

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE OTORGA A OLMEDILLA HIVE, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA OLMEDILLA HIVE DE 169 MW Y SU INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SITUADA EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE OLMEDILLA DE ALARCÓN Y VALVERDEJO, EN LA PROVINCIA DE CUENCA

Expediente nº: INF/DE/017/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

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

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 28 de abril de 2020

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) en relación con la Propuesta de Resolución por la que se otorga a OLMEDILLA HIVE, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica OLMEDILLA HIVE de 169 MW y su infraestructura de evacuación de energía eléctrica, situada en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, en la provincia de Cuenca, la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

1.1. Trámite de autorización administrativa y ambiental

Con fecha 4 de agosto de 2017, OLMEDILLA HIVE, S.L. (en adelante OLMEDILLA HIVE) ha depositado el aval correspondiente en virtud de lo dispuesto en el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (tras la modificación producida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas

disposiciones en el sector eléctrico), con el objetivo de responder a las obligaciones del proyecto “Planta Solar Fotovoltaica Olmedilla Hive” de 169,00 MW de potencia instalada (en adelante PSF OLMEDILLA HIVE), hecho que se ha comunicado a los organismos competentes.

Con fecha 2 de agosto de 2018, OLMEDILLA HIVE presentó, ante la DGPEM del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)¹, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la instalación de generación eléctrica PSF OLMEDILLA HIVE y sus infraestructuras de evacuación formadas por la Subestación Transformadora “Olmedilla HIVE-Romeral a 30/132 kV” (en adelante ST Olmedilla Hive-Romeral), la Línea Aérea de Alta Tensión (LAAT) a 132 kV de evacuación desde la ST Olmedilla Hive-Romeral hasta la ST “Sabinar Generación a 132/400 kV” (en adelante ST Sabinar Generación) y la ST Sabinar Generación, sitas en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo (Cuenca)².

Con fecha 10 de julio de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) y en el Boletín Oficial de la Provincia (BOP) de Cuenca, Anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca por el que se somete a información pública la modificación del Anteproyecto y del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) correspondientes a la PSF OLMEDILLA HIVE y su infraestructura de evacuación, a los efectos de la Solicitud de Autorización Administrativa y DIA. Con fecha 5 de noviembre de 2019, el Jefe de de la citada Dependencia de Industria y Energía, finalizado el trámite de información pública y de consultas a Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general sin que se hayan formulado alegaciones, emitió informe favorable a la solicitud efectuada por

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

² La solicitud definitiva que incluye estas instalaciones es de 18 de junio de 2019 puesto que, desde la mencionada de fecha 2 de agosto de 2018, han sido necesarias algunas modificaciones en el proyecto derivadas de condiciones técnicas impuestas por el Gestor de la Red de Transporte y Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) y de ciertas consideraciones medioambientales:

- Rediseño de la línea de interconexión de 132 kV para la evacuación conjunta de cuatro plantas fotovoltaicas con un total de 438 MWp, con el objeto de aunar en un mismo corredor la evacuación del máximo posible de plantas solares.
- Modificación del punto de acceso y conexión según criterios técnicos de Red Eléctrica de España (REE): En principio la LAAT a 132 kV de evacuación iba desde la ST Olmedilla Hive-Romeral hasta la ST “Olmedilla Renovables”. REE indica que no es posible la conexión en la ST Olmedilla Renovables de la totalidad de las potencias autorizadas en el Informe de Viabilidad de Acceso. Por tanto, es necesaria la ejecución de una nueva Subestación elevadora a 132/400 kV como instalación de enlace a la red de transporte, que será la ST Sabinar Generación, y en la cual conectarán las plantas Olmedilla HIVE, Sabinar HIVE e ISF Cruz de los Caminos.
- Ampliación de la superficie de la ST Olmedilla Hive-Romeral de forma que permita la incorporación de una nueva posición transformadora para recoger la energía producida por la planta solar Sabinar HIVE, que se encuentra en fase de proyecto, para que evacúe a la línea compartida de interconexión a 132 kV.

OLMEDILLA HIVE y remitió el expediente a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental correspondiente y la resolución del expediente.

Por último, una vez sometido el Proyecto de la instalación y su EsIA al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, se ha remitido la información a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente para que formule la consecuente DIA. A la fecha de redacción del presente informe no consta la emisión de la correspondiente Resolución que formule DIA del proyecto.

1.2. Informes de conexión a la red de transporte

Con fecha 5 de octubre de 2017 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió informe de actualización de contestación de acceso coordinado a la Red de Transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV para un contingente de 879,1 MW instalados (824,1 MW nominales), teniendo en cuenta la incorporación de la nueva instalación fotovoltaica OLMEDILLA HIVE. Mediante este escrito se otorga permiso de acceso a esta última instalación, siempre que se cumplan los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos.

Con fecha 21 de diciembre de 2018, REE emitió nuevo informe de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV, motivada por la incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable hasta un contingente total de 388 MW_{ins} (305 MW_{nom}) —dos nuevas instalaciones fotovoltaicas, Sabinar Hive de 169 MW_{ins} (130 MW_{nom}) y Cruz de los Caminos de 50 MW_{ins} (45 MW_{nom}), la exclusión de la solicitud de acceso de la nueva instalación fotovoltaica Piedra de la Sal de 50 MW_{ins} (45 MW_{nom}) y la modificación del punto de conexión de la PSF OLMEDILLA HIVE de 169 MW_{ins} (130 MW_{nom}), que pasará a conectarse a través de la nueva posición planificada—. El informe concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado en el mismo resultaría técnicamente viable.

Mediante escrito de 5 de febrero de 2019, REE informa que el permiso de acceso para la PSF OLMEDILLA HIVE ha sido actualizado como consecuencia de su cambio de posición de conexión en dicha subestación —de una posición existente a una nueva—, por lo que la actualización de acceso coordinado citada anteriormente de fecha 5 de octubre de 2017, motivada exclusivamente por la incorporación de dicha instalación, resulta cancelada.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, REE emitió escrito de contestación a la solicitud de conexión y remitió el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas para la Conexión (ICCTC) y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC), relativos a la conexión a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV para la incorporación de nuevas

plantas fotovoltaicas por un contingente total de 388 MW instalados en la provincia de Cuenca. Este escrito supone la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y, por tanto, otorga los permisos de acceso y conexión a la red de transporte necesarios para la obtención de la autorización administrativa de las instalaciones generadoras consideradas en el mismo. La conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV, a través de la nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación, posición que permitiría la conexión de la línea de evacuación Olmedilla-Olmedilla Generación 400 kV, línea que pertenece a las instalaciones de conexión no transporte que compartirán las instalaciones de generación incluidas en el escrito de REE.

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

1.3. Solicitud de informe preceptivo

Con fecha 18 de febrero de 2020 tuvo entrada en la CNMC escrito de la DGPEM por el que se adjunta la propuesta de Resolución (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a OLMEDILLA HIVE la autorización administrativa previa para la PSF OLMEDILLA HIVE y su infraestructura de evacuación de energía eléctrica. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, entre otra: a) el Proyecto de la instalación fotovoltaica —se adjunta una síntesis de su contenido como Anexo I a este acuerdo—, incluyendo Memoria, Presupuesto, Planos y Estudios en cuanto la producción prevista; b) documentación aportada para la acreditación de la capacidad técnica, económico-financiera y legal de la empresa promotora del Proyecto; c) informes de REE respecto al permiso de acceso y conexión; y d) Informes de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca.

2. Normativa aplicable

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

procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.

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

3. Síntesis de la Propuesta de Resolución

La Propuesta expone que OLMEDILLA HIVE ha presentado, con fecha 2 de agosto de 2018, solicitud de autorización administrativa previa para la PSF OLMEDILLA HIVE y su infraestructura de evacuación de energía eléctrica, y que el expediente ha sido incoado en la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca. Revisa también la documentación aportada como resultado de la tramitación del procedimiento de autorización administrativa y ambiental, según lo previsto en el RD 1955/2000 y lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, habiéndose solicitado los correspondientes informes a las distintas administraciones, organismos y empresas afectadas.

La Propuesta informa que, con fecha 18 de junio de 2019, el peticionario solicitó modificación de la solicitud de autorización administrativa previa debido a variaciones en el anteproyecto, derivadas de condiciones técnicas impuestas por el Gestor de la Red de Transporte, así como a consideraciones emitidas durante la tramitación de carácter ambiental, solicitud que acompañó con nuevos anteproyectos para la instalación fotovoltaica y para las nuevas infraestructuras de evacuación, que sustituían los presentados inicialmente.

Este expediente fue incoado de nuevo en la Dependencia Provincial de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca. La Propuesta informa que la mencionada Área Funcional emitió sendos informes de fecha 1 de marzo de 2019 y 5 de noviembre de 2019.

Asimismo, la Propuesta indica que el proyecto de la instalación y su EsIA han sido sometidos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, habiendo sido remitidos a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITECO para que formule, en su caso, DIA.

La Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará el parque fotovoltaico con la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV, propiedad de REE.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 18 de diciembre de 2019, el ICCTC y el IVCTC, relativos a la solicitud para la conexión en una nueva posición en la subestación de Olmedilla 400 kV para la instalación fotovoltaica de 169 MW.

Visto lo anterior, se propone otorgar a OLMEDILLA HIVE la autorización administrativa previa para la PSF OLMEDILLA HIVE, las líneas subterráneas a 30 kV, la subestación eléctrica a 30/132 kV, la línea aérea a 132 kV, la subestación eléctrica a 132/400 kV y la línea subterránea a 400 kV para evacuación de energía eléctrica, con las características definidas en los anteproyectos “Planta Fotovoltaica Olmedilla HIVE, 169 MW”, anteproyecto de ejecución de la “Subestación Transformadora Olmedilla HIVE–Romeral y de la línea eléctrica SE Olmedilla HIVE Romeral–SE Sabinar Generación”, ambos fechados en junio de 2019, así como en el anteproyecto de la “Subestación transformadora Sabinar Generación 132/400 kV y de la línea eléctrica subterránea 400 kV ST Sabinar Generación–ST Olmedilla 400 kV”, fechado en mayo de 2019.

La Propuesta describe las principales características de la instalación: se trata de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de aproximadamente 169 MW (potencia pico, según artículo 3 del RD 413/2014³), ubicada en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, en la provincia de Cuenca; las líneas subterráneas a 30 kV tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación transformadora a 30/132 kV del parque; la subestación transformadora a 30/132 kV, ubicada en Olmedilla de Alarcón, configurada con tres posiciones — una de línea y dos de transformación— de simple barra en el parque de 132 kV y en el parque de 30 kV, de intemperie en el parque de 132 kV e intemperie e interior en el parque de 30 kV; la línea a 132 kV de evacuación, con una longitud aproximada de 6,5 kilómetros, tiene como origen la subestación transformadora 30/132 kV de la PSF OLMEDILLA HIVE hasta la subestación

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

transformadora a 132/400 kV, afectando a los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo; la subestación transformadora a 132/400 kV, ubicada en Olmedilla de Alarcón, estará configurada con dos posiciones de líneas a 132 kV, una posición de transformador a 132 kV y otra a 400 kV, y, por último, una posición de línea en 400 kV, con una configuración de los sistemas de 132 kV y 400 kV en simple barra; la línea subterránea de evacuación a 400 kV, de una longitud de 0,42 kilómetros, tiene como origen la subestación transformadora a 132/400 kV, discurrirá hasta la subestación Olmedilla 400 kV propiedad de REE, será de corriente alterna trifásica y afectará al término municipal de Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca.

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

Asimismo, la Propuesta establece que el peticionario presentará, antes de transcurridos veinticuatro meses, el proyecto de ejecución de la instalación que se autoriza, elaborado conforme a los reglamentos técnicos en la materia, y en forma de separata aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras, servicios o zonas dependientes de otras Administraciones, Organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general para que éstas establezcan el condicionado técnico precedente. También determina que, si transcurrido dicho plazo no hubiera solicitado la autorización administrativa de construcción de dicho proyecto de ejecución, la autorización otorgada por la propia Resolución caducaría, si bien el peticionario podrá solicitar prórrogas del plazo establecido por razones justificadas.

4. Consideraciones

4.1 Condiciones técnicas

4.1.1 Condiciones de eficiencia energética

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

el efecto invernadero y, en consecuencia, el cambio climático. Por ello, la Oficina Española de Cambio Climático considera que la implantación de una planta fotovoltaica no produce ningún efecto significativo en materia de cambio climático, sino que contribuye a su mitigación.

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

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para este proyecto están basados en la tecnología de silicio mono-cristalino, ampliamente probada en numerosas instalaciones en todo el mundo. Los módulos tendrán una eficiencia mínima del 19,6% y serán capaces de entregar una potencia de 380 Wp en condiciones estándar⁴. El número de módulos y su potencia pico unitaria establecen la potencia pico de la instalación, que será de 169 MWp. Son módulos caracterizados por cumplir toda la normativa actual vigente IEC-61215⁵ / IEC-61730⁶, ISO9001:2008⁷, ISO14001:2004⁸, OHSAS18001⁹ y durabilidad en condiciones medioambientales extremas certificada por TÜV Reinland¹⁰.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras móviles sobre el eje horizontal, orientados de norte a sur, con un sistema de control y monitorización que realizará un seguimiento de la posición del sol de este a oeste, optimizando la posición de los módulos a cada instante. Estos seguidores tendrán un sistema de backtracking¹¹ y un sistema de control que colocará las estructuras en posición horizontal en caso de vientos fuertes. El seguidor está automatizado y cuenta con un sistema de retro-seguimiento integrado y un sistema de comunicación interna mediante PLC¹².

⁴ Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC): Condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas con los siguientes valores: Irradiancia solar: 1.000 W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G [AM=Masa de Aire; AM 1.5G es el espectro estándar en la superficie de la Tierra (la G significa global e incluye la radiación directa y difusa)] y Temperatura de célula: 25 °C.

⁵ Norma IEC (International Electrotechnical Commission o Comisión Electrotécnica Internacional) 61215: 'Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre'.

⁶ 'Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)'.

⁷ 'Sistemas de gestión de la calidad — Requisitos'.

⁸ 'Sistemas de gestión ambiental — Requisitos con orientación para su uso'.

⁹ Norma de la Occupational Health and Safety Management Systems estándar que se utiliza para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

¹⁰ Proveedor a escala mundial de servicios técnicos, de seguridad y certificación.

¹¹ Sistema anti-sombras, de modo que una hilera de paneles no proyecte sombra sobre los de la siguiente alineación.

¹² Controladores Lógicos Programables.

Los módulos de la planta solar se conectarán a inversores Power Electronics modelo FS2800CH15, capaces de trabajar en un rango de temperatura de entre -35 °C y 60 °C, cuya eficiencia máxima es de un 98,7% (Eficiencia EURO: 98,6%). El funcionamiento del inversor es totalmente automático: A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía y, cuando sea suficiente, el inversor comienza a inyectar a la red. El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible de los módulos solares (seguimiento del punto de máxima potencia) y, cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, deja de funcionar. Por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de suministro, mientras que el resto del tiempo la energía que consume procede del generador fotovoltaico.

Entre los numerosos cálculos incorporados en los proyectos, se ha calculado el rendimiento de la línea a 132 kV, que será de un 98,61%¹³.

El promotor estima que la energía generada en la instalación será de 348.172 MWh/año (2.060 horas de funcionamiento a plena carga), lo que permitirá reducir la emisión del orden de 2.747.077 toneladas de CO₂ procedente de combustibles fósiles durante los 30 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 91.569 toneladas de CO₂ por año de funcionamiento de la planta¹⁴. El coeficiente de rendimiento esperado de la PSF OLMEDILLA HIVE es de un 84,76%. Como resultado del estudio de producción de energía, el promotor presenta los siguientes resultados:

Percentil	Valor
Producción de Energía (P50 ¹⁵) [MWh/año]	348.172
Horas equivalentes de funcionamiento [kWh/kWp/year]	2.060
PR ¹⁶ [%]	84,76
Radiación Global horizontal [kWh/m ² /año]	1.178,4
Radiación Global inclinada [kWh/m ² /año]	2.429,1
Radiación difusa horizontal [kWh/m ² /año]	559,10

4.1.2 Condiciones de seguridad

El Proyecto hace referencia a un listado exhaustivo de legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño,

¹³ Calculado a partir de la expresión: $\rho = (\text{Pot. total} - \text{Pot. perdida}) * 100 / \text{Pot. total}$
 $\rho = (262.114 \text{ kW} - 3,643,17 \text{ kW}) * 100 / 262.114 \text{ kW} = 98,61 \%$

¹⁴ Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 263 gCO₂eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2018.

¹⁵ P50: Probabilidad media de generación de energía de un parque calculada estadísticamente con una probabilidad de superación del 50%.

¹⁶ *Performance Ratio* o Coeficiente de rendimiento de la planta solar.

ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52; el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09; el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23; y normativa europea que habrán de cumplir las instalaciones —Normativa CENELEC¹⁷, las Normas UNE¹⁸ y las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI)—. Asimismo, se cumplirá la normativa referente a la seguridad y salud en el medio laboral, tales como la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual, etc.

La planta fotovoltaica deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa española respecto a las protecciones eléctricas a establecer en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución eléctrica, de forma que aseguren una operación segura tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema. Además, deberá tener en cuenta las especificaciones recomendadas por el organismo responsable local.

Los equipos de la planta estarán provistos de los siguientes elementos de protección:

- Varistores entre los terminales positivos y negativos de los módulos fotovoltaicos y entre cada uno de ellos y tierra para proteger contra posibles sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Conductores del campo fotovoltaico dimensionados para soportar, como mínimo, el 150% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. Estos conductores estarán dotados de fusibles seccionadores, fusibles rápidos, dimensionados al 150% de la intensidad de cortocircuito en cada una de las líneas que van al inversor.
- Fusibles seccionadores a la salida del campo de paneles.
- Los conductores de corriente alterna estarán protegidos mediante fusibles e interruptores magnetotérmicos contra sobreintensidades.

¹⁷ Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

¹⁸ Una Norma Española.

- Los inversores evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de corriente continua con los conductores de corriente alterna (aislamiento galvánico o equivalente). También incorporarán protecciones frente a cortocircuitos a la salida, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones e inversión de polaridad en la etapa de continua.
- Todas las partes metálicas de la instalación estarán puestas a tierra. En concreto, la estructura de los módulos por medio de cable de cobre desnudo enterrado en el fondo de las canalizaciones eléctricas subterráneas, unido a picas de cobre clavadas en el terreno en puntos distribuidos por toda la planta. Se ejecutará una red de tierras alrededor de los edificios de los centros de transformación de media tensión. Asimismo, los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales. Esta conexión a tierra garantizará la seguridad de todo el personal que esté en contacto en la planta, ofreciendo una protección contra sobrecargas atmosféricas y una superficie equipotencial que previene ante contactos indirectos.

Por otra parte, como herramienta en la operación y el mantenimiento de la planta fotovoltaica, habrá un sistema de monitorización y control que le permitirá visualizar parámetros eléctricos y de producción, además de la detección automática mediante alarmas de los posibles defectos en el sistema. Medirá, registrará y presentará una serie de datos definidos en función del grado de monitorización y control deseado, además de almacenar y transmitir dichos datos y permitir la ejecución de determinadas operaciones. El sistema a implantar estará constituido por una red de RTUs¹⁹ y un sistema de conexión remota vía web, pudiéndose visualizar y controlar el parque desde el exterior. Con la información suministrada por esta red de RTUs el sistema tendrá una visión completa del estado del parque y permitirá un mejor aprovechamiento del mismo, permitiendo detectar averías en tiempo real y tomar medidas correctoras que eviten la inutilización de un equipo y la correspondiente pérdida de producción. En la instalación existirán varios tipos de RTUs, en función de las señales de campo que adquieran (datos de los inversores, seguidores, centros de transformación, etc.), que se conectarán a una red local de fibra óptica multimodo.

Todos estos datos quedarán recogidos bajo un sistema de supervisión y mando local (SCADA²⁰) que permitirá capturar los datos, visualizarlos y almacenarlos localmente. La plataforma SCADA integrará el Servicio de Alarmas, avisos vía SMS y e-mail, las herramientas para la exportación de datos y la creación de informes de rendimiento.

Además la instalación contará con un sistema de seguridad por circuito cerrado de televisión (CCTV), con objeto de protegerla frente a robos, asaltos, etc., más fáciles debido a la ubicación de las instalaciones. Se situarían cámaras en el

¹⁹ Unidad Terminal Remota (UTR, en inglés, RTU)

²⁰ *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos a distancia.

perímetro de la parcela, de forma que las imágenes captadas puedan ser observadas desde Internet para hacer una supervisión de la misma.

Respecto a la subestación Subestación Olmedilla Hive, contará con la protección de las líneas, basada en una protección primaria y secundaria del mismo nivel, sin ser excluyentes, y protección de respaldo, que permita una correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en el mismo. Todas las líneas contarán con relés de recierre monofásico coordinados por el sistema de teleprotección que actúen sobre los respectivos interruptores ubicados a ambos extremos de la línea. Los tableros de protección y medición estarán ubicados al lado de cada celda de conexión y se conectarán por fibra óptica radial hasta la Sala de Control. El control de cada celda se realizará desde unidades de control de bahía —habrá una por cada celda de alta tensión—. Existirán niveles de operación y control local (manual, sobre cada uno de los equipos) y remoto (automático, desde la sala de control de la subestación y desde un centro de control remoto a la subestación).

Asimismo, la subestación deberá contar con un sistema de vigilancia y seguridad que permita el control permanente y la operación de la subestación desde el interior y desde un centro de control remoto. La subestación también estará integrada a un sistema SCADA para el control, supervisión y registro de sus operaciones. En situaciones en que se presente una falla en el sistema SCADA que pueda comprometer al equipo central y/o la estación IHM²¹, se dispondrá un sistema de control cableado para la operación de los interruptores y seccionadores que contará con su respectivo panel de alarmas. Este modo de operación solamente se podrá ejecutar en forma local y su habilitación desactivará cualquier acción del sistema SCADA. Por otra parte, el sistema de puesta a tierra, al que se conectarán todos los elementos sin tensión de todos los equipos, estará compuesto por el sistema de red de tierra profunda y por el sistema de red de tierra superficial. La subestación deberá contar con una malla de tierra profunda que asegure al personal contra tensiones de paso y contacto y la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico sin que los equipos instalados sean afectados, cuyo diseño seguirá son los siguientes criterios generales:

- Se deberá rodear el perímetro de la subestación con un conductor continuo de tal forma que encierre la mayor área posible.
- En el interior del área de la subestación los conductores deberán colocarse en líneas paralelas y, en lo posible, a lo largo de las estructuras y filas de equipos, de tal forma que se tengan las conexiones más cortas.
- Para el caso de utilizarse varillas de puesta a tierra, estas podrán colocarse en las esquinas de la malla y en la periferia cada dos uniones. También podrán instalarse adyacentes a los equipos principales.
- La malla deberá extenderse sobre la totalidad del área del patio de 132 kV de la subestación. Es usual disminuir la separación de los conductores en la periferia para un mejor control de las tensiones de choque.

²¹ Interfaz Hombre Máquina.

- Los electrodos de tierra deberán separarse entre sí una distancia mayor de dos veces la longitud de la varilla.
- Los cables de guarda de las líneas que llegan y salen de la subestación se deberán conectar a la malla.

El trazado de la línea a 132 kV que partirá de la subestación de generación hasta el punto de conexión al sistema eléctrico utilizará pórticos que permitan mantener la distancia de seguridad, de acuerdo a la ITC LAT 07²², para los cruzamientos con las líneas de 400 kV. Todos los cruzamientos de la línea proyectada cumplirán las distancias de seguridad exigidas en la normatividad vigente y las disposiciones y recomendaciones de la mencionada ITC y de REE. Asimismo, todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos, que emplearán como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor, según el apartado 7.2.2. de la citada ITC, y deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre. Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia. Además, el sistema de puesta a tierra deberá cumplir los esfuerzos mecánicos, de corrosión, de resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la mencionada ITC LAT 07. Por otra parte, en cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda, según la establecida en el proyecto, y cada uno de ellos llevará una placa de señalización de riesgo eléctrico, situado a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 metros.

Respecto a la ST Sabinar Generación, el proyecto incluye un sistema de protección, control y mando análogo al indicado para la Subestación Olmedilla Hive.

Igualmente, respecto a la línea eléctrica subterránea a 400 kV que transportará la energía generada desde la ST Sabinar Generación hasta el punto de conexión aprobado por parte de REE, la ST Olmedilla 400 kV, tendrá un trazado que cumplirá con las condiciones impuestas por el reglamento técnico de alta tensión en vigor.

Además, el Proyecto incluye el “Estudio de Seguridad y Salud” en cumplimiento de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (y resto de normativa que se detalla de forma exhaustiva en el Estudio), con objeto de determinar las condiciones que deberán establecerse para una forma de trabajo segura, tanto para las personas directamente relacionadas con las obras como con el público ajeno a la actividad. Se establece que los

²² Instrucción Técnica Complementaria que recoge el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

contratistas vinculados directamente con la ejecución de la obra quedarán obligados a la redacción de un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el citado Estudio y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista/s proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en dicho Estudio. Este Plan o Planes de Seguridad y Salud deberán ser aprobados antes de iniciar la obra por parte del coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra o por la Dirección Facultativa cuando no fuera necesaria la designación de dicho coordinador.

