kV
Tensión máx. transitoria T0V1s (fase-tierra)	382 kV
Tensión máx. transitoria T0V10s (fase-tierra)	363 kV
Tensión máx. residual 8/20 μ s (fase-tierra)	823 kV
Intensidad nominal de descarga	20 kA
Longitud de la línea de fuga	11.002 mm

5.3.1.8. Terminales de exterior

En el apoyo de transición aéreo-subterráneo y en el interior del parque destinado para medida principal de la central solar se montarán tres terminales de porcelana para servicio exterior, con una tensión máxima entre fases de 420 kV y de aislamiento al impulso tipo rayo de 1.425 kV.

5.3.1.9. Servicios auxiliares

Para la alimentación de servicios auxiliares de la medida principal de la central solar se prevé la instalación de una acometida aérea/subterránea de media tensión 20 kV que alimente un transformador de 50 kVA que se montará en una caseta prefabricada bajo poste de intemperie. Este transformador alimentará en baja tensión el cuadro de servicios auxiliares situado en el edificio de destinado a los equipos de medida principal de la central solar. Será un transformador trifásico sumergido en aceite conectado en configuración Yzn11.

Para la alimentación de los servicios auxiliares de corriente continua se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador-batería de 125 V que funcionarán en paralelo, alimentando cada uno todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva). Estos funcionan ininterrumpidamente y durante el proceso de carga y flotación su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente

sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control. Además se instalará un equipo rectificador-batería de 48 V destinado a la alimentación de los equipos de comunicaciones.

5.3.2. Obra civil

5.3.2.1. Limpieza y excavación del terreno

El movimiento de tierras comenzará con el desbroce y limpieza de la parcela en donde se ubica la instalación, siguiendo con una excavación de unos 30 cm de profundidad para sanear el terreno existente. La zona deberá quedar completamente despejada de la cubierta vegetal que actualmente la cubre.

5.3.2.2. Explanación

Se procederá al relleno y compactado con zahorras seleccionadas, en capas que no superarán los 30 cm de espesor.

Se dará al terreno una pendiente del 1% para dar salida a las posibles aguas pluviales que se pueden recoger en el interior de la subestación, finalizando el tratamiento superficial con una capa de grava de 10 cm de espesor.

5.3.2.3. Red de tierras inferiores

Para la instalación de puesta a tierra se diseñará una malla metálica, compuesta por conductor de cobre de la sección adecuada y con una separación media entre los conductores que la forman calculada de forma que se garantice que, en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se superen en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el reglamento. En todos los puntos de unión entre diferentes conductores de la malla de tierra, se realizará una soldadura aluminotérmica.

A la malla de tierra se unirán, entre otros elementos, la valla metálica de la instalación, todas las puertas metálicas, las tuberías metálicas, etc., para lo que se dejarán previstas las correspondientes derivaciones de cable. También se dejarán tramos de cable de longitud suficiente para unir directamente a la malla, sin conexiones desmontables, las puestas a tierra de servicio, como son los neutros de los transformadores, las autoválvulas y las cuchillas de puesta a tierra. Estas últimas, además van unidas a una pica de puesta a tierra para facilitar el drenaje de intensidad al terreno en caso de producirse una descarga.

Rodeando el cerramiento de la subestación, a 1 m de la distancia del mismo, tanto por el interior como por el exterior, se coloca un cable perimetral, unido al resto de la malla de tierra, con objeto de evitar que se produzcan tensiones de contacto superiores a las permitidas, en las cercanías del cerramiento que son los puntos más conflictivos.

La malla inferior de puesta a tierra de la parcela para la medida principal de la central solar está formada por retículas de conductor de cobre desnudo de 150 mm² de sección.

5.3.2.4. Red de drenajes

La red de drenaje estará formada por tubo de PVC de 110 mm, situado bajo las atarjeas para evitar la acumulación de agua en el interior de las mismas. Se colocará con una pendiente del 1% en el sentido de desagüe de la tubería. La salida de ésta se hará directamente a la cuneta que rodea la parcela de la subestación.

5.3.2.5. Cimentaciones

Sobre el tendido de zahorra se replantearán las zanjas y cimentaciones según la forma, dimensiones y cotas fijadas en los planos de obra, y se procederá a la excavación de las mismas, teniendo especial cuidado en no dañar la malla de puesta a tierra.