4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

Con fecha 5 de octubre de 2017 REE, en su calidad de Operador del Sistema y transportista único, emitió informe de actualización de la contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV para un contingente total de 879,1 MW instalados (824,1 MW nominales), debido a la incorporación de la nueva instalación PSF OLMEDILLA HIVE, en respuesta a la solicitud recibida el 5 de septiembre de 2017 y completada el 12 de septiembre de 2017 tras la confirmación de la constitución del aval. Dicha solicitud se recibió de Iberdrola Renovables Castilla-La Mancha, S.A. en su calidad de Interlocutor Único de Nudo (IUN²³) en la actual subestación Olmedilla 400 kV, según se identificó en comunicación recibida de la Junta de Castilla-La Mancha. Según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación existente y prevista se llevaría a cabo en la subestación Olmedilla 400 kV y se materializaría a través de las posiciones de la red de transporte existentes en dicha subestación (dos posiciones de transformador 400/132 kV, de 450 MVA cada uno, que pertenecen a las instalaciones de conexión no transporte, instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo C según el P.O.12.2²⁴).

REE, para valorar las posibilidades de generación renovable, ha realizado estudios de capacidad de la red en el ámbito zonal y nodal, según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1²⁵, que

²³ El IUN tiene el cometido de facilitar la interlocución con REE y la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, de manera conjunta y coordinada, para todas las instalaciones de generación que vayan a conectarse a un determinado nudo, actuando en representación de sus promotores.

²⁴ Procedimiento de Operación 12.2 'Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

²⁵ Procedimiento de Operación 12.1. 'Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 11 de febrero de 2005 (publicado en el BOE de 1 de marzo de 2005).

permiten valorar las capacidades de producción y conexión²⁶ cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente²⁷, denominado horizonte 2020 (H2020). Dichos estudios concluyeron que, para el nudo de Olmedilla 400 kV y aplicando la limitación normativa impuesta por el límite de potencia de cortocircuito (que se traduce en una potencia instalada en un rango de 460-480 MW) para la generación no gestionable²⁸, la evacuación del contingente de generación previsto²⁹ se consideraba técnicamente viable. Adicionalmente se han realizado análisis de flujo de cargas para valorar la aceptabilidad técnica de la evacuación de la generación considerada en el informe de REE, mediante la simulación en distintas situaciones estacionales/horarias y su posterior ponderación, dando como resultado que la capacidad técnica de la red de transporte sería de una potencia producible simultánea máxima de 1.071 MW_{prod.}

Por lo tanto, en las condiciones existentes en la red a la fecha de emisión del informe de REE (5 de octubre de 2017), si se confirmara la instalación de la generación existente y prevista que cuenta con el permiso de acceso (1.367,4 MW_{ins}³⁰ de los cuales 1.371,7 MW_{nom} son de generación renovable, cogeneración y residuos), se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en alguna situaciones, especialmente en verano, por lo que dicha generación con conexión en el conjunto Olmedilla 400/220 kV podría estar sometida a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación para poder preservar en todo momento la seguridad del sistema.

En todo caso, deberán tenerse en cuenta los condicionantes que se indican a continuación para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el nudo de Olmedilla 400 kV:

²⁶ Capacidad de conexión (MW_{ins}) en función de la producción simultánea máxima (MW_{prod}) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad): $MW_{insEÓLICA} \leq 1,25 * MW_{prod}$

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

²⁷ El horizonte 2020 es el reflejado en la “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de transporte de energía Eléctrica 2015-2020”, elaborado por el MINETUR, aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015).

²⁸ Según establece el RD 413/2014, en este caso dicha capacidad de conexión es la más limitante de los estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad para el nudo indicado.

²⁹ Con la red de transporte existente en la fecha de realización del informe de REE y en escenarios previos a la realización de las actuaciones incluidas en la planificación, las posibilidades de evacuación zonal y nodal son menores de las consideradas, pudiendo darse en la operación en tiempo real restricciones significativas de producción para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

³⁰ Contingente de generación de 1.376,7 MW_{ins} que corresponden a 879,1 MW_{ins}/824,1 MW_{nom} con conexión a la red de transporte y a 497,6 MW_{ins/nom} con conexión a la red de distribución y afección sobre dicho nudo de la red de transporte —se corresponden con instalaciones en servicio (127 MW_{ins} de generación eólica, 164,4 MW_{nom} de generación solar fotovoltaica y 102,2 MW_{ins} de otras tecnologías), y otras previstas (98 MW_{ins} de generación eólica y 6 de MW_{nom} de generación fotovoltaica).

- Conforme a lo establecido en el artículo 52.3 del RD 1955/2000, no existe reserva de capacidad en la red en el sistema eléctrico español, por lo que las posibilidades de evacuación no deben entenderse como garantizadas por REE. De hecho, dicha evacuación de generación podría estar sometida a limitaciones zonales y regionales, que podrían ser severas en escenarios de alta producción 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 el escenario global de generación y de las condiciones reales de operación en cada instante, que podrían dar lugar a instrucciones desde el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de REE para la reducción de la producción. Por tanto, la integración de los grupos de generación en el CECOEL en condiciones técnicas y de recursos humanos adecuados que garanticen la comunicación permanente y fiable con REE, que permita recibir de sus centros de control las consignas de operación en tiempo real y asegurar el cumplimiento de las limitaciones existentes, será condición necesaria para la autorización de puesta en servicio de los mismos.

Con fecha 21 de diciembre de 2018, REE remitió escrito de actualización de contestación de acceso coordinado a la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV, motivada por la incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable hasta un contingente de 388 MW instalados (305 MW nominales) —dos nuevas instalaciones fotovoltaicas: Sabinar Hive de 169 MW_{ins} (130 MW_{nom}) y Cruz de los Caminos de 50 MW_{ins} (45 MW_{nom}); exclusión de la solicitud de acceso de la nueva instalación fotovoltaica Piedra de la Sal de 50 MW_{ins} (45 MW_{nom}); modificación del punto de conexión de la instalación fotovoltaica Olmedilla Hive de 169 MW_{ins} (130 MW_{nom}), que cuenta con permiso de acceso a través posiciones existentes en Olmedilla 400 KV, según comunicación de fecha 5 de octubre de 2017 descrita anteriormente, y que pasará a conectarse a través de la nueva posición planificada—.

Este escrito de REE responde a la solicitud de fecha 30 de octubre de 2018 para la actualización conjunta y coordinada de acceso a la red de transporte en la actual subestación Olmedilla 400 kV realizada por Sabinar Hive, S.L., en su calidad de nuevo IUN para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión en la nueva posición planificada de Olmedilla 400 kV —según comunicación de fecha 24 de noviembre de 2017 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Junta de Castilla-La Mancha—, en respuesta a la comunicación informativa de REE de 25 de septiembre de 2018 en la que se requería una actualización de acceso a la red de transporte ajustada a la capacidad establecida en dicho nudo. En dicha solicitud los promotores aceptaban la modificación de la potencia instalada respecto a la reflejada en la garantía constituida o la potencia nominal de sus instalaciones (caso de la instalación fotovoltaica Sabinar Hive) e incluso la exclusión de la solicitud de alguna de las instalaciones (caso de la instalación fotovoltaica Piedra de la Sal), para ajustarse a la capacidad de conexión. Para alcanzar el

contingente mínimo de 250 MW requerido para habilitar una nueva posición de la red al nivel de 400 kV, según lo establecido en el P.O.13.1³¹, dicha solicitud incluyó el cambio de punto de conexión de la PSF OMEDILLA HIVE.

Según la propuesta del IUN, la conexión a la red de transporte de la generación prevista se llevaría a cabo en el actual nudo de la red de transporte Olmedilla 400 kV a través de una nueva posición de la red de transporte planificada en dicha subestación (posición de línea, perteneciendo la línea Olmedilla-Olmedilla Generación 400 kV a las instalaciones de conexión no transporte, instalaciones ambas que constituyen la instalación de enlace con una configuración Tipo A según P.O.12.2).

REE ha realizado los estudios de capacidad de la red de ámbito zonal y nodal según los escenarios de demanda y generación establecidos en el P.O.12.1 y bajo el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente (H2020). Con estas consideraciones, teniendo en cuenta la generación existente y prevista con permiso de acceso, incluyendo la considerada en este escrito de REE (1.422,1 MW_{nom} de los cuales 1.348,1 MW_{nom} son de generación no gestionable), los estudios técnicos concluyen que la conexión del contingente de generación solicitado para el actual nudo de Olmedilla 400 kV resultaría técnicamente viable, alcanzándose el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (1.048 MW_{prod}) aplicable en el procedimiento de acceso a la generación no gestionable (según RD 413/2014), habiéndose considerado el criterio de simultaneidad entre generación eólica y no eólica.

Adicionalmente se han realizado los análisis de flujo de cargas que, asociados al H2020 en las condiciones de disponibilidad del P.O.12.1, valoran la aceptabilidad técnica para la evacuación de la generación solicitada mediante la realización de simulaciones en distintas situaciones estacionales y horarias y su ponderación, dando como resultado que, si se confirmara la instalación de generación existente y prevista que cuenta con permiso de acceso en el ámbito zonal del conjunto Olmedilla 400/220 kV y en los ejes de la zona occidental de Castilla-La Mancha y Comunidad Valenciana, se podría superar la capacidad técnica de la red de transporte en algunas situaciones, especialmente en verano, por lo que el conjunto Olmedilla 400/220 kV podría estar sometido a restricciones de producción en los correspondientes escenarios de operación para preservar en todo momento la seguridad del sistema.

Respecto al sistema de protección asociado a cada uno de los elementos de la instalación de generación y de conexión asociadas, se deberá cumplir con el equipamiento mínimo fijado en los criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español (CGPs), función del tiempo crítico de cada parque

³¹ Procedimiento de Operación 13.1 'Criterios de desarrollo de la red de transporte', aprobado mediante Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de fecha 22 de marzo de 2005 (publicado en el BOE de 9 de abril de 2005).

que es muy dependiente del desarrollo de la red y de la generación tanto en el nudo en concreto como en la zona de influencia. Vistos los ambiciosos planes de instalación de generación renovable en la zona, REE considera recomendable equipar las instalaciones con el máximo nivel de equipamiento definido en los CGPs para minimizar futuros cambios en dicho equipamiento por el aumento del grado de criticidad.

Deberán tenerse en cuenta los condicionantes indicados en la anterior comunicación de REE para el potencial uso compartido por los productores que utilicen el actual nudo de Olmedilla 400 kV.

Mediante comunicación de 5 de febrero de 2019, REE informa al IUN de las dos posiciones existentes en Olmedilla 400 kV, Iberdrola Renovables Castilla-La Mancha, S.A., que el permiso de acceso para la PSF OLMEDILLA HIVE ha sido actualizado como consecuencia de su cambio de posición de conexión en dicha subestación —de una posición existente a una nueva—, por lo que la actualización de fecha 5 de octubre de 2017, motivada exclusivamente por la incorporación de dicha instalación, resulta cancelada.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, REE remitió escrito a Sabinar Hive, S.L., en su calidad de IUN de la nueva posición planificada en la subestación Olmedilla 400 kV, respecto a la contestación a la solicitud de conexión coordinada a la red de transporte en dicha subestación para la incorporación de nuevas plantas fotovoltaicas por un contingente total de 388 MW instalados en la provincia de Cuenca. REE remite el ICCTC y el IVCTC, conforme a lo dispuesto en el artículo 57 del RD 1955/2000. El ICCTC procede a otorgar permiso de conexión para las instalaciones solicitadas, siempre que se ajusten a los requisitos que afirman cumplir, con las consideraciones indicadas en el mismo — 1) Que han sido identificadas posibles afecciones con líneas de transporte existentes y que el cumplimiento de las distancias mínimas reglamentarias entre las instalaciones previstas de generación y evacuación y la red de transporte deberá comprobarse en detalle durante la tramitación y ejecución de los proyectos correspondientes; y 2) Que el solicitante deberá asumir las modificaciones que puedan ser necesarias en las instalaciones de transporte existentes motivadas por la incorporación de las nuevas plantas—. En el IVCTC se ponen de manifiesto los condicionantes existentes, los aspectos pendientes de cumplimentación y la información requerida.

Este escrito de 18 de diciembre de 2019 otorga permiso de acceso y conexión a la red de transporte para la PSF OLMEDILLA HIVE, con las consideraciones indicadas y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC en el IVCTC que adjunta, así como recuerda que dicho procedimiento de conexión culminará con la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) a celebrar entre los productores y el titular del punto de conexión a la red de transporte que deberá reflejar los requerimientos y condicionantes técnicos establecidos en la reglamentación vigente y con el que la PSF OLMEDILLA HIVE no contaba a la fecha de emisión del informe.

Asimismo, REE recuerda que para la puesta en servicio de las instalaciones de producción previstas e instalaciones de evacuación asociadas con conexión a la red de transporte, se deberán observar los requerimientos normativos vigentes y, en particular, lo establecido en el P.O.12.2³², por lo que se requiere la coordinación entre REE y el IUN de la nueva posición planificada en Olmedilla 400 kV.

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

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

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.c) del Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se establece la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica, corresponde a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal, una vez analizados el documento técnico del proyecto, el EsIA, el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas.

A la fecha de la redacción del presente informe no se ha recibido aún la Resolución de DIA de la mencionada Dirección General, por lo que no es posible analizar los posibles condicionantes medioambientales del proyecto, tanto de la PSF OLMEDILLA HIVE como de su infraestructura de evacuación.

La Memoria del Proyecto de la planta fotovoltaica recoge los aspectos ambientales que afectará esta. Durante la fase de construcción, el personal de la planta podrá variar en función de las etapas y requerimiento de personal en cada una de ellas, siendo el número medio de empleados en obra en torno a 120 personas. En la etapa de operación únicamente se encontrarán en la planta cuatro operarios que se encargarán de las labores de mantenimiento y seguridad y la maquinaria estimada durante la etapa de operación se reducirá a una camioneta diesel para el transporte de los operarios en funciones de mantenimiento de la planta solar con el fin de garantizar su correcto funcionamiento durante su vida útil.

En cuanto a las necesidades de suministro de agua en la planta, solo se utilizará para consumo propio de operarios y empleados, tanto en fase de operación como en fase de construcción. El agua destinada al consumo propio

³² En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

será trasladada a la planta en camiones cisterna, manteniéndose almacenada en depósitos de agua, no siendo necesaria la construcción auxiliar ni la utilización de ninguna infraestructura que afecte a organismos nacionales de agua. El consumo de agua aproximado por empleado y día será de 20 litros/persona/día para aseo personal, consumo y utilización en obra, estimándose un consumo mensual durante la etapa de construcción medio de 24 m³/mes, pudiendo incrementarse hasta 30 m³/mes en los periodos pico de personal. Durante la etapa de operación, las cantidades de agua necesarias serán muy inferiores ya que solo trabajarán cuatro empleados, por lo que se estima un consumo de 0,4 m³/mes. Respecto al consumo por el lavado de módulos en esa etapa de operación, será de alrededor de 0,3-0,5 litros por metro cuadrado, en función del sistema de limpieza utilizado, por lo que, presuponiendo que el lavado de módulos se realizará una o dos veces al año, se estima un consumo aproximado de agua de 60 m³ en cada limpieza. Para este suministro se utilizarán, lo mismo que durante la construcción, camiones cisterna que almacenarán el agua en depósitos.

Por lo que se refiere a las aguas residuales generadas durante la etapa de construcción, serán aquellas producidas por el personal de construcción, no emitiéndose en ningún momento residuos líquidos industriales. Para el almacenamiento de estas aguas residuales se dispondrá de pozos-cisterna, que se recogerán periódicamente antes de que se llenen para ser trasladados a los puntos de gestión de residuos. En la etapa de operación, al igual que durante la construcción, las aguas residuales generadas serán las provenientes del personal que se encontrará en el parque, y se trasladarán periódicamente a los puntos de gestión de residuos donde se tratarán.

Respecto a los residuos que se generarán durante la etapa de construcción, serán los derivados del material en desuso (cartones, plásticos, etc.) y los residuos líquidos y sólidos domésticos derivados del personal de construcción. Los distintos tipos serán los siguientes:

- RSU: Los residuos sólidos urbanos y líquidos domiciliarios serán producidos por el personal de construcción del proyecto. La cantidad de residuos sólidos y líquidos generados por persona se estiman en 0,7 kg/persona/día y 20 litros/persona/día respectivamente.
- Residuos de Manejo Especial (embalajes, cajas, etc.): Los módulos solares serán transportados en palés de 25 unidades. Los palés utilizados serán recogidos tras la descarga para su posterior reutilización, siendo nulos los desechos provenientes de los mismos.
- Residuos sólidos: Son una pequeña cantidad generada por roturas de herramientas, protecciones, cables, piezas, etc. Se estima, en base a la experiencia para proyectos de similar magnitud, en unos 10 kg al mes.

Durante la etapa de operación, la generación de energía en la planta fotovoltaica supone una fuente limpia de obtención de energía, por lo que los residuos generados pueden considerarse despreciables. Los residuos líquidos y sólidos únicamente serán generados por los empleados que permanecerán en la planta para las labores de operación y mantenimiento de la misma. Los

residuos sólidos y de manejo especial serán despreciables, ya que el mantenimiento de la planta no requiere un equipamiento especial que los genere.

Respecto a la emisión de contaminantes a la atmósfera, durante la etapa de construcción la emisión de gases, ruido y partículas en suspensión a la atmósfera se reducirá a la generada por la maquinaria y equipos motorizados empleados y a la relacionada con los movimientos de tierra y tránsito de vehículos por vías sin pavimentar. Para minimizar estas emisiones se ejecutarán única y estrictamente aquellas excavaciones necesarias y se garantizará el correcto funcionamiento y mantenimiento de la maquinaria. En función de las estimaciones de maquinaria a emplear, el número de horas de funcionamiento y la cantidad de gramos de contaminantes emitidos por hora, las emisiones diarias estimadas de contaminantes atmosféricos durante la etapa de construcción son las siguientes:

Tipo de emisiones	Cantidad
MP10 ³³	13 kg/día
MP2.5 ³⁴	12 kg/día
NO _x	16 kg/día
CO _v	1,5 kg/día
CO	4,2 kg/día
SO ₂	0,3 kg/día

Las emisiones de contaminantes a la atmósfera derivadas de la generación eléctrica durante la etapa de operación serán nulas al tratarse de una fuente de energía renovable que aprovecha la radiación solar para producir electricidad. Únicamente existirán emisiones correspondientes a los vehículos de transporte del personal para el mantenimiento y limpieza de la planta, derivadas de la emisión de los motores de los propios vehículos y al tránsito de los mismos por las diferentes vías. Estas emisiones estimadas serán:

Tipo de emisiones	Cantidad
MP10	1 kg/día
MP2.5	0,1 kg/día
NO _x	0,01 kg/día
CO _v	0 kg/día
CO	0,005 kg/día
SO ₂	0 kg/día

Una vez concluida la explotación de la planta se procederá a la revegetación para conseguir una situación al final del proyecto lo más parecida a la situación preoperacional, para lo que se realizarán los siguientes trabajos de desmantelamiento y restauración:

- a) Fase de desmontaje: Las actuaciones a realizar para el desmontaje de los elementos de la planta solar serían las siguientes:

³³ Partículas inhalables gruesas, de diámetro comprendido entre 2,5 y 10 micrómetros.

³⁴ Partículas inhalables finas, de diámetro menor de 2,5 micrómetros.

- Retirada de los paneles: En primer lugar, se realizará la desconexión de los paneles. Posteriormente, y sin otro medio que el manual, se desmontarán los paneles y se cargarán a un camión para su transporte final a un gestor autorizado para su correcto tratamiento y reciclado.
 - Desmontaje de la estructura soporte: El desmontaje de la estructura soporte consistirá básicamente en un desensamblaje de la estructura que sostiene los paneles. Posteriormente se apilarán en un lugar destinado para ello, desde el cual serán cargados a un camión para su transporte definitivo a un gestor final autorizado.
 - Desmontaje de centro de transformación: Se procederá a la desconexión, desmontaje y retirada del inversor. Posteriormente se realizará la demolición de la caseta que alberga al mismo. Finalmente, tanto los restos de la caseta como el inversor (por separado) se transportarán a un gestor final para su tratamiento y reutilización.
 - Retirada de las cimentaciones: Una vez libre de sus diferentes elementos, se procederá al desmantelamiento de las cimentaciones. En el caso de que la sujeción de la estructura sea por medio de micro-pilotes de hormigón, se usará una excavadora que retirará cada pieza, cargando un camión que transportará cada bloque de hormigón hasta una planta de tratamiento. Finalmente, los huecos resultantes de la retirada de las cimentaciones serán rellenados por tierra vegetal. En el caso de una cimentación por zapatas corridas, el desmantelamiento será más costoso que con micro-pilotes, al ser mayor la cantidad de hormigón a retirar. En resumen, todo el desmontaje de los componentes se hará mediante operarios, la carga de las piezas a camiones mediante grúa y el transporte de las piezas hasta el establecimiento de destino mediante camiones.
- b) Fase de restauración: Una vez finalizada la explotación de la planta solar, y habiendo realizado el desmontaje de los componentes de la planta, tendrá lugar la restauración de la explanación donde se ubica la planta. Las operaciones a realizar serán las siguientes:
- Descompactación.
 - Aporte de tierra vegetal procedente de los montículos creados a tal efecto en la fase de construcción.
 - Extendido de la tierra vegetal.
 - Despedregado.
 - Escarificación superficial.

El Proyecto realiza una breve descripción de la afección medioambiental de la instalación, que considera ha sido diseñada, tanto en la fase constructiva como en el desarrollo normal de su actividad, para reducir al máximo las posibles afectaciones medioambientales:

- Afectación medioambiental en la fase constructiva: Todos los elementos constructivos serán reciclables y no tendrán ninguna reacción ni afectación sobre el medio ambiente. Los residuos generados en la obra (plásticos, cartón, etc.), serán recogidos y gestionados en vertederos correspondientes,

de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente en materia de residuos. No se generará ningún tipo de escombros durante la realización de la instalación.

- Afectación medioambiental en la fase de explotación: La fase de explotación no tendrá ninguna afectación negativa desde el punto de vista medioambiental.
- Afectación sobre el ciclo del agua: El agua no intervendrá en la fase de explotación de la instalación fotovoltaica. No se necesitará ni acometida de agua ni sistemas de recogida y vertido. En cuanto a las aguas de lluvia, la instalación no tiene ninguna afectación.
- Producción y gestión de residuos: La actividad normal de la planta no producirá ningún residuo, y en el caso puntual de averías que puedan ocasionar algún elemento de rechazo, éste se gestionará de acuerdo con la normativa vigente de gestión de residuos.
- Reciclaje de la instalación: Hay que tener en cuenta que la planta tiene una vida media de unos 30 años y que, en el momento que se proceda a su retirada, todos los elementos son reciclables. En particular, los paneles fotovoltaicos están fabricados de silicio, material que se encuentra de forma natural en la tierra y que, en definitiva, se tritura y se recicla al igual que el vidrio. Existen actualmente ciclos de reciclaje de instalaciones fotovoltaicas patentados y totalmente normalizados.

4.3 Circunstancias del emplazamiento de la instalación

La PSF OLMEDILLA HIVE se ubicará en el término municipal de Olmedilla de Alarcón (Cuenca). Los detalles de su ubicación son los siguientes:

Altitud	848 m
Coordenadas UTM	X: 5781620,4 m Y: 43842535,7 m
Coordenadas de acceso a la planta	Sistema UTM 30 N, • Zona Norte: X: 579155, Y: 4384792 • Zona Sur: X: 579148, Y: 4384776

En cuanto a los accesos, se utilizarán los caminos existentes, en concreto la carretera comarcal CM-2100, sobre la que se realizarán las adecuaciones necesarias para la correcta circulación de la maquinaria y los vehículos utilizados en la construcción de la planta.

La planta ocupará 352 hectáreas; los módulos fotovoltaicos ocuparán 890.064 m², los 47 inversores 3.290 m² y las instalaciones auxiliares 12.709 m². El vallado, de una altura máxima de 2 metros, será de 22.664 metros divididos en cinco islas. Los caminos internos tendrán una longitud total de 15.400 metros; las zanjas para líneas eléctricas soterradas 24.000 metros y los cables de MT 33.948 metros.

La subestación Olmedilla HIVE–Romeral a 30/132 kV se ubicará en el término municipal de Olmedilla de Alarcón, concretamente a 2 km de este municipio y a

6 km del término municipal de Valverdejo. Sus coordenadas de referencia son: X: 578098.054 (m) Y: 4383657.00 (m) UTM WGS84 Zona 30.

La línea eléctrica de 132 kV que evacuará la energía producida por cuatro plantas fotovoltaicas, transportará una potencia total de 344 MW nominales, contará con una longitud de 6,5 km para el tramo que corresponde a doble circuito y conectará en las subestaciones Olmedilla Renovables a 132/400 kV (existente) y Sabinar Generación a 132/400 kV (en fase de desarrollo), instalaciones de enlace con la SE Olmedilla 400 kV de REE. Se ubicará en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo (Cuenca), será, tal como se ha indicado, de doble circuito para la evacuación de la potencia de las plantas Sabinar Hive, OLMEDILLA HIVE y FV Romeral Iberdrola —plantas que comparten la subestación denominada Olmedilla Hive-Romeral— y se realizará un entronque en el apoyo número 14 en donde se evacuará la potencia de la planta Olmedilla Iberdrola. El trazado definitivo se ha proyectado de manera que su trayectoria sea lo más sencilla posible, buscando el mínimo impacto ambiental. La lista de parcelas por las que discurre la línea es la siguiente:

Término Municipal	Parcela número
Olmedilla de Alarcón	16151A50400001
Olmedilla de Alarcón	16151A50300058
Olmedilla de Alarcón	16246A50900004
Olmedilla de Alarcón	16246A50900001
Olmedilla de Alarcón	16246A50900002
Olmedilla de Alarcón	16246A51000003
Valverdejo	16246A51100002
Valverdejo	16246A51100001
Olmedilla de Alarcón	16151A50300001

La ST Sabinar Generación se ubicará en la localidad de Olmedilla de Alarcón, en las siguientes coordenadas de referencia en el Sistema Universal Transverse Mercator (UTM) referidas al Datum WGS84 30 Norte: X:578787,00 (m), Y:4388362,00 (m). Ocupará una superficie de 7.742 m². Se sitúa en una zona de pendientes suaves, sobre suelos poco desarrollados tipo Inceptisol. Respecto a la hidrología, se encuentra fuera de la zona de servidumbre y policía de cauces; el cauce más cercano, un arroyo sin denominación afluente del arroyo de la Hoz, dista 600 metros del punto más cercano de la subestación y 500 metros de la línea eléctrica de conexión con la Subestación de Olmedilla.

El área ocupada por la subestación actualmente coincide con terrenos de cultivo de secano sin ningún valor botánico destacable. La línea eléctrica subterránea atraviesa estos mismos cultivos en su zona norte hasta llegar al límite de la subestación de Olmedilla, en la que discurre por el límite este, rodeando la subestación, y ocupando en su mayor parte terrenos degradados. A lo largo de dos tramos de 65 y 35 metros respectivamente, será colindante a terrenos con pinos. Ocupará un biotopo de agrosistema mixto, biotopo de escasa calidad por su alto grado de antropización y por su cercanía a áreas antropizadas como la ST Olmedilla Renovables. La zona ocupada por la ST

Sabinar Generación no se superpone a zonas de especial relevancia ambiental.

La línea subterránea de Alta Tensión a 400 kV que partirá de la ST Sabinar Generación hasta el punto de conexión al sistema eléctrico en Olmedilla 400 kV, de REE, tendrá una longitud de 420 metros y se ubicará en el término municipal de Olmedilla de Alarcón, en concreto afectará a la parcela número 16151A50300001 de dicho término municipal. Su trazado definitivo se ha proyectado de manera que su trayectoria sea lo más sencilla posible, buscando el mínimo impacto ambiental. En su recorrido se verá afectada a su vez por los siguientes cruzamientos:

- Línea Eléctrica SE Olmedilla Hive Romeral – SE Olmedilla Renovables (en fase de tramitación).
- Línea aérea existente 132 kV Iberdrola que llega a la subestación SE Olmedilla Renovables.
- Línea aérea existente 400 kV REE que conecta a la subestación Olmedilla 400 kV.

El área en la que se inscribe el proyecto forma parte de la comarca de La Manchuela Conquense, en una zona mayoritariamente llana, aunque cuenta con ciertas irregularidades a causa de los cerros y cuevas que se insertan en este terreno, que marcan la geomorfología de la zona. Los elementos predominantes en el paisaje son el Embalse de Alarcón, las formaciones arboladas situadas en los cerros y cuevas, así como el notable desarrollo de plantas solares en la zona. Se trata de un territorio con altitudes entre los 780 y los 1.088 metros, dependiendo de si se trata del Embalse de Alarcón (zonas bajas) o de la zona de cuevas al noreste de la zona de estudio (zonas altas). El paisaje está constituido por una matriz paisajística de cultivos en los fondos de valle, que ha sustituido a lo largo del tiempo a las etapas sucesionales de vegetación existentes antaño y que ha moldeado el paisaje de la región. Sobre estos cultivos se inserta la vegetación más naturalizada, como son las zonas arboladas, ésta últimas en forma de manchas dispersas.

Es una zona con un clima marcadamente mediterráneo, con una temperatura media anual de 13 °C y una oscilación térmica aproximada de 19,4 °C — considerando la media del mes más frío (enero) y la del más cálido (julio)—. En relación a las temperaturas más extremas, cabe destacar una media de las máximas del mes más cálido de 32,7 °C y una media de las mínimas del mes más frío de -0,8 °C. El invierno se alarga desde el mes de noviembre al mes de marzo, cuando las temperaturas medias que se registran están por debajo de los 10°C. El otoño y la primavera son de corta duración. La estación veraniega (cuando las temperaturas medias superan los 15 °C) suele durar cuatro meses. El periodo frío o de heladas abarca un total de seis meses.

Las precipitaciones son relativamente escasas, en torno a los 512,80 mm anuales³⁵. Se distribuyen de forma relativamente regular a lo largo de las

³⁵ 1 milímetro de agua de lluvia equivale a 1 litro de agua por m².

estaciones de invierno, primavera y otoño, reduciéndose a la mitad en la estación de verano, produciéndose una sequía estival característica de territorios de la región mediterránea. El periodo seco o árido es de 3,5 meses, coincidiendo con el máximo estío de julio y agosto.

Dadas estas características, la planta se ubicará en una zona cuyo grupo climático es el Mediterráneo templado. Por tanto, las mayores irradiaciones globales se darán en los meses de mayo a agosto.

El régimen eólico de esta zona se caracteriza por tener una elevada frecuencia de vientos básicamente en dos direcciones: Los de componente Oeste y Oeste-Noroeste y los de componente Este y Este-Sudeste, tanto en frecuencia como en velocidad.

Según el "Informe Anual de Calidad del Aire de Castilla-La Mancha 2016", a grandes rasgos la calidad del aire de la zona de estudio donde se implantará el proyecto se puede calificar como buena, aunque se trata de una información orientativa, puesto que las estaciones de medida seleccionadas para caracterizar la zona se encuentran alejadas del ámbito de estudio. Se trata de una zona rural, alejada de aglomeraciones urbanas y de grandes industrias contaminantes, por lo que su calidad del aire será mejor que la establecida en zonas urbanas con mayor número de fuentes contaminantes.

El área en la que se situará el proyecto se ubica en la Cuenca del río Júcar. El curso fluvial más importante de la comarca es el propio río Júcar, que pasa a estar embalsado en el entorno del proyecto, conformando el Embalse de Alarcón, discurriendo aguas debajo de este embalse entre las Hoces del Alarcón. El proyecto se situaría a unos 3,6 km al norte del propio río Júcar (aguas abajo del Embalse de Alarcón, en la masa denominada Río Júcar-Az. Henchideros cod.18.08), y aproximadamente a 1,5 km hacia el este del Embalse de Alarcón, principal masa de agua de la zona. Aparte del embalse, la masa de agua superficial más cercana incluida en el Plan Hidrológico sería el Vallejo de los Muertos, a unos 1,2 km al este de las actuaciones. El Arroyo de la Hoz y Vallejo del Águila intersectan con la línea eléctrica de evacuación. Además se observan una serie de cauces innominados temporales que coinciden con las actuaciones.

Consultada la cartografía del Instituto Geológico y Minero de España, se ha observado que la mayor parte de la zona de paneles solares se corresponde con formaciones evaporíticas, ígneas y metadetríticas de alta o muy alta permeabilidad. En la parte más oriental de la zona de actuación y en la mayor parte del trazado de la Línea de Alta Tensión (LAT) de evacuación dominan, por el contrario, formaciones detríticas y cuaternarias de permeabilidad media.

Desde el punto de vista hidrogeológico, el área de actuación se sitúa sobre dos Masas de Agua subterránea denominadas: Terciario de Alarcón — recogida en el último Plan Hidrológico de la Confederación Hidrográfica del Júcar, presenta una extensión de 1.236,78 km² y ocupa la zona centro de la provincia de Cuenca, situándose en la zona occidental de la Cuenca del Júcar— y Mancha

Oriental —también recogida en el Plan mencionado, presenta una extensión de 7.118,14 km² y ocupa la zona sur-oriental de la provincia de Cuenca y la zona norte-centro de la provincia de Albacete, siendo la masa de agua subterránea con mayor superficie de toda la cuenca del Río Júcar—.

Geológicamente, la zona de estudio donde se ubicará la planta forma parte del enlace entre la zona marginal suroccidental de la Cordillera Ibérica (Serranía de Cuenca) y el límite sureste de la Sierra de Altomira. Las principales formaciones, localizadas en la parte central de la zona de estudio, están formadas por términos arenoso-conglomeráticos, en los que los cambios laterales de facies son frecuentes y rápidos, con algunas intercalaciones arcillosas más abundantes hacia la base. Una pequeña área en la zona sur del proyecto, junto con la zona noreste de la zona de actuación, se encuentran situadas sobre conglomerados. La zona norte del proyecto, coincidiendo con la LAT de evacuación, se encuentra situada sobre conglomerados de cantos calcáreos que varían de angulosos a subredondeados, con matriz arenosoarcillosa. Está bastante cementado y forma un glacis que se apoya en el flanco sur del anticlinal cretácico de Barchín del Hoyo. En la zona de estudio no existe ningún punto de interés geológico (según la base de datos del Instituto Geológico y Minero Español). La descripción de la geología y geomorfología abarca un amplio territorio, que describe toda la poligonal, por lo que la instalación se situará sobre la unidad geológica morfoestructural de la “Cuenca sedimentaria” y, más concretamente, en los “Páramos calcáreos”.

Los suelos sobre los que se sitúan las parcelas de actuación son de tipo inceptisol, que son suelos con los horizontes poco desarrollados, predominantemente eluviales, que están continuamente perdiendo materiales; generalmente localizados en pendientes fuertes o zonas con presiones antrópicas (por ejemplo, tierras de cultivo).

La vegetación que actualmente se desarrolla sobre la zona se encuentra altamente influenciada por la mano del hombre, encontrándose muy alejada de su óptimo en la mayor parte de su superficie. Puede hablarse de una vegetación diferenciada, donde los valles han sufrido una intensa transformación con fines agrícolas que ha provocado la sustitución de la mayor parte de la vegetación serial por amplias extensiones dedicadas a tierra de labor, dando lugar a un mosaico de cultivos, prados y eriales, que se entremezclan con zonas arboladas y sebes. El proyecto se enmarca en una comarca de uso mayoritariamente agrario y también forestal, en donde el territorio conforma un mosaico de parcelas dominadas por cultivos herbáceos fundamentalmente de secano. El uso forestal se restringe a las zonas arboladas de los cerros y cuevas donde, sobre todo al norte de la zona del estudio, existen formaciones arboladas compuestas principalmente por pinares de pino resinero de región mediterránea, pinares de pino carrasco, mezclas de estas coníferas, encinares y mezclas de frondosas y coníferas. Cabe mencionar que la línea eléctrica de evacuación, en su parte final, antes de la subestación final, cruzará un terreno de monte compuesto por mezcla de coníferas y frondosas (pinares y encinas).

El área donde se ubicará la instalación presenta las características adecuadas para albergar una fauna diversa, puesto que los diferentes biotopos presentes en la zona presentes pueden configurarse en zonas de refugio y alimentación de varias especies de vertebrados.

El proyecto se ubicará mayoritariamente sobre agrosistemas mixtos³⁶ y zonas forestadas³⁷, no presentando afección al biotopo de zonas húmedas. La caracterización faunística de la zona se ha realizado mediante un estudio de aves (centrado en especies esteparias) y otro de corredores para mamíferos, por ser estos dos grupos los que potencialmente podrían verse afectados por una instalación de estas características que ocupa una amplia superficie del biotopo tipo agrosistema mixto. De todo el inventario faunístico de la zona de estudio en la que se ubicará el proyecto, varias especies se encuentran en la categoría de taxones amenazados según el Catálogo Regional de Especies Amenazadas, como son el águila culebrera, el águila real, el alcotán, el fumarel común, el gavilán común y la grulla común. No se ha identificado la presencia de especies recogidas en el catálogo nacional o regional de especies amenazadas en categoría vulnerable o en peligro de extinción, las únicas especies identificadas en alguna categoría de protección son la garduña y el erizo, consideradas de interés especial en el catálogo regional de fauna de Castilla-La Mancha.

En términos generales el ámbito de estudio muestra una buena conectividad de las zonas de mayor interés para la fauna que podría verse afectada por la implantación de la planta solar, tales como el corzo, jabalí, gamo o zorro. Existen corredores de paso que unen las zonas forestales, de mayor uso por las especies, con zonas de atracción para la fauna como los márgenes del Embalse de Alarcón. Estos corredores se corresponden principalmente con vallejitos de ríos temporales que atraviesan el ámbito de estudio de norte a sur, o con los propios márgenes del Embalse de Alarcón que une la zona norte y sur. Se aprecia la existencia de zonas de paso preferente de fauna, especialmente del tipo fauna asociada a hábitat forestal, por la zona oeste del ámbito de estudio que une el Embalse de Alarcón con la zona boscosa del norte. Del análisis de los resultados se constata que las especies se distribuyen a lo largo de todo el territorio, incluidas zonas que en un futuro constituirán los corredores de fauna entre las secciones de la PSF OLMEDILLA HIVE. Se ha comprobado, mediante el estudio de invierno, que ciertas especies focales, ligadas al medio forestal (corzos, gamos, ginetas, muflones) no utilizan como paso preferente las zonas de cultivo ocupadas por la planta solar. En cambio sí que son utilizadas por otras especies más abundantes y con mayor rango de dispersión por cultivos agrícolas como el jabalí o el zorro, y para los cuales la existencia de corredores facilitará el movimiento por la zona.

³⁶ Se corresponde con la unidad de vegetación de cultivos y eriales; los cultivos de cereal y las plantas asociadas al mismo constituyen una fuente de alimentación para animales sobre todo herbívoros e insectívoros, e indirectamente para predadores que se alimentan de estos.

³⁷ Unidades de vegetación que presentan una estructura arbolada en parte de su superficie, como son las unidades de encinar, coscojar, bosques de coníferas, sabinars, choperas y plataneras de producción y mezcla de coníferas y frondosas autóctonas.

La zona de estudio no presenta abundancia ni comunidades de aves esteparias (grupo con mayor riesgo de afección). Es cierto que algunas áreas presentan variedad de recursos alimenticios tanto por la presencia de extensiones de cultivos como por la presencia de insectos, micromamíferos y otras especies que sirven de alimento para las aves esteparias y para otras aves de interés como el águila perdicera (cuya zona de protección se sitúa a 3,5 km de distancia), o el águila real o águila culebrera, avistadas en el ámbito de estudio, pero de forma muy escasa.

El espacio natural protegido más cercano se encuentra a más de 10 km de distancia de la zona donde se ubicará la planta (Microrreserva de la Cueva de la Judía).

Los espacios de la Red Natura 2000 más próximos al área de ejecución del proyecto son la ZEC³⁸ "Hoces del Alarcón", que se sitúa a unos 3,5 km del proyecto hacia el sur de la zona de actuación, y la ZEC y ZEPA³⁹ "Hoz del Río Gritos y Páramos de Las Valeras", que se localiza a 16 km hacia el norte de la zona de actuación del proyecto.

La línea de evacuación coincide con un monte de utilidad pública denominado "La Dehesilla", propiedad del Ayuntamiento de Valverdejo, situado a 1,15 km de la zona de paneles solares. Además, se identifica un monte público en la ribera del Embalse de Alarcón, a unos 800 metros al oeste de la zona de actuación, siendo de titularidad estatal.

La parte más meridional de la zona de actuación intersectaría con una vía pecuaria, denominada Colada de los Arrieros, también denominada vía pecuaria la Cañada Nueva.

La prospección arqueológica realizada no detectó restos de interés cultural que fueran afectados por las acciones del proyecto. Sin embargo, como ya se ha indicado, se afecta directamente a un Área de Prevención Arqueológica denominada "Cañada Nueva". Asimismo, en la zona de estudio se han identificado dos elementos de patrimonio de interés: Corral del Sabinar y Casa del Sabinar.

En lo que se refiere a riesgos sísmicos, la provincia de Cuenca se corresponde con la zona de menor intensidad sísmica de España, luego sus riesgos sísmicos serán prácticamente nulos.

La afección paisajística que genera la presencia de las líneas eléctricas debe valorarse ante la presencia de la subestación eléctrica de Olmedilla, a la que llegan y de la que parten un número importante de líneas eléctricas, contabilizándose al menos 10 líneas eléctricas existentes con sus correspondientes apoyos. Por tanto, es un entorno altamente alterado desde el

³⁸ Zona de Especial Conservación.

³⁹ Zona de Especial Protección para Aves.

punto de vista paisajístico. En términos globales, la valoración del impacto sobre la calidad del paisaje es moderado.

El punto sensible de mayor accesibilidad visual de la planta es un tramo de 4 km de la carretera CM-2100 que une Olmedilla de Alarcón con la N-III, desde el que se observa la planta a corta distancia en dirección oblicua o lateral. Se ejecutarán corredores de fauna que realizarán plantaciones que actuarán como barrera visual, de forma que se reduzca en parte la visibilidad de la planta solar desde la carretera.

Finalmente, en el informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, de fecha 5 de noviembre de 2019, se indica que el Ayuntamiento de Valverdejo emitió informe favorable y que el de Olmedilla de Alarcón, una vez finalizados los plazos de consulta, no remitió respuesta alguna, por lo que se entiende su conformidad. En todo caso, ninguna de las administraciones y organismos consultados han presentado alegaciones al proyecto. Por tanto, la mencionada Subdelegación del Gobierno emitió informe favorable al proyecto, señalando que la instalación deberá proyectarse, construirse y mantenerse de forma que no afecte al ciclo del agua, sobre todo en lo referente a los aceites utilizados en la instalación y posibles vertidos que se generen, tal y como había indicado la Agencia del Agua de la Consejería de Fomento de Castilla-La Mancha.

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

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

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

4.4.1 Capacidad legal

OLMEDILLA HIVE es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 7 de abril de 2017, por dos socios, WHITE LIGHT ENERGY, S.L. (en adelante WHITE LIGHT) y HIVE ENERGY LIMITED (en adelante HIVE ENERGY). La Sociedad se registró, según se indica en las mencionadas escrituras, por lo dispuesto en el RDL 1/2010, demás disposiciones legales aplicables y por sus estatutos, el artículo 2 de los cuales define su objeto social como «*la producción de energía eléctrica a través de cualquiera de las formas o procedimientos posibles; el diseño, promoción, construcción y explotación de parques productores de energía renovable; la realización de toda clase de obras y servicios relacionados con*

los puntos anteriores», actividades que la sociedad podrá desempeñar de forma total o parcialmente de modo indirecto, mediante la participación en otra u otras sociedades con objeto análogo. En el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) de fecha 16 de marzo de 2020 se han publicado una serie de cambios producidos en la empresa, que incluyen modificaciones en sus estatutos que suponen, entre otros, el cambio del objeto social, que queda definido como «la promoción, estudio, proyecto, planificación, ejecución, construcción, puesta en marcha, explotación, gestión, conservación y mantenimiento de instalaciones de generación de electricidad a través de energía fotovoltaica u otras fuentes de energía renovables, así como de sus infraestructuras eléctricas accesorias, bien directamente o bien a través de la participación en cualesquiera otras sociedades o empresas».

WHITE LIGHT es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 7 de enero de 2016, con el objeto social de *«la adquisición, cesión, tenencia, disfrute, administración, gestión y negociación en general de valores mobiliarios, participaciones sociales e inmuebles, todo ello sin incidir en las actividades u operaciones reguladas por la legislación de Instituciones de Inversión Colectiva y Ley de Mercado de Valores; el asesoramiento y la administración de empresas relacionadas con el sector energético; la intermediación comercial».*

HIVE ENERGY es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad británica, constituida el 10 de diciembre de 2009 —originalmente denominada Euphony Telecommunications Limited, habiendo cambiado su nombre a Hive Telecom Limited el 2 de junio de 2010 y el 19 de octubre de 2010 cambió de nuevo su denominación por la actual HIVE ENERGY— conforme a las leyes de Inglaterra y Gales e inscrita en el Registro Mercantil de la Cámara de Comercio de Inglaterra, con el objeto social, entre otros, de la prestación de servicios de telecomunicaciones y el desarrollo de plantas fotovoltaicas.

Desde la constitución de OLMEDILLA HIVE, HIVE ENERGY ha sido su socio mayoritario, siendo el titular del 80% de las participaciones sociales representativas de su capital, mientras que WHITE LIGHT ha sido el titular del 20% restante.

Mediante escritura de elevación a público del contrato de compraventa de participaciones sociales de OLMEDILLA HIVE, de fecha 30 de enero de 2020, dos sociedades, Noy Renewable Energies Europe, Limited Partnership (en adelante NOY RENEWABLE) y Eranovum Energy 1, S.L. (en adelante ERANOVUM), adquieren el 83% y el 5% respectivamente de las participaciones sociales que constituyen el capital social de OLMEDILLA HIVE, mediante la transmisión del 73% del capital social por parte de HIVE ENERGY y el 15% por parte de WHITE LIGHT, por lo que estos dos socios fundadores mantienen una participación en OLMEDILLA HIVE de un 7% y un 5% respectivamente.

Dicho contrato de compraventa fue novado subjetivamente en virtud del contrato de cesión de la posición contractual de fecha 26 de enero de 2020

mediante el cual Andrómeda Solutions Korlátolt Felelősségu Társaság (en adelante ANDRÓMEDA SOLUTIONS) se subrogó, entre otros, en la posición contractual de NOY RENEWABLE bajo el Contrato de Compraventa.

ANDRÓMEDA SOLUTIONS es, por tanto, el actual socio mayoritario de OLMEDILLA HIVE. Se trata de una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad húngara, constituida el 9 de enero de 2020 y registrada el 15 de enero de 2020 en el Registro Mercantil de Budapest conforme a las leyes de Hungría, cuyo socio único es NOY RENEWABLE. Constituye su objeto social, entre otros, la realización de actividades de sociedades holding, y se ha constituido fundamentalmente para canalizar el desarrollo de proyectos de energía renovable por parte del Grupo NOY.

NOY RENEWABLE es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, constituida y registrada en el Registro Mercantil de Tel Aviv con fecha 18 de noviembre de 2019, cuyos socios son Noy E.I. Infrastructure and Energy G.P., Limited Partnership, (en adelante NOY E.I.) y Noy 3 Infrastructure and Energy Investment, Limited Partnership, (en adelante NOY 3). Su objeto social es la administración y financiación de proyectos de infraestructuras y energía, en línea con la actividad del Grupo NOY.

NOY E.I. es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, constituida y registrada en el Registro Mercantil de Tel Aviv con fecha 13 de abril de 2011, y es el socio general⁴⁰ de NOY RENEWABLE y de NOY 3. Su objeto social consiste en llevar a cabo funciones de socio general, ejerciendo estas funciones en los vehículos de inversión del Grupo NOY para el desarrollo de proyectos de infraestructuras energéticas.

NOY 3 es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, constituida el 23 de mayo de 2018 e inscrita en el Registro Mercantil de Tel Aviv. Su objeto social es la inversión y gestión de proyectos de infraestructuras y energía dentro y fuera de Israel, que llevan a cabo las sociedades correspondientes del Grupo NOY. El 4 de junio de 2018 los inversores de NOY 3 y su socio general, NOY E.I., firmaron el Acuerdo de asociación de NOY 3 que rige las relaciones entre las partes y todos los aspectos de su actividad. Dicho socio general es el responsable de la gestión de NOY 3 y su actividad comercial, además de tener la facultad de actuar en su nombre y ejercer todos sus derechos y funciones.

ERANOVUM es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 22 de agosto de 2019 bajo la denominación GLOBAL CIMBRANOS, S.L. Se declaró la pérdida de unipersonalidad en escritura de fecha 24 de octubre de 2019 y cambió su

⁴⁰ Socio general o '*General Partner*' es una figura que no existe en el ordenamiento jurídico español, pero sí en jurisdicciones extranjeras, caso de la israelí. Es el socio inversor que participa en el capital social de una sociedad junto con otros inversores ('*limited partners*'), pero a diferencia de estos últimos, es el que adopta las decisiones, sin necesidad de contar con el respaldo del resto de socios y, por tanto, sobre el que recae la responsabilidad.

denominación por la actual en virtud de escritura de fecha 4 de diciembre de 2019. Su objeto social es, entre otros, *«la planificación, diseño, desarrollo, comercialización, administración y explotación de instalaciones y plantas de producción de energía a partir de recursos naturales como el sol, el viento u otros, incluyéndose en este sentido la venta de la energía eléctrica producida por dichas instalaciones»*.

Por tanto, en la actualidad, OLMEDILLA HIVE está participada por cuatro socios —ANDRÓMEDA SOLUTIONS que es titular del 83% de las participaciones sociales representativas del capital social de la sociedad, HIVE ENERGY que es titular del 7%, ERANOVUM del 5% y WHITE LIGHT que es titular del 5% restante—, todas ellas sociedades constituidas legalmente.

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

4.4.2 Capacidad técnica

El artículo 121.3.b) del RD 1955/2000 exige la concurrencia de alguna de las siguientes condiciones para considerar acreditada la capacidad técnica de los solicitantes de las autorizaciones:

1ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

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

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

Como ya se ha indicado, OLMEDILLA HIVE es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF OLMEDILLA HIVE, y, en aplicación de la segunda condición del artículo mencionado anteriormente, será la experiencia de sus socios la que acredite su capacidad técnica. En la actualidad el socio mayoritario de OLMEDILLA HIVE es ANDRÓMEDA SOLUTIONS, sociedad constituida el 9 de enero de 2020, por lo que aún no ha desarrollado actividad alguna, al igual que su socio único, NOY RENEWABLE, sociedad de que fue constituida con fecha 18 de noviembre de 2019. Por tanto, será la pertenencia al Grupo NOY la que acredite la capacidad técnica de OLMEDILLA HIVE.