Las cimentaciones de las estructuras se ejecutarán en dos fases. En la primera se hormigonará hasta la cota final de pavimentación del recinto, colocándose los pernos, y en la segunda fase, una vez se ha montado el soporte sobre los pernos y nivelada la estructura, se procederá a la coronación de las zapatas.

5.3.2.6. Canalizaciones eléctricas

Las atarjeas de las canalizaciones eléctricas, tanto para cables de potencia como de control, estarán formadas por una solera de bloques prefabricados, fijados con mortero de cemento, sobre los que asientan los bloques prefabricados que forman las paredes laterales, quedando el conjunto cubierto con una tapa prefabricada de hormigón. Se rodearán una capa de grava, que tendrá como finalidad facilitar el paso de agua hasta la tubería de drenaje situada en su parte inferior. Cuando las canalizaciones crucen un vial éstas se montarán reforzadas.

5.3.2.7. Edificios

El centro para la medida de la energía eléctrica inyectada por la central solar a la red de transporte estará ubicado en una caseta independiente de construcción prefabricada de hormigón, cuyas dimensiones exteriores serán de 4.460 mm de longitud, 2.380 mm de fondo y 3.045 mm de altura.

Para la ubicación de los centros de transformación es necesaria una excavación, cuyas dimensiones serán de 5.260 mm de longitud, 3.180 mm de fondo y 560 mm de profundidad, y sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de unos 10 cm de espesor.

Se recomienda una acera de un metro de anchura a lo largo del frente de maniobra para la zona desde la que el operario realiza las operaciones con las celdas de media tensión y el cuadro de baja tensión.

En la pared frontal se sitúan la puerta de acceso de personal (con apertura de 180º) y en la pared posterior se ubican las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero. Dispone de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas.

5.3.2.8. Cerramiento

Como cerramiento de la parcela para la medida principal de la central solar se construirá un vallado metálico formado por una malla rematada en su parte superior con alambre de espino, fijado sobre postes metálicos de 48,3 mm de diámetro, colocados cada 2,5 m. La sujeción de los postes se realizará mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado. El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2,3 m sobre el terreno.

El acceso al interior de la misma para los equipos y entrada de personal se hará a través de una puerta de 5 m de luz libre aproximadamente.

El cerramiento se situará separado un metro hacia el interior del límite hipotético de los terrenos de la instalación, a fin de poder instalar un anillo perimetral de cable de tierra que proteja de las posibles tensiones de contacto desde el exterior de la instalación, sin necesidad de invadir terrenos de otros propietarios.

5.3.2.9. Estructura metálica

Todos los apoyos, soportes, y demás elementos que conformarán el conjunto de estructura metálica del parque de intemperie destinado a la medida principal de la central solar, tanto los herrajes como la tornillería, abrazaderas, etc., que no sean de acero inoxidable, serán sometidos a un tratamiento de galvanizado por inmersión en caliente.

El montaje de los soportes sobre sus cimentaciones se hará colocando éstos sobre los pernos de anclaje y nivelando la estructura mediante el movimiento de las tuercas y contratueras. Después se procederá al vertido de la segunda fase de hormigón.

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

Mediante Resolución de 13 de julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, se ha formulado declaración de impacto ambiental (DIA) favorable del proyecto central solar fotovoltaica (CSF) de 450 MW en Mula

(Murcia). El proyecto tiene por objeto la construcción de una instalación fotovoltaica de 450 MW, dos subestaciones eléctricas de transformación, una línea de interconexión entre ellas (subterránea de 132 kV) y una línea de evacuación de la energía a 400 kV (de unos 300 metros subterráneos y 21 km aéreos).

La instalación fotovoltaica estará compuesta por 500 inversores trifásicos de 900 kW de potencia nominal, cada uno de ellos compuestos por 4.032 módulos solares conectados en serie (*string*) en grupos e 2 x 12 módulos, con una potencia máxima por módulo de 245 Wp, con una potencia de instalación de campo fotovoltaico de 987,84 kWp. Se dispondrá de caminos de interconexión entre las distintas instalaciones.

El campo solar estará compuesto por estructuras fijas de acero galvanizado y aluminio, formando mesas fotovoltaicas. La característica más significativa de este soporte es su anclaje al terreno, puesto que no necesita la construcción de zapata de hormigón, por lo que se reduce la obra civil a realizar. Se instalarán 250 centros de transformación, con dos transformadores de 1000 kCA cada uno, y un total de 250 edificios prefabricados (un edificio por cada dos inversores) que albergarán la aparatada de protección en media tensión, los transformadores necesarios (2 unidades de 1.000 kVA) y los cuadros de protección en baja tensión de cada transformador.

Interiormente la central solar estará recorrida por líneas subterráneas de media tensión (30 kV) formando anillos que interconectarán los distintos centros de transformación de generación con la subestación eléctrica de la instalación. Cuando la distancia sea considerable entre generadores fotovoltaicos, y no sea factible el empleo de líneas subterráneas, se emplearán tramos de líneas aéreas de media tensión (30 kV).

La subestación eléctrica principal se situará al noreste de los terrenos ocupados por la instalación junto a un vial existente en el término municipal de Mula, será una subestación transformadora 400/132/30 kV, de tipo intemperie para alta tensión (400 y 132 kV) y de interior para media tensión (30 kV), en configuración de doble barra partida, que contará con cerramientos, accesos y viales (se realizará un vial hormigonado de 8 m de anchura para llegar a la posición del transformador de potencia de 450 MVA desde la entrada de la subestación hasta la ubicación del mismo, vial que será de 5 m para llegar a los transformadores de 75 MVA; también se dispondrá de zonas de acceso, de 3 m de anchura no hormigonadas pero reafirmadas con zahorras).

La subestación eléctrica secundaria será una subestación transformadora 132/30 kV, de tipo intemperie para alta tensión (132 kV) y de interior para media tensión (30 kV), en configuración de doble barra partida, que también llevará asociados, cerramientos, accesos y viales, edificio de control, instalación de puesta a tierra y transformadores, servicios auxiliares, etc.

La línea de interconexión entre las dos subestaciones eléctricas será una línea subterránea de 132 kV para la interconexión de subestación principal y la secundaria con conductor de 3.300 m de longitud, localizada en el término municipal de Mula.

La línea eléctrica de evacuación de la energía generada, será una línea eléctrica de tensión nominal de 400 kV, de un circuito, dos conductores por fase, unos 21 km en aéreo (con apoyos de tipo metálico galvanizado de celosía y cimentaciones independientes de hormigón en masa) y unos 300 m subterráneos (mediante el sistema de canalización de conductores entubados en zanjas de 1,50 m de profundidad y una anchura de 0,90 m), que tendrá su origen en la ST El Palmar (término municipal de Murcia), propiedad de REE, y final en la subestación principal a construir en el interior de la central solar en el paraje conocido como La Retamosa, discurriendo por los términos municipales de Murcia y Mula.

La planta fotovoltaica ocupará 1.088 hectáreas y se ubicará al sureste del municipio de Mula, a unos 2,5 km al norte de Fuente Librilla y a 1 km al noroeste de Barqueros, concretamente en el Paraje de La Retamosa y El Pradico, evitando zonas clasificadas con un valor ambiental alto y prácticamente el 60% de las valoradas con un valor medio (comparado con la alternativa de diseño original). Respecto a la distancia a núcleos de entidad mayores, el casco urbano de Mula dista a unos 9 km lineales, Librilla a 7 km, Campos del Río a 6 km, Pliego a 5,5 km y Albudeite a 4 km. Por su parte, la línea de evacuación llegará a la ST El Palmar (término municipal de Murcia), discurriendo en su mayor parte por el municipio de Murcia, partiendo de la ST Principal 400/132/30 kV, en dirección noreste, bordeando el cerro volcánico de Barqueros, hasta cruzar el canal del trasvase Tajo-Segura a la altura del paraje Cabezo Negro, girando entonces en dirección sureste y discurriendo paralela a la línea eléctrica a 400 kV cuádruple circuito «Litoral 1/ Litoral 2/ Rocamora 1/ Rocamora 2», cruzando la autovía A-7 hasta contactar con el río Guadalentín a la altura del paraje Belén en la pedanía de Sangonera la Seca (Murcia) y, a partir de ahí, paralela al río Guadalentín hasta su conexión con la ST El Palmar.

Las actuaciones proyectadas se localizan dentro del ámbito de la cuenca hidrográfica del Segura, siendo los principales cauces incluidos en el ámbito del proyecto, el río Isla, el río Guadalentín y el río Cota. También se encuentran presentes el barranco del Minglanillo, la rambla Salada, y otros cauces de carácter estacional.