El Grupo NOY cuenta con experiencia en el sector de generación renovable. Se trata de un grupo que se estableció en mayo de 2011 a través de la

iniciativa de sus primeros inversores, Poalim Capital Markets (miembro del Grupo Poalim) y el Grupo Clal, dos de los principales grupos de inversión de Israel. Los administradores de los fondos de inversión que lo financian disfrutaron del apoyo de los mercados de capitales locales, habiendo recaudado más de 1.100 millones de dólares de muchos de los mayores inversores institucionales de Israel. En las últimas dos décadas, los miembros del equipo de Noy Fund han participado en muchos de los proyectos de infraestructura a gran escala ejecutados en Israel y han tenido una contribución significativa a la financiación de proyectos en dicho país. Los proyectos que el conjunto de sociedades del Grupo NOY han llevado a cabo, directamente o a través de sociedades vehiculares, en los últimos años, según datos aportados por el propio promotor de la PSF OLMEDILLA HIVE, especificando el año desde el que el Grupo NOY ha entrado en el proyecto, son los siguientes:

Proyecto	Tecnología	País	Potencia (MWp)	Estado	Año de entrada del Grupo NOY
Hoddesdon Energy Limited	Gestión de residuos	Inglaterra	10	Operativo desde 2020	2015
Negev Energy	Termosolar	Israel	121	Operativo desde 2019	2016
Megalim	Termosolar	Israel	121	Operativo desde 2019	2013
Welland Bio Power Limited	Gestión de residuos	Inglaterra	10	Operativo desde 2018	2015
Haluziot	Fotovoltaica	Israel	55	Operativo desde 2015	2013
GSI	Fotovoltaica	Israel	35	Operativo desde 2014	2012
Mivtachim	Fotovoltaica	Israel	10	Operativo desde 2013	2013
Sonnen	Fotovoltaica	Italia	6,7	Operativo desde 2013	2013-2018
Aspen Solar	Fotovoltaica	Israel	14	Operativo desde 2012	2017
Ketura	Fotovoltaica	Israel	5	Operativo desde 2011	2012
Energy Works Hull	Gestión de residuos	Inglaterra	25	En procedimiento para la puesta en servicio	2015
Cohav Hayarden	Plantas hidráulicas de bombeo	Israel	350	En construcción	2016
TOTAL MWp			762,7		

Por tanto, a día de hoy, el Grupo NOY participa en proyectos renovables con potencia total de 762,7 MW, de los cuales 51,7 MW están localizados en Europa.

Asimismo, en aplicación de la tercera condición de dicho artículo 121.3.b), en la operación de compraventa llevada a cabo con fecha 30 de enero de 2020 se ha incluido un contrato de desarrollo de servicios ("*Development Services Agreement*") suscrito entre OLMEDILLA HIVE, como cliente, HIVE ENERGY y WHITE LIGHT, como desarrolladores, y ANDRÓMEDA SOLUTIONS y ERANOVUM ENERGY, formalizado en la misma fecha. El desarrollo de la

planta sigue, por tanto, a cargo de HIVE ENERGY, sociedad que mantiene una participación en OLMEDILLA HIVE de un 7%, la misma sociedad que originalmente acreditó la capacidad técnica en el momento de la solicitud. Esta sociedad ha participado desde el año 2010 en la importante expansión de generación de energía mediante tecnología solar fotovoltaica que se ha producido en Reino Unido, hasta desarrollar 30 parques solares en los últimos cinco años con una capacidad de más de 300 MW en todo el país, con instalaciones como el Parque Solar Southwick Estate de 48 MW, en Hampshire, que en marzo de 2015 era el parque solar más grande del Reino Unido. Recientemente ha presentado solicitud para el Parque Solar Cleve Hill, de 350 MW, uno de los primeros de parques sin subsidio en el Reino Unido. HIVE ENERGY está desplegando su experiencia en desarrollo y recursos de capital en nuevos mercados, y en la actualidad cuenta con una red de siete oficinas globales con una importante cartera de proyectos internacionales en desarrollo y más de 2,5 GW de energía en procesos de licitación en todo el mundo. En España desarrolla proyectos por una capacidad de más de 1.200 MW, en diferentes fases de desarrollo, entre los que cabría destacar la instalación solar fotovoltaica VALDESOLAR HIVE de 264 MW en Valdecaballeros (Badajoz)⁴¹.

Estas cifras avalan la capacidad técnica de la empresa promotora de la instalación, teniendo en cuenta la experiencia y conocimiento técnico en el sector de las energías renovables de sus socios, según los términos previstos en el artículo 121.3. b) del Real Decreto 1955/2000.

4.4.3 Capacidad económico-financiera

Según consta en el anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca por el que se somete a información pública la modificación del Anteproyecto y del EsIA correspondientes a la PSF OLMEDILLA HIVE y su infraestructura de evacuación, publicado en el BOE de 10 de julio de 2019, y verificado en los diferentes Proyectos presentados⁴², el presupuesto estimado para la construcción de la planta solar asciende a **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

Las Cuentas Anuales Abreviadas del promotor del proyecto, OLMEDILLA HIVE, correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, depositadas en el Registro Mercantil de Alicante en fecha 29 de enero de 2020, arrojan los siguientes resultados:

⁴¹ El informe preceptivo respecto a la Propuesta de Resolución de la DGPEM que otorga autorización administrativa previa a esta instalación fotovoltaica fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC celebrada el 14 de enero de 2020 ([INF/DE/139/19](#)).

⁴² 'Memoria Descriptiva Planta Fotovoltaica Olmedilla HIVE', de fecha 14/06/2019; 'Proyecto de ejecución Infraestructura de evacuación Sabinar – Olmedilla HIVE (Subestación Olmedilla HIVE y Línea de evacuación Olmedilla Hive Romeral – SE Olmedilla Renovables / SE Sabinar Generación)'; 'Proyecto Básico Sabinar Generación (ST Sabinar Generación 400/132 kV y LSAT 400 kV ST Sabinar Generación – ST Olmedilla 400 kV)', estos dos últimos de fecha 30/05/2019.

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que OLMEDILLA HIVE cuenta con un patrimonio neto equilibrado. Incluso, tal y como se especifica en la propia Memoria de la sociedad, en el ejercicio 2019 se ha producido un cambio de criterio en la contabilización los gastos que fueron considerados en el ejercicio 2017, **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**

OLMEDILLA HIVE, como sociedad española de responsabilidad limitada, fue constituida con un capital social de 3.000 euros, dividido en 3.000 participaciones sociales de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscrito y desembolsado por sus dos socios fundadores, HIVE ENERGY, que asumió 2.400 participaciones sociales por su valor nominal de 2.400 €, y WHITE LIGHT que asumió 600 participaciones sociales por su valor nominal de 600 €.

Por otra parte, tal y como se ha indicado anteriormente, mediante escritura de fecha 30 de enero de 2020 se elevó a público el contrato de compraventa de participaciones sociales de OLMEDILLA HIVE por dos sociedades, NOY RENEWABLE y ERANOVUM, contrato que fue novado en virtud del contrato de cesión de la posición contractual de fecha 26 de enero de 2020 por el que ANDRÓMEDA SOLUTIONS se subrogó en la posición contractual de NOY RENEWABLE. Según determina dicho contrato, HIVE ENERGY transmitió 2.190 participaciones de las 2.400 de las que era titular —2.065 a NOY RENEWABLE y 125 a ERANOVUM— y WHITE LIGHT transmitió 450 participaciones de las 600 de las que era titular — 425 a NOY RENEWABLE y 25 a ERANOVUM—, por lo que, finalmente, tras la mencionada subrogación contractual, ANDRÓMEDA SOLUTIONS será titular de 2.490 participaciones sociales (un 83% del capital social) y ERANOVUM de 150 (un 5% del capital social), mientras que HIVE ENERGY conservará 210 participaciones sociales (un 7% del capital social) y WHITE LIGHT 150 que suponen un 5% del total del capital social de OLMEDILLA HIVE.

El contrato de compraventa incluye el Balance de Situación de OLMEDILLA HIVE a la fecha de formalización del mismo, y presenta el detalle siguiente:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Por tanto, ANDRÓMEDA SOLUTIONS es el actual socio mayoritario de OLMEDILLA HIVE. Dicha sociedad fue constituida el 15 de enero de 2020 como sociedad vehicular con el objeto de desarrollar proyectos de energía renovable por parte del Grupo NOY, con un capital social de 3.000.000 de florines húngaros (8.215,80 €⁴³). Dada la fecha de su constitución, ANDRÓMEDA SOLUTIONS no dispone de cuentas anuales, puesto que no ha completado ningún ejercicio de actividad.

⁴³ Si aplicamos el tipo de cambio a 03/04/2020, según el cual 1 euro equivale a 365,15 florines húngaros (1 florín húngaro equivale a 0,0027386 euros).

NOY RENEWABLE, como socio único de ANDRÓMEDA SOLUTIONS, fue constituida en Tel Aviv con fecha 18 de noviembre de 2019, por lo que tampoco dispone todavía de cuentas anuales. Los socios de NOY RENEWABLE son NOY E.I. y NOY 3.

NOY E.I. es el *General Partner* (Socio general) de NOY RENEWABLE, cuya función en los fondos de inversión en Israel, como se ha indicado anteriormente, es la de gestor, y se les permite tener una participación de 0% o mínima. NOY 3 tiene, por tanto, un 100% de participación en NOY RENEWABLE.

Las Cuentas Anuales de NOY 3 correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, según Informe de Auditoría de fecha 15 de enero de 2019, arrojan los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

NOY 3 se constituyó el 23 de mayo de 2018 como una sociedad de responsabilidad limitada con arreglo a la legislación israelí. El 4 de junio de 2018 los inversores de NOY 3 y su Socio general, NOY E.I., firmaron el Acuerdo de asociación de NOY 3 que rige la relación entre las partes y todos los aspectos de la actividad de la sociedad, cuyo objetivo es invertir en sociedades dentro y fuera de Israel que se dedican a las infraestructuras y la energía, y que, para ello, realizará inversiones en sociedades de cartera que reúnan las condiciones establecidas en el mencionado Acuerdo. El Socio general, además de ser el responsable de gestionar el fondo y su actividad comercial, tiene la facultad de actuar en su nombre y de ejercer todos sus derechos y funciones, y se comprometió a invertir **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]** en NOY 3.

El total de compromisos de los inversores para NOY 3 a la fecha de los estados financieros es de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**.

Durante todo el funcionamiento del fondo NOY 3, los ingresos se repartirán entre los socios y el dinero se distribuirá con arreglo al Acuerdo citado.

El fondo NOY 3 funcionará durante un periodo de diez años desde la fecha de su primer cierre, salvo que este periodo se amplíe o termine antes de esa fecha, conforme al Acuerdo firmado, según el cual el Socio general podrá ampliar la vigencia del fondo en otros dos años. Tras la liquidación del fondo, el Socio general hará las distribuciones según el orden de prioridad establecido en dicho Acuerdo.

En nota emitida por KPMG en calidad de auditores del NOY 3, de fecha 29 de enero de 2020, informan que, de acuerdo con los estados financieros del NOY 3 al 30 de septiembre de 2019, la cuantía total de los compromisos de los inversores con el Fondo es de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**. El *General Partner* realizó solicitudes de capital por un total **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**.

Vistas las anteriores Cuentas Anuales, teniendo en cuenta que estos estados financieros se presentan según normativa israelí, cuyos fondos no reflejan la figura de 'Capital Social' tal y como lo hace la normativa contable española, la situación financiera de la sociedad se acreditaría mediante los compromisos de aportación de fondos de sus inversores —según criterio manifestado por la firma de auditoría KPMG— que, tal y como se ha indicado anteriormente, en base a la información recogida en la mencionada Auditoría de 15 de enero de 2019, es de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**.

Por otra parte, NOY E.I. es el Socio general tanto de NOY RENEWABLE como de NOY 3. Se trata de una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad israelí, cuyo Informe de Auditoría para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2018, fechado el 24 de noviembre de 2019 y realizado bajo el marco normativo aceptado en Israel, (GAAP israelí⁴⁴), arroja los siguientes resultados:

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Según nota aclaratoria emitida por KPMG el 8 de abril de 2020, en calidad de auditores de NOY E.I., se informa que, de conformidad con los Estados Financieros a 31 de diciembre de 2018, el total del Patrimonio de los Socios es de 9,3 millones de Nuevos Séquel, patrimonio que consiste en ganancias acumuladas por 4,2 millones de Nuevos Séquel e inversiones de los socios por 5,1 millones de Nuevos Séquel.

Asimismo, en las anteriores Cuentas Anuales de NOY E.I. se observa que el resultado del ejercicio fue positivo, totalizando un importe de 998.668 Nuevos Séquel, y cuenta con 7.219 Nuevos Séquel en efectivo al final del ejercicio 2018.

Por tanto, teniendo en cuenta que estos estados financieros se encuentran en el marco normativo israelí, donde no se refleja el concepto 'Capital Social' de la normativa contable española, la situación financiera de la sociedad, tal y como indica la nota aclaratoria del KPMG mencionada anteriormente, quedaría acreditada por el Patrimonio Neto de sus socios, que asciende a más de 9 millones de Nuevos Séquel de los cuales 5,1 son inversiones propias de los socios y 4,2 responden a los beneficios acumulados por la sociedad. Además NOY E.I. tiene el compromiso de continuar con sus inversiones en los tres fondos por un total de **[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]**.

⁴⁴ Principios de contabilidad generalmente aceptados según lo promulgado por el Instituto de Censores Jurados de Cuentas de Israel. Si bien, la auditoría aclara que las inversiones en los Fondos NOY 1, NOY 2 y NOY 3 se presentan en base al valor de informes que se han realizado según las reglas de contabilidad aceptadas en los Estados Unidos (US GAAP) y no en base a las reglas de contabilidad aceptadas en Israel (Israelí GAAP). Estas inversiones se han evaluado por un 'valor razonable' realizado por el Socio General del total de la inversión, en ausencia de un valor razonable cotizado, por lo que podrían variar sustancialmente si hubiera un valor de mercado cotizado para estas inversiones y la diferencia podría ser significativa en los informes financieros.

Visto todo lo anterior, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de OLMEDILLA HIVE, tanto por su propia situación patrimonial como por la de sus socios⁴⁵.

5.- CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden sobre la Propuesta de Resolución por la que se otorga a OLMEDILLA HIVE, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica OLMEDILLA HIVE de 169 MW y su infraestructura de evacuación, situada en los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, en la provincia de Cuenca, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

⁴⁵ Con las cautelas que supone la interpretación de las normas contables aplicadas a este tipo de empresa en la normativa israelí y la dificultad de su equiparación con la normativa española.

ANEXO I: Contenido del Proyecto

1. MEMORIA DESCRIPTIVA PLANTA FOTOVOLTAICA OLMEDILLA HIVE⁴⁶

La instalación solar fotovoltaica de 130 MW nominales (130 MWn, o potencia de inversores; correspondientes a 169 MW pico, MWp, o potencia de paneles) estará situada en Cuenca (Comunidad de Castilla-La Mancha, España), en un área de aproximadamente 410 hectáreas en el municipio de Olmedilla de Alarcón, a una altitud de 848 metros. Para acceder a ella se utilizarán los caminos de acceso existentes, en concreto la carretera comarcal CM-2100, donde se realizará la adecuación necesaria para la correcta circulación de la maquinaria y los vehículos utilizados en la construcción de la planta.

La planta estará equipada con estructura de seguidor a un eje orientación norte-sur, y estará formada por 47 unidades de 2,765 MW sumando un total de 130 MWn. Las unidades se conectarán a la subestación por medio de un sistema de circuitos radiales en media tensión 30 kV. Cada unidad de 2,765 MW tiene tres componentes principales que forman el núcleo tecnológico de la planta: Módulos fotovoltaicos, estructura soporte de los módulos y sistema inversor y de transformación.

Las características generales de la PSF OLMEDILLA HIVE son las siguientes:

- Potencia Nominal: 130 MWn
- Potencia Pico: 169,112 kWp
- Módulos fotovoltaicos: 445.032 x LR6-72PH-380M (Longi Solar)
- Inversores: 47 x 2,765 MW FS2800CH15_645V (Power Electronics)
- Transformadores Baja Tensión (BT)/Media Tensión (MT): 47 x 2,8 MVA
- Transformadores MT/MT: 1 x 130 MVA
- Estructura: Tracker (seguidor) con módulos en 3H
- Pitch (grado de inclinación o pendiente): 9 metros

1.1. Descripción de la planta solar

1.1.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará compuesto por módulos fotovoltaicos de silicio mono-cristalino o similar, interconectados entre sí en grupos denominados “strings”.

Los módulos tendrán unas dimensiones de 1.956 x 991 x 40 mm, con una eficiencia mínima del 19,6 % y serán capaces de entregar una potencia de 380 Wp en condiciones estándar. El número de módulos y su potencia pico unitaria establecen la potencia pico de la instalación, que será de 169 MWp.

⁴⁶ Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 14 de junio de 2019.

Las características del módulo seleccionado —se utilizará el mismo o alguno similar— son las siguientes:

a) Características mecánicas:

- Tipo de célula: Mono-cristalino
- Características de la célula: 6 x 12
- Dimensiones (mm): 1.956 x 991 x 40
- Peso (kg): 22,5 kg.
- Marco del módulo: Aleación de aluminio anodizado

b) Características eléctricas:

- Potencia Pico (W_p) (STC/NOCT⁴⁷): 380 W
- Tolerancia de potencia: +5 W
- Máxima capacidad del fusible (A): 20 A
- Corriente de cortocircuito (I_{cc}) (A) (STC/NOCT): 9,99 / 8.05 A
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}) (V) (STC/NOCT): 48,7 / 45.5 V
- Corriente MPP (I_{mp}) (A) (STC/NOCT): 9,55 / 7.66 A
- Tensión MPP (V_{mp}) (V) (STC/NOCT): 39,8 / 36.8 V

c) Características de temperatura:

- NOCT (°C): 45 °C \pm 2 °C
- Coeficiente de temperatura (P_{max}): -0,37 %/°C
- Coeficiente de temperatura (V_{oc}): -0,286 %/°C
- Coeficiente de temperatura (I_{sc}): +0,057 %/°C
- Temperatura de operación (°C): -40 °C a +85 °C

1.1.2. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre estructuras móviles sobre el eje horizontal, orientados de norte a sur. Mediante un sistema de control y monitorización se realizará un seguimiento de la posición del sol de este a oeste, optimizando la posición de los módulos a cada instante. Además, los seguidores contarán con *backtracking*⁴⁸ (retro-seguimiento) y un sistema de control que, en caso de vientos elevados, colocarán las estructuras en posición horizontal, para minimizar los esfuerzos debidos al viento.

⁴⁷ NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*), en castellano TONC Temperatura de Operación Nominal de la Célula: Es la temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar (SOC). Estas condiciones son: la radiación de 0,8 kW / m², a 20 ° C de temperatura ambiente y velocidad media del viento de 1 m/seg, con la célula o el módulo en un estado del circuito eléctrico abierto, el viento orientado en paralelo al plano de la matriz, y todas las partes de la matriz totalmente expuesta al viento.

⁴⁸ Sistema anti-sombras.

La estructura donde se sitúan los módulos está fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes de fijación de los módulos FV. Los principales elementos de los que se compone la estructura son: Cimentaciones, postes, la estructura formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado o aluminio, elementos de sujeción y tornillería, elementos de refuerzo, equipo de accionamiento para el seguimiento solar, automatización del seguidor con sistema de retro-seguimiento integrado y sistema de comunicación interna mediante PLC.

Las características principales de las estructuras son las siguientes:

- Número de módulos: 28 x 3 Landscape
- Tipo de módulos: 72 Células de 380 Wp
- Pendiente: 9 metros

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado, inoxidable o semejante. La de fijación de módulos, estará realizada en acero inoxidable. El modelo de fijación garantizará las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Como elementos de unión entre paneles se emplearán unas pletinas/grapas de fijación metálicas.

La fijación al terreno se realizará según las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico. Para un terreno medio, la estructura irá hincada directamente al terreno, salvo que las características del terreno no lo permitan u obliguen a adaptar otro tipo de cimentación alternativa. La cimentación de la estructura debe soportar los esfuerzos resultantes de sobrecargas del viento en cualquier dirección, del peso propio de la estructura y de los módulos soportados y de solicitaciones sísmicas (terremotos) según las normas vigentes.

1.1.3. Inversor

Las características principales del inversor tipo para esta planta son las siguientes:

a) Conversión de potencia - Inversor:

- Fabricante: Power Electronics
- Modelo: FS2800CH15
- Dimensiones: 5.890 x 945 x 2.198 mm
- Peso: 5.255 kg
- Rango de temperatura de trabajo: -35 °C a 60 °C

b) Entrada en corriente continua (CC):

- Rango de tensión nominal de entrada, MPPT: 913 V – 1.310 V
- Máxima tensión de CC: 1.500 V

- Máxima corriente de CC: 3.745 A
 - Número de entradas en CC: 5 o 10 circuitos
- c) Salida en corriente alterna (CA):
- Potencia CA de salida: 2.765 kVA
 - Frecuencia nominal: 50 Hz/60Hz
- d) Eficiencia:
- Máxima eficiencia: 98,7%
 - Eficiencia EURO: 98,6%

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. Cuando esta sea suficiente, el inversor comienza a inyectar a la red.

El inversor trabaja de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede del generador fotovoltaico, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de suministro.

1.1.4. Centros de transformación

Los centros de transformación serán edificios prefabricados o contenedores que albergarán los equipos que agrupan, transforman y elevan la tensión de los sub-campos fotovoltaicos. Incluirán, al menos, los siguientes componentes:

- Inversores FV.
- Transformador de potencia.
- Celdas secundarias de MT (RMU).
- Cuadros eléctricos.

Cada estación transformadora irá provista de un transformador de MT de 2.800 kVA cada uno y celdas de MT para un sistema de 30 kV, o semejante. Los equipos se localizarán en el mismo edificio prefabricado de los inversores o en edificios prefabricados independientes que conformen la estación transformadora. El primario del transformador se conectará con las celdas de MT, y estas con las celdas de MT de la subestación del parque.

Las estaciones transformadoras contarán con ventilación natural por medio de rejillas con lamas en forma de V invertida para evitar la entrada de agua de lluvia.

Cada estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparatada necesaria de maniobra y protección. Se deberán instalar celdas compactas para permitir una operación segura y sencilla, con pequeñas dimensiones y poco peso, que aumentarán la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y su manipulación e instalación es rápida y sencilla.

Las celdas contarán con un dispositivo de detección de voltaje que deberá mostrar la presencia o ausencia de voltaje de las tres fases de la red de MT. Este detector proveerá señales independientes de cada fase, evitando el uso de transformadores de tensión.

1.1.5. Sistemas de conexiones eléctricas

Según la naturaleza de la corriente, la instalación fotovoltaica estará dividida eléctricamente en dos tramos: Tramo de CC, hasta el inversor y tramo de CA, tras realizar el conveniente acondicionamiento de potencia mediante el inversor fotovoltaico (adecuación del nivel de tensión mediante los transformadores de MT de cada centro de transformación y el transformador de AT de la subestación de la planta).

a) Sistemas de CC: El tramo de CC de la instalación estará localizado en el campo solar y se corresponde al cableado entre módulos formando *strings*, al cableado de los *strings* a las cajas y al cableado desde las cajas de *string* hasta los inversores. El diseño y dimensionado del sistema de CC para la planta fotovoltaica cumplirá todo lo establecido en la normativa vigente. El sistema de CC incluye el siguiente equipamiento:

- Cableado de CC: El circuito de CC consta del conductor de fase y el conductor de protección. Este cableado se dispone a la intemperie o enterrado, canalizado en bandejas, fijado directamente a la estructura o mediante tubo aislante de PVC o similar. Los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.
 - ⇒ Cable para exterior: El cable de *string* es el cable de CC que conecta las series de módulos (*strings*) hasta las cajas de concentración (cajas de *string*). Es necesario utilizar cable específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas de exterior. El tramo de cableado de CC entre los módulos fotovoltaicos de una misma serie, estará formado por cable de cobre, aislamiento HEPR y cubierta tipo EVA, 0,6/1,5 kV, de sección 6 mm² o similar.
 - ⇒ Cable enterrado: El cable desde cada caja de *string* hasta la entrada del inversor se tenderá enterrado en zanjas y será cable armado directamente enterrado o cable bajo conducto de tubo corrugado. Este tramo de cable de CC estará formado por cable de cobre o aluminio, aislamiento XLPE y cubierta tipo EVA, 0,6/1,5 kV, o parecido. Se utilizará una sección de 240 mm² para este cable enterrado.

- Caja de *strings*: Permitirá realizar las conexiones en paralelo de los *strings* del generador fotovoltaico y. protegerá contra sobreintensidades los *strings* a través de los fusibles. Para economizar y facilitar la instalación, varios *strings* se conectarán en paralelo, convergiendo en un único circuito. Las cajas de *string* contarán con fusibles en el polo positivo y negativo para proteger cada par de entradas. Además, contarán con descargadores de sobretensión y un seccionador a la salida. Las cajas estarán provistas de un sistema de monitorización de corriente de *string* que detectará faltas y enviará señales de alarma. Se ubicarán en el exterior, a lo largo del parque solar, en lugares accesibles, evitando la luz directa del sol y de forma que se faciliten las tareas de montaje y mantenimiento. Las características de las cajas consideradas de *string* son las siguientes:
 - Voltaje máximo permitido: 1.500 V.
 - Números de entradas de CC: 30 pares (o 18 pares).
 - Protecciones:
 - ⇒ Fusibles de corriente adecuada a las *strings* (15 A) en los polos positivo y negativo a la entrada de los *strings*.
 - ⇒ Seccionador en carga.
 - ⇒ Descargadores de sobretensión de clase II.

- b) Sistema de CA: Comprende desde la salida de cada inversor hasta la subestación del parque. Cumplirá con lo establecido en la Norma de Instalaciones Eléctricas vigente en la actualidad, que establece las especificaciones técnicas que deben cumplir las instalaciones eléctricas en España con el fin de garantizar la seguridad tanto en el uso de la energía eléctrica como de las personas, maximizando la eficiencia del complejo. En cada estación de inversores o anexa a las mismas se localizará una estación transformadora de MT, que adaptará la tensión de salida del inversor al nivel de tensión de evacuación de la red de MT de la Central.

- Cable AC de BT: Los cables de CA de BT se emplearán para conectar el inversor con el transformador. La salida de CA del inversor se conectará con el cuadro de protecciones de BT, y este con el secundario del transformador. En general, los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos. El conductor tendrá flexibilidad de clase 5, dispondrá de aislamiento XLPE o HEPR, pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina. La sección requerida para los cables de CA de BT será la proporcionada por el fabricante del centro de transformación (inversor + transformador).