Respecto a la vegetación existente, la mayor parte del ámbito de estudio está ocupada por cultivos de secano y cereal (almendros, cítricos, olivos, cerealistas y herbáceos), intercalados con pequeñas manchas de vegetación natural, que se corresponden con vaguadas o ramblizos, o zonas sin roturar ocupadas por tomillares o espartales. En la rambla Salada y sus afluentes se asienta una vegetación de ribera. Respecto a especies de flora protegida incluidas en el Decreto 50/2003, de 30 de mayo por el que se crea el Catálogo Regional de Flora Silvestre Protegida de la Región de Murcia, se han detectado 156

especies en la zona, pero ninguna catalogada como en peligro de extinción o vulnerable. No obstante, se han localizado en la zona dos especies catalogadas de interés especial.

Las instalaciones se localizan próximas a los siguientes espacios incluidos en la Red Natura 2000: el Lugar de Importancia Comunitaria (LIC), Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) ES0000173 y Parque Regional Sierra Espuña queda ubicado al sur y suroeste del ámbito de estudio; estando el punto más cercano a 2,6 km de la central solar. El LIC ES620002 Carrascoy y El Valle incluido en el Parque Regional del mismo nombre, se sitúa a unos 2,7 km del tramo final de la línea de evacuación. La ZEPA ES0000269 Monte El Valle y Sierras de Altahona y Escalona está ubicada al este del ámbito de estudio, situándose el origen de la línea de evacuación a 2,8 km, y punto más cercano del LIC ES6200045 Río Mula y Pliego se sitúa a 3,6 km al norte de la central solar.

Asimismo, en la zona están presentes hábitats de interés comunitario (HIC), incluidos en la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

El área de estudio se corresponde con un área de interés para la avifauna, al constituir zonas de campeo utilizadas como áreas de alimentación por especies protegidas incluidas en el Catálogo de Especies Amenazadas de Fauna Silvestre de la Región de Murcia y en el Catálogo Español de Especies Amenazadas. Algunas de estas especies cuentan con Áreas de nidificación en el entorno, aunque ninguna coincide estrictamente con las infraestructuras, todas ellas se ubican dentro de un área perimetral de 5 km. Asimismo, el ámbito del proyecto coincide parcialmente con un corredor incluido en la Red de Corredores Ecológicos de la Región de Murcia, que sirve como conexión entre Sierra Espuña y Sierra de Ricote.

La traza de la línea eléctrica discurre, durante un tramo, a menos de 100 metros del Lugar de Interés Geológico (LIG) Veritas de Barqueros, de importancia al tratarse de un cerro de origen volcánico, y la central solar se sitúa en parte sobre el LIG Rambla Salada.

El proyecto no afecta al patrimonio histórico, arqueológico, artístico o etnológico visible. Respecto a las vías pecuarias, por el ámbito de la central discurren las del Cordel de la Huerta y Vereda de Retamosa, mientras que la línea aérea de evacuación cruza la Vereda de Belén y el Cordel de los Valencianos.

Con fecha 8 de octubre de 2012, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural estableció un periodo de consultas a instituciones y administraciones previsiblemente afectadas por la ejecución del proyecto, para determinar el alcance del estudio de impacto ambiental y señalar las implicaciones ambientales del mismo.

Con fecha 7 de octubre de 2013, el Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en la Región de Murcia realizó los trámites de consulta a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero. Finalmente, sometió el proyecto al trámite de información pública mediante anuncios en el «Boletín Oficial del Estado» («BOE»), nº 253, de 22 de octubre de 2013, en el «Boletín Oficial de la Región de Murcia», nº 248, de 25 de octubre de 2013, y en el Diario de Murcia «La Verdad», de 16 de octubre de 2013, y en el Diario «La Opinión de Murcia», de 28 de octubre de 2013.

Durante el proceso de participación pública se han recibido alegaciones de carácter ambiental de los organismos afectados, en las que han determinado los impactos más significativos y las medidas preventivas y correctoras diseñadas para su prevención o minimización, medidas con las que el promotor ha manifestado su conformidad y ha garantizado que serán tenidas en cuenta a la hora de llevar cabo la ejecución del proyecto.

La DIA es favorable a la realización del proyecto de la instalación siempre y cuando se ejecute dentro de las condiciones establecidas en la misma, que suponen el cumplimiento de todas las medidas preventivas y correctoras propuestas y aceptadas por el promotor durante todo el proceso de evaluación de impacto ambiental, particularmente las propuestas por la Confederación Hidrográfica del Segura y los distintos Servicios de la Dirección General de Medio Ambiente de la Región de Murcia, que deberán estar definidas y presupuestadas a escala de proyecto, así como las siguientes condiciones de protección ambiental específica:

1. Protección a la atmósfera. Durante la fase de obras, se controlará la emisión de gases contaminantes de los vehículos y maquinaria con su continua puesta a punto y se evitará la generación de ruidos con la utilización de silenciadores. Para minimizar las molestias por ruido a la población, durante la construcción se tendrá en cuenta la ubicación de las actividades auxiliares y el acceso a las obras, y se planificarán e impondrán limitaciones horarias a las actividades en que se emplee maquinaria ruidosa.

Para la reducción de la emisión de partículas se evitará superar la velocidad permitida por la vía para camiones y maquinaria, se interrumpirán las actividades generadoras de polvo en situaciones de fuerte viento, se fijará el polvo mediante riego con agua antes de cargar el material, el material generador de polvo se cargará y descargará a menos de un metro de altura desde el punto de descarga y se hará su acopio en zonas suficientemente protegidas del viento mediante elementos que impidan su dispersión y serán debidamente señalizados.

Durante la *fase de explotación* se realizará un mantenimiento preventivo de todos los aparatos eléctricos que contengan aceite o gases dieléctricos y se realizará un control del gas hexafluoruro de azufre (SF6) de manera periódica,

mediante la verificación de la presión o de la densidad, con anotación de lecturas fuera de valor y acción correctiva programada si se confirman fugas. En las actuaciones de mantenimiento que requieran vaciado de gas, se realizará una recuperación del mismo, mediante un equipo de recuperación. Los aceites dieléctricos empleados deberán estar libres de policlorobifenilos (PCBs) y policloroterfenilos (PCTs).

Se garantizará la adecuada lubricación de las partes móviles de la central con la finalidad de evitar ruidos. Se realizarán mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético durante la vida útil de la instalación fotovoltaica, la subestación y la línea eléctrica, para comprobar que no se sobrepasen los umbrales marcados por la legislación aplicable. De los resultados obtenidos se inferirá, en su caso, la necesidad de completar las medidas mitigadoras previstas.

El sistema de alumbrado de la instalación fotovoltaica y subestación se diseñará teniendo en cuenta el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias.

2. Protección de la hidrología. Las actuaciones deben desarrollarse sin afectar negativamente a los cauces que pudieran existir en el ámbito de actuación. Se presentará la correspondiente memoria técnica del proyecto constructivo en la Confederación Hidrográfica del Segura, en la que se detallará la ubicación final de los apoyos de la línea eléctrica. Se deberá contar con la autorización de dicha Confederación para el cruzamiento de los cauces antes del inicio de las obras.

Con carácter general, los apoyos de la línea eléctrica se situarán fuera de la zona de servidumbre de los cauces y de la vegetación de ribera, así como a la mayor distancia posible de los cursos de agua, zonas con alto nivel freático y afloramientos rocosos, para evitar alteraciones en el medio hidromorfológico. Los cauces afectados deberán mantenerse de la manera más natural posible, manteniéndolos a cielo abierto y evitando cualquier tipo de canalización o regularización del trazado. Se afectará lo menos posible a sus características físicas de modo que no se produzca una disminución de su capacidad hidráulica.

El parque de maquinaria y las instalaciones auxiliares se ubicarán en una zona donde las aguas superficiales no se vean afectadas. El área destinada a albergar estas instalaciones contará con un drenaje conectado a una balsa de sedimentación. También se instalarán barreras de sedimentos para proteger a los cauces de la llegada de sedimentos con el agua de escorrentía, en los lugares en que se considere adecuado. Se realizarán las labores de mantenimiento y lavado de la maquinaria en áreas específicas acondicionadas a tal efecto, que cuenten con suelo de hormigón y tengan asociada una balsa de sedimentación, la cual estará perfectamente vallada con un cerramiento rígido que impida la caída de animales o personas.

Todas las instalaciones de almacenamiento y distribución de sustancias susceptibles de contaminar el medio hídrico deberán ir debidamente selladas y ser estancas para evitar su filtración y contaminación de las aguas superficiales y subterráneas.