- Cableado de MT: Para evacuar la energía generada desde cada estación transformadora, se instalará una red de ramales de MT a 30 kV. Los cables de MT irán directamente enterrados y tendrán aislamiento seco. El cable de CA de MT conectará el transformador y las celdas de MT de cada CT (RMU) y realizar una conexión en antena de estas, con las

celdas de la subestación. La salida del primario del transformador se conectará con la celda del transformador de la RMU, y las celdas de línea con las celdas de línea de los CT contiguos. Los cables serán de conductor de aluminio mono núcleo para un nivel de tensión 30 kV, no propagadores de llama y libres de halógenos. A su vez, serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos. El conductor tendrá flexibilidad de clase II, dispondrá de aislamiento XLPE o HEPR y pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina. Los cables de MT deberán ser conformes a los estándares de España. Las secciones requeridas para los cables enterrados de MT serán unipolares desde 90 hasta 400 mm² según la potencia a evacuar.

c) Suministro de auxiliares: Se dispondrá de un transformador de alrededor de 400 kVA 30/0,4/0,23 kV. Para la distribución de los auxiliares, se contará con un cuadro de BT con las protecciones necesarias para los diferentes circuitos; fusibles, interruptor manual de corte en carga y un automático. En la planta fotovoltaica existirán dos tipos de alimentación para los consumos auxiliares:

- Alimentación de consumos auxiliares para los CT: Se realizará desde la propia generación de la Central FV. Para la distribución de los auxiliares, cada CT contará con un cuadro de BT con las protecciones necesarias; fusibles, interruptor manual de corte en carga y un automático.
- Alimentación de consumos auxiliares para el edificio de control, almacén y sistema de seguridad: Se realizará desde los auxiliares de la subestación del parque fotovoltaico.

d) Cálculos eléctricos:

- Pérdidas de potencia: La pérdida de potencia que se considerará admisible en el presente proyecto es de un 2% en total dividida en dos tramos:
 - ⇒ Pérdida de potencia tramo de corriente continua: 1,5% máximo
 - ⇒ Pérdida de potencia tramo de corriente alterna: 0,5% máximo
- Procedimientos de cálculos eléctricos utilizados: Se calculará la sección de cada cable mediante dos criterios diferentes: máxima corriente admisible por calentamiento y máxima pérdida de potencia.
 - ⇒ Cálculo de la caída de tensión en CC (Tramo módulo-inversor): Para calcular la sección desde los *strings* a las cajas de agrupación y desde estas hasta el inversor se ha considerado la distancia más desfavorable de la planta. Los valores calculados para los tramos más desfavorables son los siguientes:

Tramo	Corriente máxima circuito (A)	Sección (mm ²)	Pérdidas de potencia
String – Caja de strings	9,41	6	0,37%

Caja de strings –Inversor	286,1	240	0,89%
Total CC			1,26%

⇒ Cálculo de la caída de tensión en CA (Tramo inversor- subestación):
Para calcular la sección de los cables de MT desde los centros de transformación a la subestación se ha considerado la distancia más desfavorable de la planta y se ha tomado esta como base. Los valores calculados para el tramo más desfavorable son los siguientes:

Tramo	Corriente máxima circuito (A)	Sección (mm ²)	Corriente máxima cable (A)	Pérdidas de potencia
ST - CT 5	269,4 A	2x240 Al	690,0 A	0,46%
CT 5 - CT 4	215,5 A	2x240 Al	690,0 A	0,02%
CT 5 - CT 3	161,7 A	1x240 Al	345,0 A	0,02%
CT 4 - CT 2	107,8 A	1x240 Al	345,0 A	0,01%
CT 2 - CT 1	53,9 A	1x240 Al	345,0 A	0,01%
TOTAL				0,52%

1.1.6. Protecciones

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema. La planta deberá cumplir los requisitos establecidos por la normativa española. Además, se considerarán las especificaciones recomendadas por el organismo responsable local. Asimismo, los diferentes equipos de la planta estarán provistos de los elementos de protección siguientes:

- Se instalarán varistores entre los terminales positivos y negativos de los módulos fotovoltaicos y entre cada uno de ellos y tierra para proteger contra posibles sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Los conductores del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo el 150% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección. Dichos conductores estarán dotados de fusibles seccionadores, fusibles rápidos, dimensionados al 150% de la intensidad de cortocircuito en cada una de las líneas que van al inversor.
- Se instalarán fusibles seccionadores a la salida del campo de paneles.
- Los conductores de CA estarán protegidos mediante fusibles y magnetotérmicos contra sobreintensidades.
- Los inversores evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de CC con los conductores de corriente CA (aislamiento galvánico o equivalente). Además incorporarán protecciones frente a cortocircuitos a la salida, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones e inversión de polaridad en la etapa de continua.

Todas las partes metálicas de la instalación estarán puestas a tierra. Los equipos accionados eléctricamente también estarán provistos de protecciones

a tierra e interruptores diferenciales, manteniendo en buen estado todas las conexiones y cables.

La conexión a tierra es necesaria para garantizar la integridad de todo el personal que esté en contacto en la planta, ofreciendo una buena protección contra sobrecargas atmosféricas, una superficie equipotencial que previene ante contactos indirectos, y, en el caso de que uno de los polos activos del campo fotovoltaico presente un contacto de defecto con alguna parte metálica, se evitarán daños por contacto de una persona con la parte metálica derivada.

Respecto al sistema de monitorización y control, como herramienta clave en la operación y el mantenimiento de la planta fotovoltaica, se propone un sistema que permita visualizar parámetros eléctricos y de producción, así como detección automática mediante alarmas de posibles defectos en el sistema. Será el encargado de medir, registrar y presentar bajo petición una serie de datos definidos en función del grado de monitorización y control deseado, además de almacenar y transmitir dichos datos y permitir la ejecución de determinadas operaciones.

1.1.7. Sistema SCADA

La plataforma SCADA integra el Servicio de Alarmas, avisos vía SMS y e-mail, las herramientas para la exportación de datos y la creación de informes de rendimiento.

El sistema de control de la planta solar fotovoltaica a implantar tendría las siguientes características o similares:

- Estará constituido por una red de RTUs y un sistema de conexión remota vía web pudiéndose visualizar y controlar el parque desde el exterior (Cliente web). El sistema de supervisión y mando local (SCADA) permitirá capturar los datos, visualizarlos y almacenarlos localmente.
- Con la información suministrada por la red de RTUs, el sistema tendrá una visión completa del estado del parque y permitirá un mejor aprovechamiento del mismo, permitiendo detectar averías en tiempo real y tomar medidas correctoras que eviten la inutilización de un equipo o la inutilización de un inversor, con la correspondiente pérdida de producción.
- En la instalación existirán varios tipos de RTUs en función de las señales de campo que adquieran, por ejemplo:
 - ⇒ Datos de los inversores (*strings*, producción, tensiones, aislamiento, alarmas, estado, etc.).
 - ⇒ Datos de los seguidores (posición, estado, alarmas, etc.).
 - ⇒ CT (señales provenientes del inversor, señales procedentes de las cajas de nivel 2, transformador, interruptores de línea de entrada y salida, protecciones del transformador).
 - ⇒ Centro de seccionamiento (cabinas MT, contadores, suministros generales).

- ⇒ Concentrador, comunica con el resto de RTUs y recoge toda la información. Normalmente es el encargado de comunicar con la estación meteorológica.
- Todas las RTUs, situadas en la propia planta, se conectan a una red local de fibra óptica multimodo.
- Los parámetros de producción y meteorológicos permitirán el cálculo e informes de los parámetros de rendimiento de la planta: Performance Ratio (PR), Disponibilidad, etc.

1.1.8. Estación meteorológica

En la estación meteorológica hay un sensor de irradiación, un sensor de temperatura de módulos, un sensor de temperatura ambiente y un pirómetro. Se instalará una estación que como mínimo medirá:

- Irradiancia.
- Velocidad del viento.
- Temperatura de panel.
- Temperatura ambiente.

1.1.9. Sistema de control de planta

Las plantas de cierta potencia requieren de un sistema de interacción con las autoridades gestoras de la red eléctrica para poder ordenar su desconexión, reducción de potencia u otras configuraciones durante su operación. El Sistema de control de planta permitirá un control directo de la misma, garantizando el mantenimiento de los parámetros establecidos como respuesta a los requerimientos del operador de la planta, así como de la instalación. El PPC⁴⁹ permitirá controlar la planta de acuerdo a los requerimientos del operador de la red y, a través de la adaptación de potencia activa y reactiva, contribuirá a la estabilización de la red.

1.1.10. Sistema de Seguridad por Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)

Dada la ubicación de las instalaciones, con la implantación de un sistema de circuito cerrado de televisión o similar la instalación estaría cubierta de robos, asaltos, etc. (aun existiendo seguridad privada). Se situarían cámaras en el perímetro de la parcela. Las imágenes captadas serán observadas desde Internet para hacer una supervisión de la misma.

1.2. Descripción de las obras de construcción

1.2.1. Obra civil

⁴⁹ *Power Plant Controller*. Presta asistencia con códigos de red tanto nacionales como internacionales y permite inyectar correctamente a la red la electricidad producida por plantas fotovoltaicas de todo el mundo a nivel de tensión media y alta.

- a) Instalación de faenas: Actividades generales de control de proyecto, administración, planificación y manejo de materiales, y toda la infraestructura logística para la gestión de recursos materiales y humanos. Incluye la preparación de las siguientes instalaciones provisionales de obra o similares:
- Oficinas de obra: Se habilitarán en contenedores metálicos prefabricados de diferentes dimensiones. Se contará con el número de oficinas necesarias para dar cabida a la dirección de obra, el contratista principal, las subcontratas, y especialmente la coordinación de Seguridad y Salud.
 - Comedores: Se habilitarán en contenedores metálicos prefabricados de diferentes dimensiones. No se contempla la preparación de alimentos.
 - Servicios higiénicos temporales: Incluyen vestuarios y aseos para el personal de obra, habilitados en contenedores metálicos prefabricados.
 - Zonas de acopio y almacenamiento: Se contemplan diferentes zonas de almacenamiento y acopio de materiales al aire libre, y a cubierto en contenedores metálicos prefabricados. A su vez, se prevé una zona de almacenamiento de residuos y otra para el aparcamiento de vehículos y maquinaria de obra.
 - Zona de talleres: se reservará un área de trabajo y montaje para las subcontratas. Es necesario que esté cerca de las casetas de estas últimas y al lado de las zonas de acopio.
 - Suministro de agua y energía: Se habilitará otra zona para el suministro de agua y energía a la planta. Incluye los grupos electrógenos necesarios para el funcionamiento de las instalaciones temporales y los tanques necesarios para el almacenamiento de agua necesaria tanto para la construcción como para el consumo humano.
- b) Topografía, replanteo inicial y estaquillado: Los trabajos de replanteo inicial del terreno y estaquillado son el paso inicial de la construcción de la planta, para delimitar los límites de la planta, los viales de acceso y la ubicación de las cimentaciones. Se trata de llevar las coordenadas, cotas y rasantes reflejadas en el proyecto al terreno. Se utilizarán instrumentos topográficos de alta precisión, como estaciones totales, niveles y/o GPS RTK, y las bases estarán referidas a la red geodésica nacional.
- c) Preparación del terreno, caminos de acceso y pequeños movimientos de tierras: Como acondicionamiento del terreno se requiere el desbroce y la retirada de capa vegetal, entendiendo por desbroce la remoción de los arbustos y vegetales que puedan afectar tanto a la visibilidad en construcción como al sombreado de los módulos en operación, y entendiendo la retirada de la capa vegetal como la remoción de la capa de terreno con contenido de materia orgánica. El espesor de la capa vegetal viene marcado por el estudio geotécnico y sólo es necesario en aquellos sitios donde se van a implantar cimentaciones tipo zapatas, soleras o cimentación de viales (cimentación de los inversores, edificios, subestación y viales). En el resto de sitios, a priori no es necesaria la retirada de esta capa vegetal, aunque depende de la potencia de la misma.

En cuanto al movimiento de tierras generalizado para toda la planta, no es necesario realizarlo a raíz de los datos recogidos en la visita realizada al emplazamiento, ya que no se observaron pendientes superiores al 10%, son pendientes asumibles por las estructuras comerciales Tier 1. Si bien, esto debe ser confirmado y revisado una vez realizada la topografía de detalle.

Los viales de acceso a la planta se realizarán a partir de la infraestructura viaria existente en la zona. Los viales interiores se diseñarán para el paso de vehículos pesados, en este caso, el vehículo limitante consiste en una grúa de 60 toneladas, siendo la categoría de tráfico pesada estimada la T42, según la Norma 6.1 de la Instrucción de Carreteras, que corresponde a 35 cm de zahorra artificial de base y un tratamiento de riego con gravilla bicapa en rodadura. Todo esto soportado por una explanación de al menos un 5% de CBR. Este diseño tendrá que ser revisado una vez se tenga en estudio geotécnico de detalle.

Con respecto al trazado de los viales, los radios de giro serán de al menos 10 metros de radio desde el eje del vial, y un ancho de 3 metros como mínimo, con bombeo del 2% para facilitar la evacuación del agua de lluvia sobre la superficie de rodadura.

- d) Evacuación de aguas: Para el sistema de drenaje se diseñará un drenaje para proteger la planta de posibles avenidas externas y el drenaje interior para evacuar el agua que cae dentro de la propia planta. Se realizará un estudio de hidrología en el que se delimite la cuenca a la que pertenece la planta y se obtenga el caudal de diseño en función de los datos de precipitaciones de las estaciones más cercanas. En función de este caudal de diseño se diseñará una cuneta de protección de la planta para desviar el agua de escorrentía. Para el drenaje interior, dado que no se esperan grandes movimientos de tierras, se intentará evacuar el agua mediante los viales y vaguadas naturales. Para el drenaje exterior se utilizará el caudal de proyecto de período de retorno de 50 años y para el drenaje interior mínimo de 25 años.
- e) Cercado del perímetro de la planta: La planta contará con un vallado perimetral con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la misma. Dicho vallado será de una altura máxima de 2 metros y consistirá en una malla de tipo ganadero. Además se ha previsto una puerta de acceso principal para paso de vehículos de 8 metros de ancho. Se dispondrán de postes verticales de acero cada 3 metros. Para la cimentación se utilizarán dados de hormigón en masa de 25 MPa⁵⁰ de dimensiones 0,7 x 0,7 x 0,8 metros (ancho x largo x profundo).
- f) Suministro de equipos: Incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción. Previo al montaje electromecánico de la planta

⁵⁰ Megapascal.

se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura, así como los módulos fotovoltaicos, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma.

g) Canalizaciones eléctricas: Se realizarán las cimentaciones de estructuras, estaciones MT, edificio de control y subestación. Las canalizaciones eléctricas comenzarán con la apertura de las zanjas. En el fondo de la zanja se tenderá cable de cobre desnudo, que servirá para poner la instalación a tierra y se cubrirá con material de relleno. A continuación se colocarán los tubos de conducción eléctrica, que se cubrirán nuevamente con material de relleno. Finalmente, se rellenará el resto de la zanja con el material proveniente de la excavación que después se compactará adecuadamente con medios mecánicos. Donde corresponda, se instalarán arquetas de registro. Las zanjas variarán de 0,3 a 0,6 metros de ancho y alcanzarán hasta 1,6 metros de profundidad.

h) Cimentaciones:

- Cimentaciones de la estructura: Las cimentaciones de las estructuras se realizarán directamente hincadas al terreno, mediante micro-pilotes, o incluso mediante zapatas, si fuera necesario, dependiendo de las condiciones mecánicas del terreno mostradas en el estudio geotécnico. En el caso de la hinca directa, la cimentación consiste en realizar una hinca de un perfil en el terreno a través de máquina hincapostes hasta una profundidad que garantice la sustentación de la estructura. En caso de que el terreno no permita el soporte de la estructura mediante el hincado o atornillado, se optará por la cimentación con micro-pilotes, de sección circular, donde se deberán realizar las excavaciones pertinentes además de las labores de los pequeños movimientos de tierras y obra civil. Si hubiera una mayor resistencia mecánica, además de micro-pilotes existe la posibilidad de instalar los perfiles de la estructura sobre el terreno a través de zapatas o incluso zapatas corridas. En ambos casos es necesario un acondicionamiento del terreno (limpieza y nivelación del terreno), excavación en zanja, colocación de la armadura en los casos que sea preciso, vertido del hormigón y un periodo de espera para el curado del mismo. Para la ejecución de los trabajos de cimentación de los perfiles se utilizará maquinaria especializada. A falta de disponer de un estudio geotécnico del emplazamiento, en esta etapa del proyecto cualquiera de las opciones presentadas es viable. Sin embargo, se recomienda la opción de perfil hincado en el terreno, ya que, a priori, es la opción con menor coste y mejor plazo de ejecución. No obstante, en etapas posteriores del proyecto, se recomienda la realización de un estudio geológico-geotécnico del emplazamiento para confirmar que la opción elegida es la más adecuada, así como una evaluación económica para tomar la decisión más óptima.

- Cimentación de los CT: Para la instalación de los edificios de los CT se realizará una losa de hormigón armado. Sobre el fondo de excavación del foso, limpio y compactado, se dispondrá una primera capa, de 10 cm de espesor de hormigón de limpieza. La losa de cimentación, que se extenderá hasta el borde de la excavación sin necesidad de encofrado, será de hormigón armado, tendrá una resistencia característica de 30 MPa, unas dimensiones de 20 x 6 metros y un espesor de 0,30 metros. El armado dispuesto en la losa será de Ø16/0,200 en ambas caras y direcciones. Al igual que el resto de cimentaciones, una vez realizado el estudio geotécnico pertinente, se revisará la tipología y dimensiones de estas losas.

- i) Red de tierras: Alrededor de los edificios prefabricados correspondientes a los centros de transformación de MT se ejecutará una red de tierras. La instalación de puesta a tierra de la planta se completará poniendo a tierra toda la estructura de los módulos, por medio de cable de cobre desnudo enterrado en el fondo de las canalizaciones eléctricas subterráneas, unido a picas de cobre clavadas en el terreno en puntos distribuidos por toda la planta.

- j) Ejecución de edificios: La planta fotovoltaica dispondrá de un edificio de control y un almacén, cada uno de ellos de unas dimensiones aproximadas de 200 m² y una única planta. El edificio de control contará con, al menos, las siguientes dependencias:
 - Sala de supervisión y control.
 - Cocina.
 - Aseos.
 - Sala de equipos de control.
 - Sala de celdas de MT.

1.2.2. Montaje mecánico

- a) Montaje de la estructura y de los módulos fotovoltaicos: La estructura donde se sitúan los módulos estará fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes para la fijación de los módulos fotovoltaicos. El montaje de la estructura se realizará con equipos de topografía de alta precisión y respetando en todos los casos las tolerancias de montaje requeridas por el propio fabricante. Las alineaciones del eje se efectuarán con estación total. Los módulos fotovoltaicos que forman un *string* deberán estar conectados a la misma altura, para minimizar el impacto por sombreado diferencial. Los cables de CC que unen los *string* se instalarán en bandejas o en perfiles de la estructura, inmovilizados usando bandas de sujeción resistentes a rayos ultravioleta. La bandeja o los perfiles que transportan los cables deberán ser instalados a un rango de altura entre 1,4 y 1,8 metros para facilitar su instalación y mantenimiento. Los perfiles de la estructura que llevan cables deberán ser fabricados con taladros para su drenaje. La manipulación de los cables en las bandejas o en los perfiles será posible sin la utilización de

herramientas especiales. Los módulos fotovoltaicos deberán ser instalados acorde con las normas de fabricación y usando solo componentes aprobados por el fabricante de los mismos. Los módulos fotovoltaicos deberán ser montados en la estructura con una fijación segura, con pernos tipo seta. Dependiendo de la estructura y del módulo fotovoltaico, el clip de sujeción para el montaje podrá ser diferente, y ambos deberán seguir las instrucciones y guías del fabricante. Clips especiales (por ejemplo, abrazaderas de tierra) deberán ser utilizados cuando sea necesario para asegurar una correcta conexión eléctrica entre el marco del módulo fotovoltaico y la estructura. Cada módulo fotovoltaico deberá ser sujeto firmemente en un mínimo de cuatro puntos en dos lados opuestos y deberá cumplir con los requerimientos del fabricante.

- b) Montaje de estaciones transformadoras: Las estaciones transformadoras vendrán pre-montadas de fábrica, con lo cual el montaje mecánico de las mismas se reducirá a su posicionamiento en el parque solar.

1.2.3. Montaje eléctrico

a) Instalación eléctrica de BT

- Instalación de CC en baja tensión (DCBT): En primer lugar se procederá a la formación de los *strings* de módulos fotovoltaicos mediante la interconexión de dichos módulos contiguos de uno de los brazos de una estructura. Para ello se utilizarán los latiguillos que traen de fábrica los módulos. Esta operación se repetirá sucesivamente para todos los *strings* de la planta. A continuación se instalarán sobre las estructuras, en los lugares destinados para ello, las cajas de agrupación de *string* o SB, que son armarios eléctricos de intemperie que van instalados sobre las estructuras y albergan en su interior elementos de conexión, protección, medida y comunicaciones y cuyas funciones son:
 - ⇒ Conectar en paralelo varios *strings*.
 - ⇒ Medir la corriente y la tensión de cada uno de los *strings*, y enviar las medidas en tiempo real al sistema de control (SCADA), para el control de operación de la planta.
 - ⇒ Detectar fallos en el funcionamiento de los *strings* y enviar una señal de alarma al SCADA.
 - ⇒ Proteger eléctricamente los módulos fotovoltaicos.
 - ⇒ Permitir la desconexión de una parte del generador fotovoltaico en caso de fallo o para realizar labores de mantenimiento.

Se procederá a realizar la interconexión entre las SB y los polos finales de cada uno de los *string* mediante cables preparados previamente para tal fin. Este cableado se tenderá por bandejas de conducción eléctrica, de intemperie, que previamente se habían instalado sobre las estructuras.

La instalación DCBT se completa mediante la conexión eléctrica entre las SB y los inversores, ubicados en las estaciones transformadoras de MT.

Dicha conexión se realiza mediante el tendido de cable aislado por canalizaciones subterráneas previamente ejecutadas.

- Instalación de CA en baja tensión (ACBT): Su finalidad es la alimentación eléctrica de los accionamientos de las estructuras. Cada una de las estaciones de MT incorpora desde fábrica un transformador de servicios auxiliares, que es el encargado de suministrar dicha alimentación a todas las estructuras del generador fotovoltaico correspondiente a dicha estación de MT. Para completar la instalación ACBT, se deberán interconectar los armarios de control de las estructuras con los cuadros de baja tensión instalados en las estaciones de MT. Esta interconexión se realizará por medio de cable aislado, enterrado por las zanjas previamente ejecutadas.
- b) Instalación eléctrica de MT: Consiste en la agrupación eléctrica de todos los transformadores BT/MT de la planta. Los transformadores se interconectan en paralelo formando varios circuitos eléctricos que se vuelven a interconectar entre sí en el centro de distribución eléctrica que irá ubicado en la subestación de la planta. Para llevar a cabo la interconexión se tenderá cable de MT entre las diferentes estaciones transformadoras, de manera similar al resto de tendidos eléctricos subterráneos de la planta. Las conexiones en los cables MT realizarán mediante terminales específicos para MT aislados con una funda aislante termoretráctil. Cada una de las 47 unidades de 2,8 MW que conforman la planta tiene una estación transformadora de MT que cuenta con los siguientes elementos o semejantes:
- Un inversor de 2.765 kW.
 - Un transformador BT/MT de bajas pérdidas de aproximadamente 2.800 kVA.
 - Un transformador de servicios auxiliares junto con un armario de protecciones, para dar servicio a todas las cargas auxiliares.
 - Celdas MT con una configuración 2L+1P que permite la conexión radial de los diferentes centros de transformación de la planta.
 - Sala de monitoreo.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA SUBESTACIÓN OLMEDILLA HIVE-ROMERAL⁵¹

El objeto de la subestación es evacuar la energía que proviene de las plantas fotovoltaicas Sabinar HIVE y Olmedilla HIVE (ambas plantas de 169 MWp, 130 MWn) que SABINAR HIVE, S.L e OLMEDILLA HIVE S.L respectivamente, están desarrollando en la localidad de Olmedilla de Alarcón (Cuenca).

Las plantas fotovoltaicas se conectarán en media tensión a la subestación colectora denominada “SE Olmedilla HIVE – Romeral 30/132 kV” en un nivel de tensión de 30 kV. La subestación recogerá la energía proveniente de las

⁵¹ Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 11 de junio de 2019.

plantas fotovoltaicas y elevará la tensión a 132 kV para que sea transportada aproximadamente 7 km hasta la ST Sabinar Generación (en fase de desarrollo). Esta subestación será la instalación de enlace para conectar a la Subestación Olmedilla 400 kV de REE.

La subestación se encuentra ubicada en el término municipal de Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca. Se encuentra ubicada a 2 km de Olmedilla de Alarcón y a 6 km del término municipal de Valverdejo.

Las características generales de dicha subestación son las siguientes:

- Transformadores: 2 x 130 MVA
- Relación de transformación: 30/132 kV
- Configuración: Embarrado simple

2.1. Configuración de la subestación

La configuración de la subestación es de dos posiciones de transformador con una posición de línea de salida a 132 kV, con un sistema de 30 kV para conexión de las plantas. Se conectará a una línea de 132 kV de doble circuito denominada “Línea 132 kV SE Olmedilla Hive-Romeral-SE Sabinar Generación, SE Olmedilla Renovables” que está en fase de tramitación en conjunto con Iberdrola Renovables que evacuará la energía proveniente de sus plantas denominadas PSF Romeral y PSF OLMEDILLA.

El circuito asignado para las plantas de HIVE se conectará a la ST Sabinar Generación que se encuentra en fase de tramitación.