Los transformadores ubicados en la subestación eléctrica deberán contar con un foso impermeabilizado de recogida de aceite, correctamente dimensionado para albergar todo el aceite en caso de derrame. Los aceites usados y residuos peligrosos que pueda generar la maquinaria de la obra y los transformadores se recogerán y almacenarán en recipientes adecuados para su evacuación y tratamiento por gestor autorizado.

Las aguas residuales serán depuradas adecuadamente antes de su vertido con la autorización previa del organismo de cuenca o bien serán recogidas en una fosa estanca para su posterior retirada por gestor autorizado. Se prestará especial atención a las aguas de limpieza de los paneles para evitar la contaminación del medio natural.

No se podrán verter a los cauces aceites procedentes de la maquinaria o sólidos del movimiento de tierras, ni situar las instalaciones auxiliares en áreas que puedan afectar al sistema fluvial. Se procederá a la limpieza de todos los restos que puedan interrumpir la red de drenaje y a la revegetación de las superficies sin cobertura vegetal en las que se puedan generar sólidos en suspensión.

Todas las actuaciones que se realicen en zona de dominio público hidráulico o zona de policía (cruzamiento de la línea eléctrica, cerramientos, instalaciones, ocupación, etc.), así como el posible vertido de aguas residuales y captaciones de aguas públicas, deberán contar con la preceptiva autorización de la Confederación Hidrográfica del Segura.

3. Protección del suelo, de la vegetación y de los hábitats de interés comunitario. Antes del inicio de las obras, se realizará una prospección del terreno, en la época adecuada y por un técnico especializado, en la que se identifique la presencia de especies amenazadas y/o vegetación de interés. En el caso de detectar su presencia, se deberán definir las medidas adecuadas para evitar o minimizar los posibles impactos sobre las mismas, en coordinación con el órgano ambiental competente de la Región de Murcia.

4. Protección de la fauna. Antes del inicio de las obras, se realizará una prospección de la zona de obras, por parte de técnico cualificado, con objeto de detectar posibles nidos y refugios de fauna. En caso de localizar nidos de especies protegidas se paralizarán las obras en la zona y se avisará al órgano ambiental competente de la Región de Murcia, reduciendo las molestias en un radio de 200 m, como mínimo, para aves amenazadas, hasta obtener las indicaciones del órgano competente. Se planificarán las actuaciones de forma que se minimice la afección durante los periodos sensibles para la

reproducción de las poblaciones de aves esteparias y rapaces amenazadas, con el objeto de garantizar el éxito reproductor de las mismas. El periodo de realización de las obras se acordará y podrá modificarse, siempre y cuando se disponga de la autorización expresa del órgano ambiental competente de la Región de Murcia.

Se garantizará en todo momento la operatividad de los corredores ecológicos de fauna, y se procederá a su inmediata restauración una vez finalice la fase de obras.

Para minimizar el riesgo de colisión, se señalizarán en todo el trazado los dos cables de tierra con espirales salvapájaros naranjas de 1 m de longitud y 30 cm de diámetro cada 10 m, de forma alterna en el caso de cables de tierra paralelos y con una distancia máxima de 20 m entre señales contiguas en un mismo cable. Se instalarán dispositivos antiposada para minimizar los riesgos de electrocución en la línea eléctrica. Las operaciones de mantenimiento de la línea (retirada de nidos, desbroces, cortas, etc.) futuras deberán contar con las autorizaciones pertinentes.

El promotor pondrá en conocimiento del órgano ambiental competente de forma inmediata, cualquier incidente que se produzca en las instalaciones objeto del presente proyecto, con relación a la avifauna existente en la zona (colisión, intento de nidificación en los apoyos, electrocución, etc.), al objeto de determinar las medidas suplementarias necesarias.

Los cerramientos perimetral e interiores deberán contar con la autorización correspondiente de la Dirección General de Medio Ambiente de la Región de Murcia. Con el fin de aminorar el efecto barrera y minimizar las colisiones de la avifauna, se colocará malla de tipo cinegético en el perímetro de la actuación, además de un seto perimetral de especies autóctonas que iría apoyado en la malla con el fin de aumentar su visibilidad. Como alternativa o complemento para aumentar la visibilidad del vallado y a la vez reducir el impacto paisajístico, también se pueden colocar distintivos de plástico.