Los equipos que forman parte de la subestación son:

- Nivel de 132 kV:
 - ⇒ Nueve pararrayos
 - ⇒ Nueve transformadores de corriente trifásicos
 - ⇒ Seis transformadores de tensión capacitivos
 - ⇒ Tres interruptores trifásicos
 - ⇒ Un seccionador con puesta a tierra
 - ⇒ Tres seccionadores trifásicos
- Dos transformadores trifásicos de potencia de 132/30 kV, 130 MVA, y con regulación de tensión bajo carga.
- Nivel de 30 kV Sabinar HIVE:
 - ⇒ Dos celdas de conexión del transformador compuesta cada una por:
 - Un seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Un interruptor
 - Un juego de tres transformadores de corriente
 - Un transformador de tensión inductivo en barras de 30 kV

- ⇒ Una celda de conexión del transformador de servicios auxiliares compuesta por:
 - Un interruptor/seccionador en carga
 - Un fusible
- ⇒ Diez celdas de conexión de la planta fotovoltaica compuesta cada una por:
 - Un seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Un interruptor
 - Un juego de tres transformadores de corriente
 - Un descargador de sobre-tensiones
- ⇒ Una celda de unión/partición compuesta por:
 - Un seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Un interruptor
 - Un juego de tres transformadores de corriente
- Nivel de 30 kV Olmedilla HIVE:
 - ⇒ Dos celdas de conexión del transformador compuesta cada una por:
 - Un seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Un interruptor
 - Un juego de tres transformadores de corriente
 - Un transformador de tensión inductivo en barras de 30 kV
 - ⇒ Una celda de conexión del transformador de servicios auxiliares compuesta por:
 - Un interruptor/seccionador en carga
 - Un fusible
 - ⇒ Diez celdas de conexión de la planta fotovoltaica compuesta cada una por:
 - Un seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Un interruptor
 - Un juego de tres transformadores de corriente
 - Un descargador de sobre-tensiones
 - ⇒ Una celda de unión/partición compuesta por:
 - Un seccionador de tres posiciones con puesta a tierra
 - Un interruptor
 - Un juego de tres transformadores de corriente

2.1.1 Sistema de soporte de equipos

Los soportes de los equipos deberán ser metálicos, del tipo de celosía basado en perfiles de acero y/o perfiles de alma llena. Todas las estructuras estarán provistas de orificios, pernos y otros accesorios necesarios para fijar las cadenas de aisladores y otros aparatos a ser previstos en la ingeniería

definitiva. Todos los elementos de las estructuras serán galvanizados por inmersión en caliente.

2.1.2 Embarrado de AT

Se instalará un embarrado simple en el sistema de 132 kV con las siguientes características:

- Material del tubo: Aluminio
- Diámetro interior: 134 mm
- Diámetro exterior: 150 mm

2.1.3. Cableado de Alta Tensión

Se utilizará conductor de material resistente a la abrasión y a la corrosión. Se propone el empleo del conductor de aluminio con alma de acero (ACSR), con sección amplia y suficiente para soportar la corriente a evacuar. Las características del conductor son las siguientes:

- Material de conductor: Aluminio-Acero
- Sección nominal: 455 mm²
- Configuración (Al + Acero): Dúplex (54 + 7)
- Diámetro exterior: 27,72 mm
- Peso unitario: 1.521 kg/m
- Carga de rotura: 12.650 daN
- Resistencia eléctrica en CC a 20 °C: 0,0718 Ohm/km

2.2. Características de los equipos principales

Todos los materiales utilizados en el presente proyecto serán nuevos o con aceptación específica por la propiedad, de acuerdo con los reglamentos de baja tensión, media tensión, subestaciones y línea.

2.2.1. Equipos de bahía de 132 kV

A continuación, se describen los equipos requeridos para protección y medida en la bahía de alta tensión 132 kV de la subestación de la planta.

2.2.1.1. Pararrayos

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de maniobra se ha dispuesto el empleo de pararrayos conectados sólidamente a tierra. Las características del pararrayos serán:

- Tipo: Óxido de zinc
- Instalación: Intemperie
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal del pararrayos (Ur): 108 kV
- Corriente nominal de descarga (In): 10 kA
- Clase: 3

2.2.1.2. Transformador de tensión capacitivo

Los transformadores de tensión (TT) de 132 kV de salida de línea serán del tipo capacitivo, inmersos en aceite, de sellado hermético, para servicio exterior, adecuados para propósitos de protección. Sus características serán:

- Tipo: Capacitivo
- Instalación: Intemperie
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de servicio: 132 kV
- Tensión máxima de equipo: 145 kV
- Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA
- Relación de transformación: $132/\sqrt{3}$: $0,11/\sqrt{3}$
- N° devanados medición: 1
- Clase de precisión devanado medición: 30 VA – 0,2
- N° devanados protección: 2
- Clase de precisión devanado protección: 30 VA – 0,5P

2.2.1.3. Transformador de corriente

Los transformadores de corriente (TC) serán monofásicos, sumergidos en aceite, de sellado hermético, para instalación exterior. Sus características serán:

- Instalación: Intemperie
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de servicio: 132 kV
- Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA
- Salida de línea: 1000-2000/5-5-5-5 A
- Posición de transformador 130 MVA: 300-600/5-5-5-5 A
- Posición de transformador 55 MVA: 300-600/5-5-5-5 A
- N° devanados medición: 2
- Clase de precisión devanado medición: 30 VA – Clase 0,5/ 0,2s
- N° devanados protección: 2
- Clase de precisión devanado protección: 30 VA – 5P20

2.2.1.4. Interruptor

Los interruptores serán del tipo trifásico, para servicio exterior, con cámara de extinción de arco en SF₆ y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto. Sus características serán:

- Aislamiento interno y fluido extintor: Hexafluoruro de azufre (SF₆)
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de servicio: 132 kV
- Corriente nominal: 2.000 A
- Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

- Ciclo nominal de trabajo: O-0,3s-CO-3min-CO
- Aislamiento externo: Porcelana marrón

2.2.1.5. Seccionador

Los seccionadores de 132 kV serán trifásicos para instalación exterior, del tipo rotativo, con doble apertura, y para montaje horizontal, con mando a motor y manual, preparados para permitir su accionamiento local y remoto. Los seccionadores serán diseñados para conducir en forma permanente la corriente nominal para la cual han sido diseñados. Sus características serán:

- Mecanismo de operación: Trifásico
- Tipo: Horizontal
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de servicio: 132 kV
- Corriente nominal: 2.000 A
- Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

2.2.1.6. Seccionador con puesta a tierra

El seccionador de 132 kV con puesta a tierra será trifásico para instalación exterior, del tipo rotativo, con doble apertura, y para montaje horizontal, con mando a motor y manual, preparados para permitir su accionamiento local y remoto. El seccionador será diseñado para conducir en forma permanente la corriente nominal. Sus características serán:

- Mecanismo de operación: Trifásico
- Tipo: Horizontal
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de servicio: 132 kV
- Corriente nominal: 2.000 A
- Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

2.2.2. Transformador de potencia

Se instalarán tres transformadores de potencia trifásicos 132/30 kV y potencia nominal de 130 MVA. Las características eléctricas principales serán las siguientes:

- Tipo de transformador: Trifásico intemperie
- Líquido dieléctrico: Aceite
- Servicio: Continuo
- Frecuencia: 50 Hz
- Refrigeración: ONAN⁵²
- Potencia asignada: 2 x 130 MVA

⁵² ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural.

- Tensiones asignadas en vacío: 132.000/30.000 V
- Grupo de conexión: YNd11

2.2.3. Equipos del sistema de 30 kV

A continuación, se describen los equipos requeridos para protección y medida en la bahía de media tensión 30 kV de la subestación de la planta.

2.2.3.1. Equipos intemperie

a) Cable de aluminio aislado de 18/30 (36) kV por fase: Este cable unirá los transformadores de potencia con las celdas de protección del transformador. Consiste en tres circuitos (uno por planta fotovoltaica) con cuatro ternas de cable unipolar de aluminio 18/30 (36) kV de 630 mm² de sección, aislado en XLPE por circuito. Sus características principales serán:

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión más elevada: 36 kV
- Conductor: Aluminio
- Sección del conductor: 630 mm²
- Aislamiento: XLPE

b) Transformador Zig-Zag: Este equipo (uno por circuito), tiene la función de limitar la máxima corriente de falla en el sistema de 30 kV a valores de seguridad para la actuación de las protecciones, para evitar daños en los equipos, y para asegurar la puesta a tierra del neutro de la red de media tensión. Las características de este transformador serán:

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión más elevada de la red: 36 kV
- Intensidad de defecto a tierra por el neutro: 500 A
- Tiempo de defecto: 30 segundos

2.2.3.2. Equipos de las celdas

2.2.3.2.1. Transformadores de tensión (TT)

En cada embarrado se debe instalar y cablear correctamente tres transformadores de tensión inductivos, que alimentarán los circuitos de medida y protección. Las características de esos TT a 30 kV son las siguientes:

- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión máxima: 36 kV
- Relación de transformación: 30: $\sqrt{3}$ / 0,11: $\sqrt{3}$ - 0,11 kV
- Precisión medida y protección / Potencia: CI 0,5 / 30 VA
CI 3P / 30 VA

2.2.3.2.2. Transformadores de corriente (TC)

En cada una de las celdas de línea y en la celda de transformador se instalarán tres transformadores de corriente con las siguientes características:

- a) Celdas de línea. Sus características principales serán las siguientes:
- Tensión nominal: 30 kV
 - Tensión máxima: 36 kV
 - Relación de transformación Sabinar HIVE: 300/1-1-1 A
 - Clases de precisión / potencia:
 - ⇒ Para medida: CI 0,5 / 30 VA - CI 0,5 / 10 VA
 - ⇒ Para protección: 5P20 / 30 VA - 5P20 / 20 VA
- b) Celda de Unión embarrados Sabinar HIVE. Sus características serán las siguientes:
- Tensión nominal: 30 kV
 - Tensión máxima: 36 kV
 - Relación de transformación: 1.600/1-1-1 A
 - Clases de precisión / potencia:
 - ⇒ Para medida: CI 0,5 / 30 VA
 - ⇒ Para protección: 5P20 / 30 VA
- c) Celda de transformador. Sus características serán las siguientes:
- Tensión nominal: 30 kV
 - Tensión máxima: 36 kV
 - Relación de transformación transformador 130 MVA: 1.600-3150/1-1-1 A
 - Clases de precisión / potencia:
 - ⇒ Para medida: CI 0,5 / 30 VA - CI 0,5 / 10 VA
 - ⇒ Para protección: 5P20 / 30 VA - 5P20 / 40 VA
- d) Transformador Zig-Zag: Sus características serán las siguientes:
- Tensión nominal: 30 kV
 - Tensión máxima: 36 kV
 - Relación de transformación: 500/5-5 A
 - Clases de precisión / potencia para protección: 10B200 / 50 VA

2.2.3.2.3. Interruptor

Se instalará un interruptor tripolar en cada celda con las siguientes características:

- Tensión nominal: 30 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Extinción del arco: SF₆
- Corriente nominal (celda de línea): 630 A
- Corriente nominal (celda de transformador 130 MVA): 3.150 A
- Poder de corte simétrico a la tensión nominal: 25 kA
- Secuencia de operación: O-0,3s-CO-1min-CO

2.2.3.2.4. Seccionador de tres posiciones

Tendrá tres posiciones (abierto-cerrado-puesto a tierra) con accionamiento manual. Será un mecanismo interconectado con el interruptor de manera que solo se podrá cerrar si el interruptor está abierto, para evitar maniobras indebidas. Habrá un seccionador en cada una de las celdas con las siguientes características:

- Tensión nominal: 30 kV
- Corriente nominal (celda de línea): 630 A
- Corriente nominal (celda de transformador 130 MVA): 3.150 A
- Corriente soportable de corta duración: 25 kA

2.2.4. Sistema de protección, control y mando

La protección de las líneas estará basada en una protección primaria y secundaria del mismo nivel y sin ser excluyentes, y en una protección de respaldo, que permita una correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en el mismo.

Todas las líneas deberán contar con relés de recierre monofásico coordinados por el sistema de teleprotección que actúen sobre los respectivos interruptores ubicados a ambos extremos de la línea.

Los tableros de protección y medición estarán ubicados al lado de cada celda de conexión y se conectarán por fibra óptica radial hasta la Sala de Control. El control de cada celda se realizará desde unidades de control de bahía de los cuales habrá uno por cada celda de alta tensión.

Se prevén los siguientes niveles de operación y control:

- Local: manual, sobre cada uno de los equipos.
- Remoto: automático, desde:
 - ⇒ La sala de control de la subestación.
 - ⇒ Un centro de control remoto a la subestación.

La subestación deberá contar con un sistema de vigilancia y seguridad que permita el control permanente y la operación de la subestación desde el interior y desde un centro de control remoto.

La subestación estará integrada a un sistema SCADA para el control, supervisión y registro de las operaciones en la subestación. En situaciones en que se presente una falla en el sistema SCADA que pueda comprometer al equipo central y/o a la estación IHM se dispondrá un sistema de control cableado para la operación de los interruptores y seccionadores, que contará con su respectivo panel de alarmas. Este último modo de operación será posible llevarlo a cabo solamente en forma local y su habilitación desactiva cualquier acción del sistema SCADA.

Todos los interruptores y seccionadores serán comandos remotamente desde la subestación, mediante conmutadores de mando con dos lámparas de

señalización (abierto, cerrado), excepto las cuchillas de puesta a tierra de los seccionadores de línea, las cuales no tendrán mando remoto, pero sí señalización en la subestación.

Cada interruptor tendrá mando local con pulsadores y señalización de posición en su respectivo gabinete de control, al lado del propio equipo.

Cada seccionador tendrá mando local, motorizado y manual en su respectivo gabinete de control, excepto las cuchillas de puesta a tierra de los respectivos seccionadores, las cuales sólo tendrán mando manual.

El diseño de la subestación será realizado considerando todos los componentes necesarios para que la planta pueda operar permanentemente conectada a la red de transporte nacional, de forma automática y manual desde el tablero de control local, el centro de control o en forma remota desde cualquier punto del sistema.

2.2.5. Sistema de medición

En las celdas terminales de línea y de conexión del transformador se deben prever equipos de medición, tipo multifunción, de precisión 0,2, para ser programado y configurado de forma local o a distancia. Estos equipos servirán para el monitoreo de:

- Tensión.
- Frecuencia.
- Corriente.
- Factor de potencia.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Potencia aparente.

En las celdas de línea se preverá además un medidor de energía activa con un indicador de máxima demanda para el uso de personal de operaciones de la subestación.

2.2.6. Sistema de comunicaciones

Se ha previsto la instalación de fibra óptica OPGW⁵³. El sistema de telecomunicaciones atenderá los requerimientos propios de la operación y seguridad de las instalaciones proyectadas, dentro de los cuales se cuenta con los servicios de teleprotección, transmisión de datos y telefonía.

2.2.7. Sistema de puesta a tierra

La subestación deberá contar con una malla de tierra profunda que asegure al personal contra tensiones de paso y contacto. Al mismo tiempo la malla de

⁵³ *Optical Ground Wire* o cable óptico a tierra.

tierra deberá permitir la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico sin que los equipos instalados sean afectados. Los criterios generales a seguir en el diseño de la malla de tierra son los siguientes:

- Se deberá rodear el perímetro de la subestación con un conductor continuo de tal forma que encierre la mayor área posible, con objeto de evitar altas concentraciones de corriente y, por lo tanto, altas diferencias de tensión en el área de la malla.
- En el interior del área de la subestación los conductores deben colocarse en líneas paralelas y, en lo posible, a lo largo de las estructuras y filas de equipos, de forma que se tengan las conexiones más cortas.
- Para el caso de utilizarse varillas de puesta a tierra pueden colocarse en las esquinas de la malla y en la periferia cada dos uniones. También pueden instalarse adyacentes a los equipos principales.
- La malla debe extenderse sobre la totalidad del área del patio de 132 kV de la subestación. Es usual disminuir la separación de los conductores en la periferia para un mejor control de las tensiones de choque.
- Los electrodos de tierra deben separarse entre sí a una distancia mayor de dos veces la longitud de la varilla. Los electrodos resultarán más eficaces cuando proporcionen una conexión con capas de suelo profundas de baja resistividad.
- Los cables de guarda de las líneas que llegan y salen de la subestación se deben conectar a la malla.

El sistema de puesta a tierra estará compuesto por el sistema de red de tierra profunda y por el sistema de red de tierra superficial.

El sistema de la red de tierra profunda ha considerado utilizar conductor de cobre de 85 mm² de sección o pletina equivalente, enterrado a 0,8 metros de profundidad, que cubrirá toda el área de la subestación y electrodos de puesta a tierra del tipo copperweld de 8' longitud x 5/8" de diámetro.

El sistema de la red de tierra superficial estará formado por conductores de cobre de 85 mm² o pletinas equivalentes, que se derivarán desde la red de tierra profunda hacia los terminales de tierra de los equipos y servicios auxiliares, así como a los neutros eléctricos de los sistemas de protección, medición y fuerza.

Todos los empalmes entre conductores de cobre que se empleen para formar las cuadrículas y derivaciones de la red de tierra superficial se efectuarán con soldadura del tipo exotérmica.

A la malla de tierra se conectarán todos los elementos sin tensión de todos los equipos.

Todos los pararrayos serán también conectados a electrodos de tierra individuales.

2.2.8. Servicios auxiliares

2.2.8.1. Servicios auxiliares en corriente alterna

Los servicios auxiliares en corriente alterna para atender los servicios de luz y fuerza de la subestación serán en 230 Vca, cuatro conductores, neutro corrido. Para la alimentación de los servicios auxiliares de la central se prevé la instalación de tres transformadores de servicios auxiliares 200 kVA, protegidos contra cortocircuitos mediante fusibles de potencia, y tres generadores eléctricos diésel de 200 kVA cada uno. Se tiene prevista la instalación de los siguientes equipos:

- Dos gabinetes de distribución de corriente alterna 230Vca.
- Dos transformadores de servicios auxiliares.
- Dos generadores diésel de 200 kVA.

2.2.8.2. Servicios auxiliares en corriente continua

Para atender los servicios de control, mando e iluminación de emergencia de la subestación en 110 Vcc se tiene prevista la instalación de los siguientes equipos:

- Cuatro cargadores-rectificadores 230Vca/125Vcc – 35 A.
- Cuatro bancos de baterías 100 Ahr/125 Vcc
- Dos gabinetes de distribución de corriente continua 125 Vcc
- Dos gabinetes de distribución de corriente continua 48 Vcc

La capacidad de cada cargador deberá atender todos los servicios requeridos y al mismo tiempo la carga de los respectivos bancos de baterías.

2.2.9. Alumbrado interior y exterior

- a) Alumbrado interior: Consiste en el sistema de iluminación del edificio de control y las tomas de corriente respectivas. El nivel de iluminación será adecuado según lo indicado en la Instrucción Técnica Complementaria correspondiente.
- b) Alumbrado exterior: El sistema de iluminación exterior de la subestación será implementado en base a la configuración de la misma teniendo en consideración los estándares de iluminación para instalaciones de este tipo. Se deberá tener especial cuidado en la iluminación de los equipos donde se realicen maniobras, tales como interruptores, seccionadores, etc. El nivel de iluminación será adecuado según lo indicado en la Instrucción Técnica Complementaria correspondiente. El alumbrado exterior estará constituido por luminarias de máxima eficiencia energética de 150 W, ubicadas sobre postes de concreto armado centrifugado. Asimismo, se contará con reflectores de 400 W para exteriores, instalados en los pórticos. El encendido del alumbrado exterior será automático con célula fotoeléctrica. También se tienen las tomas de corriente 1 ϕ y 3 ϕ adecuadamente distribuidas en los pórticos del patio de llaves y que serán elementos para montaje al exterior.

- c) Alumbrado exterior de emergencia: Además del alumbrado convencional se instalará un sistema de emergencia alimentado desde el sistema de corriente continua 110 Vcc. El nivel de iluminación del sistema de emergencia será adecuado según se indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y su circuito deberá ser independiente. La iluminación de emergencia del cerco perimétrico y patio se realizará con corriente continua, por medio de lámparas incandescentes de 60 W que irán en artefactos instalados en los postes de concreto y pórticos respectivamente.

3. MEMORIA DESCRIPTIVA LÍNEA ELÉCTRICA SE OMEDILLA HIVE ROMERAL - 'SE SABINAR GENERACIÓN - SE OLMEDILLA RENOVABLES'⁵⁴

OLMEDILLA HIVE promueve la construcción de una línea eléctrica de 132 kV, cuyo objetivo es la evacuación de la energía producida en las siguientes plantas fotovoltaicas:

- Sabinar HIVE (169 MWp, 130 MWn)
- OLMEDILLA HIVE (169 MWp, 130 MWn)
- FV Romeral (50 MWp y 42 MWn)
- FV Olmedilla (50 MWp y 42 MWn)

Estas plantas se encuentran en fase de desarrollo y tramitación por parte de las sociedades Sabinar HIVE, S.L, OLMEDILLA HIVE e Iberdrola Renovables Castilla La Mancha, S.A., y se encuentran localizadas en el municipio de Olmedilla de Alarcón (Cuenca).

La línea de evacuación transportará una potencia total de 344 MW nominales, contará con una longitud de 6,5 km para el tramo que corresponde a doble circuito y conectará en las subestaciones Olmedilla Renovables 132/400 kV (existente) y Sabinar Generación 132/400 kV (en fase de desarrollo), instalaciones de enlace con la SE Olmedilla 400 de REE. En concreto, las plantas FV Romeral Iberdrola y Olmedilla Iberdrola tendrán como punto de conexión la posición denominada Olmedilla Renovables, y las plantas Olmedilla Hive y Sabinar Hive se conectarán a la posición denominada Sabinar Generación.

La línea proyectada discurrirá por los términos municipales de Olmedilla de Alarcón y Valverdejo, en la provincia de Cuenca, y servirá para la evacuación de la potencia de las plantas mencionadas Sabinar Hive, Olmedilla Hive y FV Romeral Iberdrola, que comparten la subestación denominada Olmedilla Hive Romeral, y, posteriormente, se realizará un entronque en el apoyo número 14 en donde se evacuará la potencia de la planta FV Olmedilla Iberdrola.

⁵⁴ Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 14 de junio de 2019.

El trazado definitivo de la línea, que contará con 43 apoyos, se ha proyectado de manera que su trayectoria sea lo más sencilla posible, buscando en todo momento el mínimo impacto ambiental.

3.1. Descripción de la línea

La infraestructura de evacuación contemplada para la conexión de las plantas fotovoltaicas se detalla a continuación:

- Subestación elevadora SE Olmedilla Hive Romeral (30/132 kV, 302 MVA)
- Línea de 132 kV conexión Tramo Romeral – Línea de Doble circuito, 167 metros
- Línea de 132 kV conexión Tramo Olmedilla – Línea de Doble circuito, 97 metros
- Línea de 132 kV Tramo Doble circuito, 6.500 metros
- Línea de 132 kV conexión Tramo Línea Doble Circuito – SE Sabinar Generación, 83 metros
- Línea de 132 kV conexión Tramo Línea Doble Circuito – SE Olmedilla Renovables, 288 metros
- Subestación elevadora SE Sabinar Generación (132/400 kV) (En proceso de tramitación)
- Subestación elevadora SE Olmedilla Renovables (132/400 kV) (Existente)

El listado de plantas que se evacuarán por la línea es el siguiente:

- a) Plantas a elevar en Transformadores 30/132 kV, 2 x 130 MVA:
- FV Olmedilla HIVE de OLMEDILLA HIVE (130 MWn, 169 MWp)
 - FV Sabinar HIVE de Sabinar HIVE S.L. (130 MWn, 169 MWp)
- b) Plantas a elevar Transformador 30/132 kV, 2 x 42 MVA:
- FV Romeral de Iberdrola Renovables Castilla La Mancha, S.A. (42 MWn, 50 MWp)
 - FV Olmedilla de Iberdrola Renovables Castilla La Mancha, S.A. (42 MWn, 50 MWp)

Por tanto, el total de plantas que llegan en 132 kV suponen 344 MWn (438 MWp)

El trazado de la línea de transmisión partirá de la subestación de generación hasta el punto de conexión al sistema eléctrico, que en este caso son las posiciones Olmedilla Renovables (existente) y Sabinar Generación (proyectada). Para los cruzamientos con las líneas de 400 kV se utilizarán pórticos que permitan mantener la distancia de seguridad de acuerdo a la ITC LAT 07⁵⁵. Todos los cruzamientos de la línea proyectada cumplirán las

⁵⁵ El Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, aprobó 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.

distancias de seguridad exigidas en la normatividad vigente y las disposiciones y recomendaciones de la ITC-LAT 07 y REE.

3.1.1. Características eléctricas

A. Características generales

La línea tiene las siguientes características generales:

- Tensión (kV): 132
- Longitud Doble circuito(km): 6,5 km
- Zonas por las que discurre: zona B
- Velocidad del viento considerada (km/h): 120
- Tipo de montaje: Doble Circuito
- Número de conductores por fase: 2
- Frecuencia: 50Hz
- Factor de potencia: 0,8
- Nº de apoyos proyectados: 51
- Nº de vanos: 50
- Cota mínima (m): 851
- Cota Máxima (m): 914

La línea de alta tensión proyectada tiene las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 132 kV
- Número de circuitos: 2
- Número de fases por circuito: 3
- Conductores por fase: 2 (DÚPLEX)
- Tipo de aisladores: VIDRIO U160BS
- Elementos por cadena de aisladores: 12
- Cadenas de suspensión: Simples
- Longitud total cadenas de suspensión: 2,04 metros
- Cadenas de amarre: Dobles
- Longitud total cadenas de amarre: 2,04 metros
- Altura de puentes: 2,04 metros
- Conductores de protección: 1
- Temperatura máxima de tendido: 50º C
- Velocidad del viento: 120 km/h

Todos los materiales utilizados en el proyecto serán nuevos o con aceptación específica por la propiedad, de acuerdo con los reglamentos de baja tensión, media tensión, subestaciones y línea.

B. Características del conductor

El conductor elegido, que coincide con el existente en la línea, es de tipo Aluminio-Acero, según la norma UNE-50182⁵⁶, tiene las siguientes características:

- Denominación: LA380 337-AL1/44-ST1A
- Sección total (mm²): 381,5
- Diámetro total (mm): 25,4
- Número de hilos de aluminio: 54
- Número de hilos de acero: 7
- Carga de rotura (kg): 11.135
- Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km): 0,0857
- Peso (kg/m): 1.276
- Coeficiente de dilatación (°C): 19,3E-6
- Módulo de elasticidad (kg/mm²): 7000
- Ángulo de oscilación 120 km/h: 45,41°
- Sobrecarga viento 120 km/h: 1,295 kg/m
- Sobrecarga viento ½ 120 km/h: 0,647 kg/m
- Peso viento 120 km/h: 1,818 kg/m
- Peso viento ½ 120 km/h: 1,431 kg/m
- Peso hielo zona B: 2,201 kg/m
- Diámetro conductor con manguito zona B: 46,75 mm
- Sobrecarga viento 60 km/h con manguito zona B: 0,60 kg/m
- Peso hielo+viento 60 km/h zona B: 2,28 kg/m
- Tense máximo (Zona B): 3.850 Kg
- EDS (Every day strees) (En zona B): 22%

El conductor de protección elegido tiene las siguientes características:

- Denominación: OPGW48
- Diámetro (mm): 17
- Peso (kg/m): 0,624
- Sección (mm²): 180
- Coeficiente de dilatación (°C): 1,5E5
- Módulo de elasticidad (kg/mm²): 12.000
- Ángulo de oscilación 120 km/h: 54, 24°
- Carga de rotura (kg): 8.000
- Sobrecarga viento 120 km/h: 0,866 kg/m
- Sobrecarga viento ½ 120 km/h: 0,433 kg/m
- Peso viento 120 km/h: 1,068 kg/m
- Peso viento ½ 120 km/h: 0,760 kg/m
- Peso hielo zona B: 1,381 kg/m

⁵⁶ Conductores para líneas eléctricas aéreas.

- Sobrecarga viento 60 km/h con manguito zona B: 0,5 kg/m
- Peso hielo+viento 60 km/h zona B: 1,47 kg/m
- Tense máximo (Zona B): 2.200 Kg
- EDS (En zona B): 15%.

El tendido se efectuará de acuerdo con las tablas de tensiones y flechas que se detallan en el proyecto, tanto para el caso de los conductores de fase como para el conductor de protección.

3.2. Trazado general de la línea

Los datos del trazado de la línea proyectada son los siguientes:

Nº Apoyo	Cota Absoluta (m)	Vano Anterior (m)	Vano Posterior (m)	Ángulo Interior (Centesimal)
1	861,21	32,61	62,47	172,1
1.1	860,78	62,47	71,17	141,6
1.2	858,77	18,36	78,41	162,3
2	860,07	78,41 -71,17	162,59	144,6
3	861,77	162,59	200	
4	856,73	200	140,12	
5	856,82	140,12	145,88	198,3
6	857,62	145,88	168,25	
7	854,85	168,25	116,96	130,4
8	855,57	116,96	209,53	195,3
9	855,26	209,53	201,26	
10	855,01	201,26	213,56	
11	859,47	213,56	256,51	148,8
12	853,21	256,51	185,53	
13	853,27	185,53	123,2	
14 apoyo entronque Iberdrola	852,92	123,2	123,13	
15	851,95	123,13	200	151,6
16	854,58	200	200	
17	855,61	200	201,07	
18	858,66	201,07	200	
19	864,06	200	255,32	
20	870,35	255,32	178,36	187,9
21	875,05	178,36	132,03	176,6
22	878,44	132,03	30	
22A	879	30	30	
22B	879	30	30	
23	880,18	30	122,9	
24	882,73	122,9	180,5	135,3

Nº Apoyo	Cota Absoluta (m)	Vano Anterior (m)	Vano Posterior (m)	Ángulo Interior (Centesimal)
25	886,91	180,5	141,15	
26	887,84	141,15	98,8	
27	890,52	98,8	236,19	
28	892,34	236,19	30	
28A	893	30	38	
28B	893	38	30	
29	893,33	30	178,16	
30	897,41	178,16	220,82	
31	904,75	220,82	198,02	171,9
32	908,5	198,02	197,68	
33	912,98	197,68	234,55	166,4
34	914,3	234,55	30	
34A	911	30	42	
34B	908	42	30	
35	905,14	30	178,16	
36	895,69	98,84	220,82	
37	888,35	260,99	198,02	
38	903,56	298,36	197,68	
39	910,31	130,32	61,5-70,2	187,2 - 147,8
40	914,7	61,5	22	
41	909,34	70,2	123,89	
42	911,22	123,89	50,35	163,5
43	909,34	50,35	42,73	

No se dispone aún de un estudio sobre terreno, por lo que se han utilizado los datos topográficos proporcionados por Google Earth, y estas elevaciones permiten estimar los diferentes desniveles del terreno a lo largo del trazado.

Todos los apoyos utilizados para este proyecto serán metálicos y galvanizados en caliente, proponiéndose los de la marca IMEDEXSA.

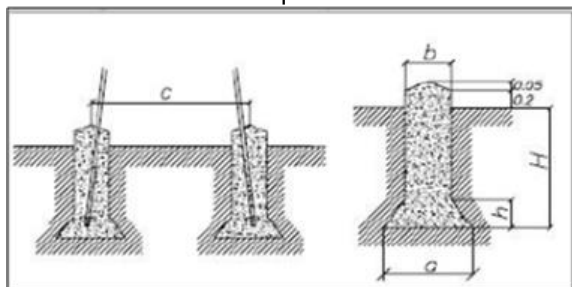
El peso total del acero necesario para la construcción de la línea proyectada se estima en 421.599 kg.

3.3. Cimentaciones

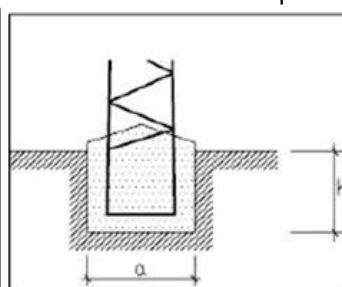
Para una eficaz estabilidad de los apoyos, éstos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo.

Las características y dimensiones de las cimentaciones de cada uno de los apoyos será la siguiente:

Nº de Apoyo	Apoyo	Tipo de Terreno	Tipo de Cimentación ⁵⁷	Dimensiones (m)					Volumen Excavación	Volumen Hormigón
				a	h	b	H	c		
1	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
1.1	CO-27000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,8	0,5	1,2	3,55	4,32	22,13	23,38
1.2	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,8	0,5	1,2	3,55	4,32	22,13	23,38
2 (Apoyo de Unión DC)	GCO-40000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,25	0,8	1,3	3,55	5,27	28,91	30,38
3	HAR-7000-18	Normal	Monobloque	2,02	2,49	-	-	-	10,16	10,98
4	HAR-7000-18	Normal	Monobloque	2,02	2,49	-	-	-	10,16	10,98
5	HAR-9000-15	Normal	Monobloque	2,06	2,57	-	-	-	10,91	11,75
6	H-6000-16	Normal	Monobloque	1,76	2,48	-	-	-	7,68	8,3
7	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
8	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
9	HAR-7000-20	Norma	Monobloque	2,1	2,54	-	-	-	11,2	12,08
10	HAR-7000-24	Normal	Monobloque	2,35	2,58	-	-	-	14,25	15,35
11	GCO-40000-25	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,25	0,8	1,3	3,6	7,3	29,25	30,71
12	HAR-7000-20	Normal	Monobloque	2,1	2,54	-	-	-	11,2	12,08
13	HAR-9000-13	Normal	Monobloque	1,93	2,53	-	-	-	9,42	10,17
14 apoyo entronque Iberdrola	HAR-9000-13	Normal	Monobloque	1,93	2,53	-	-	-	9,42	10,17
15	GCO-40000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,25	0,8	1,3	3,55	5,27	28,91	30,38
16	H-6000-16	Normal	Monobloque	1,76	2,48	-	-	-	7,68	8,3
17	HAR-7000-18	Normal	Monobloque	2,02	2,49	-	-	-	10,16	10,98

⁵⁷ Cimentación tetrabloque circular con cueva


Cimentación monobloque



Nº de Apoyo	Apoyo	Tipo de Terreno	Tipo de Cimentación ⁵⁷	Dimensiones (m)					Volumen Excavación	Volumen Hormigón
				a	h	b	H	c		
18	HAR-7000-18	Normal	Monobloque	2,02	2,49	-	-	-	10,16	10,98
19	HAR-7000-20	Normal	Monobloque	2,1	2,54	-	-	-	11,2	12,08
20	AGR-18000-16	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,85	0,55	1,2	3,15	3,5	20,17	21,42
21	CO-27000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,8	0,5	1,2	3,55	4,32	22,13	23,38
22	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
22A*	Pórtico	Normal	Monobloque	1,83	2,46	-	-	-	8,24	8,91
22B*	Pórtico	Normal	Monobloque	1,83	2,46	-	-	-	8,24	8,91
23	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
24	GCO-40000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,25	0,8	1,3	3,55	5,27	28,91	30,38
25	IC-70000-25	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	3,05	1,55	1,5	4,3	6,97	58,08	60,03
26	IC-70000-30	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	3,15	1,55	1,6	4,3	7,8	64,37	66,59
27	HAR-9000-18	Normal	Monobloque	2,15	2,64	-	-	-	12,2	13,13
28	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
28A*	Pórtico	Normal	Monobloque	1,83	2,46	-	-	-	8,24	8,91
28B*	Pórtico	Normal	Monobloque	1,83	2,46	-	-	-	8,24	8,91
29	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
30	HAR-9000-18	Normal	Monobloque	2,15	2,64	-	-	-	12,2	13,13
31	CO-27000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,8	0,5	1,2	3,55	4,32	22,13	23,38
32	HAR-9000-18	Normal	Monobloque	2,15	2,64	-	-	-	12,2	13,13
33	CO-27000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,8	0,5	1,2	3,55	4,32	22,13	23,38
34	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
34A*	Pórtico	Normal	Monobloque	1,83	2,46	-	-	-	8,24	8,91
34B*	Pórtico	Normal	Monobloque	1,83	2,46	-	-	-	8,24	8,91
35	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
36	IC-55000-35	Normal	Tetrabloque (Cuadrada)	2,75	1,25	1,5	4,2	8,64	49,78	51,73

Nº de Apoyo	Apoyo	Tipo de Terreno	Tipo de Cimentación ⁵⁷	Dimensiones (m)					Volumen Excavación	Volumen Hormigón
				a	h	b	H	c		
			con cueva)							
37	IC-55000-35	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,75	1,25	1,5	4,2	8,64	49,78	51,73
38	HAR-7000-22	Normal	Monobloque	2,24	2,56	-	-	-	12,85	13,85
39 (Apoyo derivación)	CO-15000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,55	0,4	1,1	2,9	4,32	14,94	15,98
40	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17
41	HAR-9000-15	Normal	Monobloque	2,06	2,57	-	-	-	10,91	11,75
42	CO-15000-12	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	1,5	0,35	1,1	2,9	3,8	14,73	15,78
43	IC-55000-15	Normal	Tetrabloque (Cuadrada con cueva)	2,45	1,05	1,4	4,05	5,3	39,47	41,17

3.4. Descripción de las Cadenas

Las cadenas que componen cada apoyo y que sostienen al conductor estarán formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes. Las características de todos los elementos que las componen y su descripción, según los diferentes apoyos, se exponen a continuación:

3.4.1. Cadena de suspensión

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del RLAT⁵⁸. La configuración elegida es de cadenas simples. El aislador elegido y sus características son las siguientes:

- Tipo: U160BS
- Material: Vidrio
- Paso (mm): 146
- Diámetro (mm): 280
- Línea de fuga (mm): 380
- Peso (Kg): 6,3
- Carga de rotura (Kg): 16.000
- Nº de elementos por cadena: 12
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV): 405
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): 900

La longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) es de 2,04 metros.

⁵⁸ Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

3.4.2. Cadena de amarre

Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del RLAT. La configuración elegida es de cadenas dobles. El aislador elegido y sus características son las siguientes:

- Tipo: U160BS
- Material: Vidrio
- Paso (mm): 146
- Diámetro (mm): 280
- Línea de fuga (mm): 380
- Peso (Kg): 6,3
- Carga de rotura (Kg): 16.000
- Nº de elementos por cadena: 12
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV): 405
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV): 900

La longitud de la cadena de amarre y la altura del puente será:

- Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes): 2,04 metros
- Altura del puente en apoyos de amarre: 2,04 metros
- Ángulo de oscilación del puente: 20º

3.4.3. Descripción de cadenas según tipo de apoyos

- a) Apoyos de fin de línea: En este tipo de apoyos se montarán los siguientes elementos:
 - 3 cadenas dobles de aisladores, con 12 unidades cada una. Aisladores tipo U160BS
 - 3 unidades. Grapa de amarre
- b) Apoyos de alineación-suspensión: Los apoyos con cadena en suspensión serán dos, y contarán con los siguientes componentes:
 - 3 cadenas simples de aisladores, con 12 unidades cada una. Aisladores tipo U160BS
 - 3 unidades. Grapa de suspensión
- c) Apoyos de amarre y/o de anclaje: La línea proyectada cuenta con apoyos de amarre y/o anclaje que llevarán las siguientes cadenas:
 - 6 cadenas dobles de aisladores, con 12 unidades cada una. Aisladores U160BS
 - 6 unidades. Grapa de amarre

3.5. Medidas de protección de Fauna

Con el fin de proteger la avifauna presente en las inmediaciones cercanas a la infraestructura se incluirán salvapájaros, que han sido dispuestos, de acuerdo

al Real Decreto 1432/2008⁵⁹, respetando una distancia mínima de 10 metros entre espirales.

a) Medidas preventivas dispuestas contra la colisión:

- Distancia entre espirales conductor de fase: 20 metros
- Distancia mínima entre espirales conductor de protección: 10 metros
- Peso de la espiral: 0,6 kg
- Superficie exposición viento espiral: 0,018 m²

b) Medidas preventivas dispuestas contra la electrocución:

- Longitud cadena de suspensión: 2,04 metros
- Longitud cadena de amarre: 2,04 metros
- Distancia entre conductor y cruceta inferior: 1,5 metros

Para el diseño de la línea se ha tenido en cuenta lo dispuesto en el mencionado Real Decreto 1432/2008, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Longitud de la cadena de suspensión: deberá ser mayor o igual a 0,6 metros.
- Longitud de la cadena de amarre: debe ser mayor o igual a 1 metro.

Hay un requisito adicional para doble circuito: La distancia entre el conductor y la cruceta inferior deberá ser mayor o igual a 1,5 metros.

Para evitar la electrocución se tomarán en consideración las siguientes medidas:

- Se aislarán, en todas las fases, los puentes y conexiones con cable desnudo entre elementos en tensión, utilizando un aislamiento del tipo preformado fabricado a base de caucho de silicona sólida que sea acorde con la tensión máxima de servicio de la línea.
- En apoyos en los que se hallen instalados seccionadores, fusibles o autoválvulas por encima de las crucetas principales, dichos seccionadores se trasladarán a una cruceta auxiliar a ubicar por debajo de las crucetas o semicrucetas principales.
- Para cualquier elemento adicional que suponga la presencia de tensión de riesgo en lugares de presencia de avifauna, se debe contemplar el aislamiento y garantizar las distancias mínimas requeridas según el citado Real Decreto 1432/2008.

3.6. Puesta a Tierra de los Apoyos

⁵⁹ Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos. Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del RLAT. Por tanto, deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC07 del RLAT.

Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además de estas consideraciones, un sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, de corrosión, de resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del RLAT.

3.7. Numeración y aviso de peligro

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

4. PROYECTO BÁSICO ST SABINAR GENERACIÓN. MEMORIA ST SABINAR GENERACIÓN 132/400 KV⁶⁰

REE ha autorizado la interconexión de una capacidad de 388 MW_{ins} (305 MW_{nom}) en la subestación OLMEDILLA 400 kV, según el Informe de Viabilidad de Acceso (IVA), de fecha del 21 de diciembre de 2018, en el cual se autoriza la conexión de los siguientes parques fotovoltaicos (PFV):

- PSF OLMEDILLA HIVE (169 MWp/130 MWn) de OLMEDILLA HIVE
- Parque Solar Fotovoltaico Sabinar HIVE (169 MWp/130 MWn) de Sabinar HIVE S.L.
- Parque Solar Fotovoltaico Cruz de los Caminos (50 MWp/45 MWn) de Energía Solado S.L.U.

La instalación de alta tensión ST Sabinar Generación pertenece a la infraestructura de evacuación de los proyectos anteriormente mencionados.

⁶⁰ Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 30 de mayo de 2019.

Para la evacuación de la potencia de los tres parques solares mencionados al punto de conexión en la SET Olmedilla 400 kV de REE, se construirá la subestación ST Sabinar Generación con un transformador elevador para evacuar la potencia de los tres, cuya potencia nominal total es de 350 MVA, con configuración en embarrado simple.

Las características generales de la ST Sabinar Generación se resumen a continuación:

- Localización: Olmedilla de Alarcón, Cuenca
- Transformadores: 1 x 350 MVA
- Relación de transformación: 132/400 kV
- Configuración: Embarrado Simple

4.1. Configuración de la subestación

La configuración de la subestación es de dos posiciones de líneas en 132 kV — una que recoge la evacuación de las plantas solares Sabinar HIVE y OLMEDILLA HIVE y otra que recoge la evacuación del parque solar Cruz de los Caminos—, una posición de transformador en 132 kV y otra en 400 kV, y por último una posición de línea en 400 kV para evacuar las tres plantas y sus respectivos 305 MW. El transformador 132/400 kV fue dimensionado en 350 MVA. La configuración de los sistemas de 132 kV y 400 kV son ambos en simple barra.

Los equipos que forman parte de la subestación son:

- Posición Línea aérea 132 kV (PSF Cruz de los Caminos):
 - ⇒ Tres pararrayos
 - ⇒ Tres transformadores de tensión
 - ⇒ Un seccionador tripolar de accionamiento trifásico con puesta a tierra
 - ⇒ Tres transformadores de intensidad
 - ⇒ Un interruptor tripolar de accionamiento trifásico
 - ⇒ Un seccionador tripolar de accionamiento trifásico
- Posición Línea aérea 132 kV (ST Olmedilla HIVE):
 - ⇒ Tres pararrayos
 - ⇒ Tres transformadores de tensión
 - ⇒ Un seccionador tripolar de accionamiento trifásico con puesta a tierra
 - ⇒ Tres transformadores de intensidad
 - ⇒ Un interruptor tripolar de accionamiento trifásico
 - ⇒ Un seccionador tripolar de accionamiento trifásico
- Barra 132 kV:
 - ⇒ Tres transformadores de tensión
- Posición Transformador Baja Tensión:
 - ⇒ Un seccionador tripolar de accionamiento trifásico
 - ⇒ Un interruptor tripolar de accionamiento trifásico

- ⇒ Tres transformadores de intensidad
 - ⇒ Un seccionador tripolar de accionamiento trifásico con puesta a tierra
 - ⇒ Tres transformadores de tensión
 - ⇒ Tres pararrayos
 - Autotransformador trifásico de potencia de 400/132 kV, 350 MVA, y con regulación de tensión bajo carga en el lado de alta tensión
 - Posición Transformador Alta Tensión:
 - ⇒ Tres seccionadores pantógrafos monopolares
 - ⇒ Tres interruptores monopolares
 - ⇒ Tres transformadores de intensidad
 - ⇒ Tres seccionadores monopolares con puesta a tierra
 - ⇒ Tres transformadores de tensión inductivos
 - ⇒ Tres pararrayos
 - Barra 400 kV:
 - ⇒ Tres transformadores de tensión capacitivos
 - Posición Línea subterránea de 400 kV (a ST Olmedilla 400 kV de REE):
 - ⇒ Tres seccionadores pantógrafos monopolares
 - ⇒ Tres interruptores monopolares
 - ⇒ Tres transformadores de intensidad
 - ⇒ Tres seccionadores monopolares con puesta a tierra
 - ⇒ Tres transformadores de tensión inductivos
 - ⇒ Tres pararrayos
 - ⇒ Tres Terminales transición Aérea – Subterránea
- a) Magnitudes eléctricas: Como criterios básicos de diseño se han adoptado las siguientes magnitudes eléctricas para 132 kV:
- Tensión nominal: 132 kV
 - Tensión más elevada para el material (Ve): 145 kV
 - Neutro: Rígido a tierra
 - Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz): 40 kA
 - Tiempo de extinción de la falta: 0,5 seg
 - Nivel de aislamiento:
 - ⇒ Tensión soportada a frecuencia industrial: 275 kV
 - ⇒ Tensión soportada a impulso tipo rayo: 650 kV
 - Línea de fuga mínima: 3.625 mm (25 mm/kV)

Como criterios básicos de diseño se han adoptado las siguientes magnitudes eléctricas para 400 kV:

- Tensión nominal: 400 kV
- Tensión más elevada para el material (Ve): 420 kV
- Neutro: Rígido a Tierra

- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz): 50 kA
 - Tiempo de extinción de la falta: 0,5 seg
 - Nivel de aislamiento:
 - ⇒ Aislamiento longitudinal: 950 kV
 - ⇒ Fase-tierra: 1.050 kV
 - ⇒ Entre fases (relación al valor de cresta fase-tierra): 1,50
 - ⇒ Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo: 1300/1425 kV
 - Línea de fuga mínima: 10.500 mm (25 mm/kV)
- b) Estructuras metálicas: Las estructuras metálicas y soportes de la apartamento del parque se construirán con perfiles de acero normalizados de alma llena. Todas las estructuras y soportes tendrán un acabado de galvanizado en caliente como protección contra la corrosión. Para el anclaje de estas estructuras, se dispondrán cimentaciones adecuadas a los esfuerzos que han de soportar, construidas a base de hormigón y en las que quedarán embebidos los pernos de anclaje correspondientes. El hormigón se realizará en dos fases, la primera de asentamiento del cemento y la segunda de anclaje de la propia estructura.
- c) Embarrado de AT.
- Se instalará un embarrado simple en el sistema de 132 kV con las siguientes características:
- Material del tubo: Aluminio
 - Diámetro interior: 134 mm
 - Diámetro exterior: 150 mm
- Se instalará un embarrado simple en el sistema de 400 kV con las siguientes características:
- Material del tubo: Aluminio
 - Diámetro interior: 228 mm
 - Diámetro exterior: 250 mm
- d) Conductores de Alta Tensión: Se utilizará conductor de material resistente a la abrasión y a la corrosión, por lo que se propone el empleo del conductor de aluminio con alma de acero (ACSR), igual al conductor usado en la línea de evacuación.
- Las características del conductor en 132 kV son las siguientes:
- Material de conductor: Aluminio-Acero
 - Sección nominal: 455 mm²
 - Configuración (Al + Acero): Dúplex (54 + 7)
 - Diámetro exterior: 27,72 mm
 - Peso unitario: 1.521 kg/m
 - Carga de rotura: 12.650 daN

- Resistencia eléctrica en CC a 20 °C: 0,0718 Ohm/km

Las características del conductor en 400 kV son las siguientes:

- Material de conductor: Aluminio-Acero
- Denominación: LAPWING
- Configuración (Al + Acero): Dúplex (45 + 7)
- Diámetro exterior: 28,16 mm
- Peso unitario: 2.669 kg/m
- Carga de rotura: 19.142 daN
- Resistencia eléctrica en CC a 20 °C: 0,0355 Ohm/km

4.2. Características de los equipos principales

4.2.1. Equipos de patio de 132 kV

A continuación se describen los equipos requeridos para la protección y medida en la bahía de alta tensión 132 kV de la subestación.

a) Pararrayos: Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de maniobra se ha dispuesto el empleo de pararrayos conectados sólidamente a tierra. Sus características serán:

- Tipo: Óxido de zinc
- Instalación: Intemperie
- Frecuencia 50 Hz
- Tensión nominal del pararrayos (U_r): 108 kV
- Corriente nominal de descarga (I_n): 10 kA
- Clase: 3

b) Transformador de tensión (TT) inductivo: Los transformadores de tensión de 132 kV de salida de línea serán del tipo inductivo, inmersos en aceite, de sellado hermético, para servicio exterior, adecuados para propósitos de protección y medida.

- Características del TT de 132 kV — Posición de Línea:
 - ⇒ Tipo: Inductivo
 - ⇒ Instalación: Intemperie
 - ⇒ Frecuencia: 50 Hz
 - ⇒ Tensión de servicio: 132 kV
 - ⇒ Tensión máxima de equipo: 145 kV
 - ⇒ Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA
 - ⇒ Relación de transformación: $132/\sqrt{3} : 0,11/\sqrt{3}$
 - ⇒ N° devanados medición: 1
 - ⇒ Clase de precisión devanado medición: 20 VA – 0,2
 - ⇒ N° devanados protección: 2

⇒ Clase de precisión devanado protección: 20 VA – 0,5-3P

▪ Características del TT de 132 kV de Barra:

⇒ Tipo: Inductivo

⇒ Instalación: Intemperie

⇒ Frecuencia: 50 Hz

⇒ Tensión de servicio: 132 kV

⇒ Tensión máxima de equipo: 145 kV

⇒ Corriente de cortocircuito (1s) 40 kA

⇒ Relación de transformación: $132/\sqrt{3} : 0,11/\sqrt{3}$

⇒ N° devanados medición: 1

⇒ Clase de precisión devanado medición: 20 VA – 0,2

⇒ N° devanados protección: 2

⇒ Clase de precisión devanado protección: 50 VA – 0,5-3P

▪ Características del TT de 132 kV — Posición de Transformador:

⇒ Tipo: Inductivo

⇒ Instalación: Intemperie

⇒ Frecuencia: 50 Hz

⇒ Tensión de servicio: 132 kV

⇒ Tensión máxima de equipo: 145 kV

⇒ Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

⇒ Relación de transformación: $132/\sqrt{3} : 0,11/\sqrt{3}$

⇒ N° devanados medición: 1

⇒ Clase de precisión devanado medición: 20 VA – 0,2

⇒ N° devanados protección: 2

⇒ Clase de precisión devanado protección: 50 VA – 0,5-3P

c) Transformador de corriente (TC): Los transformadores de corriente serán monofásicos, sumergidos en aceite, de sellado hermético, para instalación exterior.