Se evitará la instalación de sistemas de iluminación que pudieran afectar los hábitos de las especies nocturnas. Se emplearán preferentemente cámaras de infrarrojos u otra alternativa que evite la emisión de luz, aunque excepcionalmente se admitirán algunas luminarias de bajo consumo y diseñadas de modo que proyecten toda la luz generada hacia el suelo, evitando así el incremento de la contaminación lumínica en la zona. En caso de resultar necesario la instalación de sistemas de iluminación se deberá obtener la conformidad del Gobierno de Murcia.

5. Protección del paisaje. El proyecto constructivo incorporará un estudio de impacto paisajístico de la planta fotovoltaica, así como una propuesta de integración paisajística y ambiental, en la que se incluirá la instalación de una pantalla vegetal alrededor del cerramiento perimetral de las instalaciones, con especies autóctonas propias del medio natural. Tras la instalación de las

infraestructuras, se restituirán todas las áreas alteradas que no sean de ocupación permanente (extendido de tierra vegetal, descompactación de suelos, revegetaciones, etc.) y se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas y escombros, depositándolos en vertederos autorizados, controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.

Todas las partes metálicas de la instalación, como son las estructuras de soporte de los paneles fotovoltaicos, deberán ser pintados en tonos grises mate que impidan reflejos (usando pinturas minerales con base de silicatos y evitando pinturas plásticas).

Las diferentes instalaciones de la planta deberán ser camufladas mediante pantallas visuales vegetales y/o materiales rústicos, siempre que no se afecte a su funcionamiento.

Al finalizar la actividad se dejará el terreno en su estado original, desmantelando y retirando todos los elementos constituyentes de la planta demoliendo adecuadamente las instalaciones, retirando todos los escombros a vertedero autorizado y realizando una posterior reforestación con especies autóctonas de la zona. Para ello se elaborará, junto con el proyecto constructivo, un proyecto de restauración que incluya la restauración posterior a la fase de clausura, en el que se garantice que se deja el terreno en las condiciones existentes antes del comienzo de la obra. Los paneles fotovoltaicos serán retirados y reciclados al final de su vida útil.

6. Especificaciones para el seguimiento ambiental. El proyecto constructivo incorporará un programa de vigilancia ambiental para el seguimiento y control de los impactos y de la eficacia de las medidas protectoras y correctoras establecidas en el estudio de impacto ambiental y en las condiciones de la presente declaración, de forma diferenciada para las fases de construcción y de explotación. Se realizará un seguimiento de todos aquellos elementos y características del medio para los que se han identificado impactos. Se designará un Director Ambiental de las obras que, sin perjuicio de las competencias del Director Facultativo de las obras, será el responsable del seguimiento y vigilancia ambiental, lo que incluirá, además del cumplimiento de las medidas propuestas, la presentación de un registro del seguimiento de las mismas y de las incidencias que pudieran producirse, ante los organismos competentes, así como recoger las medidas a adoptar no contempladas en el estudio de impacto ambiental.

Serán objeto específico de seguimiento los siguientes aspectos:

En la fase de construcción: control de la ocupación estricta de la zona de actuación, control del movimiento de tierras y procesos erosivos, mantenimiento del drenaje y control de la calidad de las aguas, protección de la vegetación natural y de la fauna de interés, control de los niveles de ruido, tareas de recuperación ambiental e integración paisajística, protección del

patrimonio cultural y mantenimiento de la permeabilidad territorial y reposición de bienes y servicios afectados.

En la fase de explotación: control de los niveles de ruido y campos electromagnéticos, de los procesos erosivos, mantenimiento del drenaje y control del riesgo de inundación, tareas de recuperación ambiental e integración paisajística y control de la mortalidad de la fauna.

Se diseñará un *plan de seguimiento y vigilancia específico* de las aves esteparias y rapaces, de al menos 5 años de duración, que se integrará dentro del programa de vigilancia ambiental, y que deberá incluir los siguientes apartados: Metodología empleada (épocas de muestreo, frecuencia, delimitación del espacio en que realizará), inventario de especies susceptibles de sufrir colisión o electrocución en el ámbito definido en el estudio de impacto ambiental, estudio del comportamiento de las aves debido a la construcción y funcionamiento de la planta y mortandad de aves en una banda de 25 m a cada lado de la línea eléctrica.

El programa de seguimiento deberá contener un informe detallado a la vista del cual se podrá instar al promotor a la adopción de una prórroga del seguimiento de la línea o de las oportunas medidas correctoras, o incluso del soterramiento de la línea, en aquellos tramos que se determine, para aminorar dicha incidencia ambiental. Los costes de estas medidas correrán a cargo del promotor.