▪ Características TC de 132 kV — Posición de Línea:

⇒ Instalación: Intemperie

⇒ Frecuencia: 50 Hz

⇒ Tensión de servicio: 132 kV

⇒ Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

⇒ Salida de línea: 1000-2000/5-5-5-5 A

⇒ N° devanados medición: 1

⇒ Clase de precisión devanado medición: 30 VA – Clase 0,2s

⇒ N° devanados protección: 4

⇒ Clase de precisión devanado protección: 50 VA – CL. 0,5-5P20

- Características TC de 132 kV — Posición de Transformador:
 - ⇒ Instalación: Intemperie
 - ⇒ Frecuencia: 50 Hz
 - ⇒ Tensión de servicio: 132 kV
 - ⇒ Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA
 - ⇒ Salida de línea 1500-3000/5-5-5-5 A
 - ⇒ N° devanados medición: 1
 - ⇒ Clase de precisión devanado medición: 30 VA – Clase 0,2s
 - ⇒ N° devanados protección: 3
 - ⇒ Clase de precisión devanado protección: 50 VA – CL. 0,5-5P20

- d) Interruptor: Los interruptores serán del tipo trifásico, para servicio exterior, con cámara de extinción de arco en SF₆ y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto. Sus características serán:
 - Aislamiento interno y fluido extintor: SF₆
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 132 kV
 - Corriente nominal: 2.000 A
 - Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA
 - Ciclo nominal de trabajo: O-0,3s-CO-3min-CO
 - Aislamiento externo: Porcelana marrón

- e) Seccionador: Los seccionadores de 132 kV serán trifásicos para instalación exterior, del tipo rotativo, con doble apertura, y para montaje horizontal, con mando a motor y manual, preparados de tal manera que permitan su accionamiento local y remoto. Los seccionadores serán diseñados para conducir en forma permanente la corriente nominal para la cual han sido diseñados. Sus características serán:
 - Mecanismo de operación: Trifásico
 - Tipo: Horizontal
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 132 kV
 - Corriente nominal: 2.000 A
 - Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

- f) Seccionador con puesta a tierra: El seccionador de 132 kV con puesta a tierra será trifásico para instalación exterior, del tipo rotativo, con doble apertura, y para montaje horizontal, con mando a motor y manual, preparado de tal manera que permita su accionamiento local y remoto. El seccionador será diseñado para conducir en forma permanente la corriente nominal. Sus características serán:
 - Mecanismo de operación: Trifásico

- Tipo: Horizontal
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión de servicio: 132 kV
- Corriente nominal: 2.000 A
- Corriente de cortocircuito (1s): 40 kA

4.2.2. Autotransformador de potencia

Se instalará un autotransformador de potencia trifásico 132/400 kV y potencia nominal de 350 MVA para la evacuación de la energía de los parques solares Sabinar HIVE, OLMEDILLA HIVE y Cruz de los Caminos. Sus características eléctricas principales son las siguientes:

- Tipo de autotransformador: Trifásico intemperie
- Líquido dieléctrico: Aceite
- Servicio: Continuo
- Frecuencia: 50 Hz
- Refrigeración: ONAN/ONAF⁶¹
- Potencia asignada: 350 MVA
- Tensiones asignadas en vacío: 132.000/400.000 V

4.2.3. Equipos de patio de 400 kV

A continuación, se describen los equipos requeridos para protección y medida en la bahía de alta tensión 400 kV de la subestación.

- a) Pararrayos: Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de maniobra se ha dispuesto el empleo de pararrayos conectados sólidamente a tierra. Sus características serán:
- Tipo: Óxido de zinc
 - Instalación: Intemperie
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión nominal del pararrayos (U_r): 360 kV
 - Corriente nominal de descarga (I_n): 20 kA
 - Clase: 3
- b) Transformador de tensión inductivo: Los transformadores de tensión de 400 kV de salida de línea serán del tipo inductivo, inmersos en aceite, de sellado hermético, para servicio exterior, adecuados para propósitos de protección y medida. Sus características serán:
- Tipo: Inductivo

⁶¹ ONAN (*Oil Natural Air Natural*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural.

ONAF (*Oil Natural Air Forced*): Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire mediante ventilación forzada.

- Instalación: Intemperie
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Tensión máxima de equipo: 420 kV
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA
 - Relación de transformación: $400/\sqrt{3} : 0,11/\sqrt{3}$
 - Nº devanados medición: 1
 - Clase de precisión devanado medición: 20 VA – 0,2
 - Nº devanados protección: 2
 - Clase de precisión devanado protección: 50 VA – 0,5-3P
- c) Transformador de tensión capacitivo de 400 kV de Barra:
- Tipo: Capacitivo
 - Instalación: Intemperie
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Tensión máxima de equipo: 420 kV
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA
 - Relación de transformación: $400/\sqrt{3} : 0,11/\sqrt{3}$
 - Nº devanados medición: 1
 - Clase de precisión devanado medición: 20 VA – 0,2
 - Nº devanados protección: 2
 - Clase de precisión devanado protección: 50 VA – 0,5-3P
- d) Transformador de corriente (TC): Los transformadores de corriente serán monofásicos, sumergidos en aceite, de sellado hermético, para instalación exterior.
- d.1) Características del TC de 400 kV – Posición Línea:
- Instalación: Intemperie
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA
 - Salida de línea: 1000-2000/5-5-5-5 A
 - Nº devanados medición: 1
 - Clase de precisión devanado medición: 30 VA – Clase 0,2s
 - Nº devanados protección: 4
 - Clase de precisión devanado protección: 50 VA – CL. 0,5-5P20
- d.2) Características TC 400 kV – Posición de Transformador:
- Instalación: Intemperie

- Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA
 - Salida de línea: 1000-2000/5-5-5-5 A
 - N° devanados medición: 1
 - Clase de precisión devanado medición: 30 VA – Clase 0,2s
 - N° devanados protección: 3
 - Clase de precisión devanado protección: 50 VA – CL. 0,5-5P20
- e) Interruptor: Los interruptores serán del tipo monopolar trifásicos, para servicio exterior, con cámara de extinción de arco en SF₆ y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto. Sus características serán:
- Aislamiento interno y fluido extintor: SF₆
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Corriente nominal: 4.000 A
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA
 - Ciclo nominal de trabajo: O-0,3s-CO-3min-CO
 - Aislamiento externo: Porcelana marrón
- f) Seccionador: Los seccionadores de 400 kV serán monopolares para instalación exterior, del tipo pantógrafo, con mando a motor y manual preparados de tal manera que permitan su accionamiento local y remoto. Los seccionadores serán diseñados para conducir en forma permanente la corriente nominal para la cual han sido diseñados. Sus características serán:
- Mecanismo de operación: Monopolar
 - Tipo: Horizontal
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Corriente nominal: 3.150 A
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA
- g) Seccionador con puesta a tierra: Será monopolar para instalación exterior, del tipo pantógrafo para montaje vertical, con mando a motor y manual preparados de tal manera que permitan su accionamiento local y remoto. El seccionador será diseñado para conducir en forma permanente la corriente nominal. Sus características serán:
- Mecanismo de operación: Monopolar
 - Tipo: Vertical
 - Frecuencia: 50 Hz
 - Tensión de servicio: 400 kV
 - Corriente nominal: 3150 A
 - Corriente de cortocircuito (1s): 50 kA

h) Terminal Aéreo - Subterráneo: Para la transición área subterránea desde la subestación, se ha dispuesto usar terminales tipo “Slip-on” tipo intemperie. Sus características serán:

- Tipo: EPDM- Aislador Porcelana
- Instalación: Intemperie
- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión máxima entre fases: 420 kV
- Tensión soportada a impulsos: 1.425 kV
- Altura aproximada: 4.750 mm

4.2.4. Sistema de protección, control y mando

La protección de las líneas estará basada en una protección primaria y secundaria del mismo nivel, sin ser excluyentes, y protección de respaldo, que permita una correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en el sistema. Todas las líneas deberán contar con relés de recierre monofásico coordinados por el sistema de tele protección que actúen sobre los respectivos interruptores ubicados a ambos extremos de la línea.

Los tableros de protección y medición estarán ubicados al lado de cada celda de conexión y se conectarán por fibra óptica radial hasta la Sala de Control. El control de cada celda se realizará desde unidades de control de bahía de los cuales habrá uno por cada celda de alta tensión.

Se prevén los siguientes niveles de operación y control:

- Local: manual, sobre cada uno de los equipos
- Remoto: automático, desde:
 - ⇒ La sala de control de la subestación
 - ⇒ Un centro de control remoto a la subestación

La subestación deberá contar con un sistema de vigilancia y seguridad que permita el control permanente y la operación de la subestación desde el interior y desde un centro de control remoto.

La subestación estará integrada a un sistema SCADA para el control, supervisión y registro de las operaciones en la subestación. En situaciones en que se presente una falla en el sistema SCADA que pueda comprometer al equipo central y/o la estación IHM, se dispondrá un sistema de control cableado para la operación de los interruptores y seccionadores, el cual contará con su respectivo panel de alarmas. Este último modo de operación será posible llevarlo a cabo solamente en forma local y su habilitación desactiva cualquier acción del sistema SCADA.

Todos los interruptores y seccionadores serán comandados remotamente, desde la subestación, mediante conmutadores de mando con dos lámparas de señalización (abierto, cerrado), excepto las cuchillas de puesta a tierra de los

seccionadores de línea, que no tendrán mando remoto, pero sí señalización en la subestación.

Cada interruptor tendrá mando local con pulsadores y señalización de posición en su respectivo gabinete de control, al lado del propio equipo.

Cada seccionador tendrá mando local, motorizado y manual en su respectivo gabinete de control, excepto las cuchillas de puesta a tierra de los respectivos seccionadores, que sólo tendrán mando manual.

El diseño de la subestación será realizado considerando todos los componentes necesarios para que pueda operar permanentemente conectada a la red de transporte nacional, de forma automática y manual desde el tablero de control local, el centro de control o en forma remota desde cualquier punto del sistema.

4.2.5. Sistema de medición

En las posiciones de línea y de conexión del transformador se deben prever equipos de medición, tipo multifunción, de precisión 0,2 s, para ser programado y configurado de forma local o a distancia. Estos equipos servirán para el monitoreo de:

- Tensión.
- Frecuencia.
- Corriente.
- Factor de potencia.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Potencia aparente.

En las posiciones de línea se preverá además un medidor de energía activa con un indicador de máxima demanda para el uso de personal de operaciones de la subestación.

4.2.6. Sistema de comunicaciones

Se ha previsto la instalación de fibra óptica OPGW. El sistema de telecomunicaciones atenderá los requerimientos propios de la operación y seguridad de las instalaciones proyectadas dentro de las cuales se cuenta con los servicios de tele protección, transmisión de datos y telefonía.

4.2.7. Sistema de puesta a tierra

La subestación deberá contar con una malla de tierra profunda que asegure al personal contra tensiones de paso y contacto, así como permitirá la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico sin que los equipos instalados resulten afectados. En su diseño de la malla de tierra se seguirán los siguientes criterios generales:

- Se deberá rodear el perímetro de la subestación con un conductor continuo de tal forma que encierre la mayor área posible. Esta medida ayuda a evitar altas concentraciones de corriente y por lo tanto altas diferencias de tensión en el área de la malla.
- En el interior del área de la subestación, los conductores deben colocarse en líneas paralelas y en lo posible, a lo largo de las estructuras y filas de equipos, de tal forma que se tengan las conexiones más cortas.
- Para el caso de utilizarse varillas de puesta a tierra, estas pueden colocarse en las esquinas de la malla y en la periferia cada dos uniones. También pueden instalarse adyacentes a los equipos principales.
- La malla debe extenderse sobre la totalidad del área del patio de 132 kV y de 400 kV de la subestación. Es usual disminuir la separación de los conductores en la periferia para un mejor control de las tensiones de choque.
- Los electrodos de tierra deben separarse entre sí una distancia mayor de dos veces la longitud de la varilla. De otra parte, los electrodos resultan más eficaces cuando proporcionan una conexión con capas de suelo profundas de baja resistividad.
- Los cables de guarda de las líneas que llegan y salen de la subestación se deben conectar a la malla.

El sistema de puesta a tierra estará compuesto por el sistema de red de tierra profunda y por el sistema de red de tierra superficial.

El sistema de la red de tierra profunda se ha considerado utilizar conductor de cobre de 95 mm² de sección o pletina equivalente, enterrada a 0,8 metros de profundidad, que cubrirán toda el área de la subestación y electrodos de puesta a tierra del tipo copperweld de 8' longitud x 5/8" de diámetro.

El sistema de la red de tierra superficial estará formado por conductores de cobre de 95 mm² o pletinas equivalentes, que se derivarán desde la red de tierra profunda hacia los terminales de tierra de los equipos y servicios auxiliares, así como a los neutros eléctricos de los sistemas de protección, medición y fuerza.

Todos los empalmes entre conductores de cobre que se empleen para formar las cuadrículas y derivaciones de la red de tierra superficial se efectuarán con soldadura del tipo exotérmica.

A la malla de tierra se conectarán todos los elementos sin tensión de todos los equipos.

Todos los pararrayos serán también conectados a electrodos de tierra individuales.

4.2.8. Servicios auxiliares

- a) Servicios auxiliares en corriente alterna: Los servicios auxiliares en corriente alterna para atender los servicios de iluminación y fuerza de la subestación

serán en 230Vca, cuatro conductores con neutro corrido. Para la alimentación de los servicios auxiliares de la central, se prevé la instalación de un transformador de servicios auxiliares de 200 kVA, protegido contra cortocircuitos mediante fusibles de potencia y un solo grupo electrógeno de 250 kVA. Se tiene prevista la instalación de los siguientes equipos:

- Un gabinete de distribución de corriente alterna 230Vca.
- Un transformador de servicios auxiliares.
- Un Generador diésel de 250 kVA.

b) Servicios auxiliares en corriente continua: Para atender los servicios de control, mando e iluminación de emergencia de la subestación en 125 y 48 Vcc se tiene prevista la instalación de los siguientes equipos:

- Dos cargadores-rectificadores 230Vca/125Vcc – 35 A.
- Dos bancos de baterías 100 Ahr/125 Vcc
- Un gabinete de distribución de corriente continua 125 Vcc
- Un gabinete de distribución de corriente continua 48 Vcc

La capacidad de cada cargador deberá atender todos los servicios requeridos y al mismo tiempo la carga de los respectivos bancos de baterías.

4.2.9. Alumbrado interior y exterior

a) Alumbrado interior: Consiste en el sistema de iluminación del edificio de control y las tomas de corriente respectivas. El nivel de iluminación será adecuado según lo indicado en la Instrucción Técnica Complementaria correspondiente.

b) Alumbrado exterior: El sistema de iluminación exterior de la subestación será implementado en base a la configuración de la misma, teniendo en consideración los estándares de iluminación para instalaciones de este tipo. Se deberá tener especial cuidado en la iluminación de los equipos donde se realicen maniobras, tales como interruptores, seccionadores, etc. El nivel de iluminación será adecuado según lo indicado en la Instrucción Técnica Complementaria correspondiente. El alumbrado exterior estará constituido por luminarias de máxima eficiencia energética de 150 W, ubicados sobre postes de concreto armado centrifugado. Asimismo, se contará con reflectores de 400 W para exteriores, instalados en los pórticos. El encendido del alumbrado exterior será automático con célula fotoeléctrica. También se tienen las tomas de corriente 1 ϕ y 3 ϕ adecuadamente distribuidas en los pórticos del patio de llaves y que serán elementos para montaje al exterior.

c) Alumbrado exterior de emergencia: Además del alumbrado convencional se instalará un sistema de emergencia alimentado desde el sistema de corriente continua 110 Vcc. El nivel de iluminación del sistema de emergencia será adecuado según se indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y su circuito deberá ser independiente. La iluminación de emergencia del cerco perimétrico y patio se realizará con corriente continua,

por medio de lámparas incandescentes de 60 W, las cuales irán en sus respectivos artefactos instalados en los postes de concreto y pórticos respectivamente.

5. PROYECTO BÁSICO LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN. TRAMO ST SABINAR GENERACIÓN– ST OLMEDILLA 400 KV⁶²

OLMEDILLA HIVE promueve la construcción de una línea eléctrica subterránea de 400 kV cuyo objetivo es la evacuación de la energía producida en las siguientes plantas:

- PSF Olmedilla HIVE (169 MWp/130MWn)
- PSF Sabinar HIVE (169 MWp/130MWn)
- PSF Cruz de los Caminos (50 MWp/45MWn)

Dicha energía será transportada desde la subestación 'ST Sabinar Generación 132/400 kV' hasta el punto de conexión aprobado por parte de REE, según el Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) de fecha del 21 de diciembre de 2018, que autoriza la conexión de los parques fotovoltaicos y sus potencias.

La subestación contará con un transformador elevador para evacuar la potencia de las tres plantas fotovoltaicas con potencia nominal total de 350 MVA, con configuración en embarrado simple. Para la interconexión desde la 'ST Sabinar Generación' se contempla la construcción de una línea subterránea de 400 kV hasta la ST Olmedilla 400 kV de REE.

Las plantas fotovoltaicas que se conectarán a la ST Sabinar Generación serán:

- a) Plantas a elevar transformadores 30/132 kV, 2 x 130 MVA:
 - ⇒ PSF OLMEDILLA HIVE (169 MWp/130MWn) de OLMEDILLA HIVE
 - ⇒ PSF Sabinar HIVE (169 MWp/130MWn) de Sabinar HIVE S.L.
- b) Plantas a elevar Transformador 30/132 kV, 45 MVA:
 - ⇒ PSF Cruz de los Caminos (50 MWp/45MWn) de Energía Solado S.L.U.

Capacidad total de plantas que llegan en 132 KV: 388 MWp (305MWn)

Las características generales de la línea de interconexión subterránea se resumen a continuación:

- Localización punto estimado de conexión: Olmedilla de Alarcón, Cuenca
X: 578633.61 (m), Y: 4388011.66 (m)
- Potencia a transportar: 350 MVA
- Longitud estimada: 0.42 km
- Configuración: Simple circuito Subterráneo tresbolillo enterrado con tubo.

⁶² Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 11 de junio de 2019.

La línea proyectada se ubicará en el término municipal de Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca. La línea será subterránea, en simple circuito, para la evacuación de la potencia de las tres plantas citadas hasta el punto de conexión aprobado en la SE Olmedilla 400 kV de REE, desde la subestación que comparten denominada Sabinar Generación.

El trazado definitivo se ha proyectado de manera que su trayectoria sea lo más sencilla posible, buscando en todo momento el mínimo impacto ambiental. Afectará a la parcela número 16151A50300001 en el término municipal de Olmedilla de Alarcón.

La línea en su recorrido se verá afectada a su vez por los siguientes cruzamientos:

- Línea Eléctrica SE Olmedilla Hive Romeral – SE Olmedilla Renovables (en fase de tramitación). La línea subterránea cruza la línea proyectada aérea 132 kV que interconecta las subestaciones SE Olmedilla Hive Romeral con la subestación SE Olmedilla, tramo en proceso de tramitación.
- Línea aérea existente 132 kV Iberdrola que llega a la subestación SE Olmedilla Renovables.
- Línea aérea existente 400 kV de REE, que conecta a la subestación Olmedilla 400 kV

El trazado de la línea de transmisión partirá desde la ST Sabinar Generación hasta el punto de conexión al sistema eléctrico en Olmedilla 400 kV de REE, que se estima se encuentra ubicado al sureste de la subestación.

5.1. Características eléctricas

a) Características generales:

- Tensión (kV): 400
- Longitud (km): 0,42 km
- Tipo de montaje: Simple Circuito
- Número de conductores por fase: 1
- Frecuencia: 50Hz
- Número de circuitos: 1

El resumen de las características generales que tendrá la línea subterránea para su interconexión con la subestación Olmedilla 400 kV es el siguiente:

- Tensión nominal de la red: U_0 / U (U_{max}): 400/420 kV
- Denominación del cable de Potencia: 800 mm² XLPE / CU 420 kV/ 50Hz
- Denominación del Cable de Fibra Óptica: OPYCOM PKP (48 Fibras)
- Potencia a transportar: 305 MW
- Intensidad nominal admisible por circuito: 839⁶³

⁶³ La intensidad de corriente dependerá de las características finales de diseño, que se presentarán en el proyecto de ejecución.

- Frecuencia (Hz): 50
 - Factor de carga: 1
 - Número de circuitos: 1
 - Nº de conductores por fase: 1
 - Disposición de los cables: Tresbolillo
 - Longitud total zanja línea subterránea: 380
 - Longitud total conductor línea subterránea: 420
 - Tipo de canalización: Enterrada con tubos
 - Profundidad de la zanja: 1.5
 - Conexión de pantallas: Single point
 - Terminales exteriores: Tipo composite
- b) Características del conductor: El conductor elegido es de cobre y estará conforme a la norma IEC 62067⁶⁴. Sus características serán las siguientes:
- Denominación: 800 mm² XLPE – CU 420 kV/ 50Hz
 - Sección total: 800 mm²
 - Diámetro total: 113,5 mm
 - Peso: 17,9 kg/km
 - Rdc a 20 °C: 0,0221 ohm/km
 - Rac a 90 °C: 0,0317 ohm/km
 - Capacidad: 0,16 µF/km
- Asimismo los cables, accesorios y demás elementos estarán conformes con la normativa vigente y cumplirán con todas las pruebas y estándares exigidos en la misma.
- c) Tipo de conexión: La conexión se realizará a través de terminales de transición aéreo-subterráneo, según el esquema de conexión denominado “*single point*”. Se utilizará un cable de unión de tierras de 120 mm² que interconecte las cajas de puesta a tierra.
- d) Características del conductor de fibra óptica: El cable de fibra óptica será de tipo OPSYCOM PKP de 48 fibras, constituido por un núcleo de fibra de vidrio donde se soportarán los cables de fibra óptica. Tendrá cubierta de polietileno de baja densidad de espesor mínimo de 0,8 mm. El cable estará reforzado con hilos de poliamida y con una cubierta de polietileno de baja densidad de un espesor mínimo de 1,5 mm.
- e) Terminales de exterior: Los terminales de exterior serán de composite y para una tensión de 400 kV nominales. Estos terminales tienen el aislador de composite cementada a una base metálica de fundición que a su vez está

⁶⁴ Cables de alimentación con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales superiores a 150 kV (Um = 170 kV) hasta 500 kV (Um = 550 kV) - Métodos de prueba y requisitos

soportada por una placa metálica. Esta placa está montada sobre aisladores de pedestal los cuales se apoyan en la estructura metálica. El arranque del conector estará protegido por una pantalla contra las descargas parciales. Se emplea un cono deflector elástico preformado para el control del campo en la terminación del cable, que queda instalado dentro del aislador. El aislador se rellena de aceite de silicona, que no requiere un control de la presión del mismo. Se utilizarán manguitos de conexión a presión diseñada para resistir esfuerzos térmicos y electromecánicos durante su funcionamiento habitual y los eventos de cortocircuito.

- f) Cajas de conexión tripolares de puesta a tierra: Las cajas de conexión serán de dos tipos, enterradas y tipo intemperie. Estas últimas alojarán los descargadores de sobretensión asociados al sistema de puesta a tierra. Las tapas serán de acero inoxidable y garantizarán un grado de protección mínimo IP 58⁶⁵ para las cajas de tipo intemperie e IP 68⁶⁶ para cajas enterradas.

5.2. Zanjas

La zanja tipo tendrá unas dimensiones de 1,20 metros de anchura y 1,5 metros de profundidad. En la zanja las fases estarán dispuestas en triángulo, de forma que cada uno de los cables irá por el interior de un tubo de polietileno de doble capa.

Los tubos quedarán embebidos en un prisma de hormigón que sirve de protección a los mismos y provoca que éstos estén rodeados de un medio de propiedades de disipación térmica definidas y estables en el tiempo.

El tubo de polietileno de doble capa (exterior corrugada e interior liso) que se dispone para los cables de potencia de la línea subterránea tendrá un diámetro exterior de 400 mm.

Los cables de fibra óptica y de puesta a tierra irán en tubos de 63 mm de diámetro. Los tubos de polietileno de doble capa tendrán una resistencia a compresión tipo 450 N y una resistencia al impacto Normal, según norma UNE-EN 50086-2-4⁶⁷.

⁶⁵ Grado de protección 5: 'Protección contra polvo: La entrada de polvo no puede evitarse, pero el mismo no debe entrar en una cantidad tal que interfiera con el correcto funcionamiento del equipamiento'. Segundo dígito 8: 'Inmersión completa y continua en agua: El equipamiento eléctrico / electrónico debe soportar (sin filtración alguna) la inmersión completa y continua a la profundidad y durante el tiempo que especifique el fabricante del producto con el acuerdo del cliente, pero siempre que resulten condiciones más severas que las especificadas para el valor 7' (El objeto debe soportar sin filtración alguna la inmersión completa a 1 metro durante 30 minutos). Como consecuencia, no debe entrar agua.

⁶⁶ Grado de protección 6: 'Protección completa contra polvo: El polvo no entra bajo ninguna circunstancia'. Segundo dígito 8, igual que nota anterior.

⁶⁷ Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 2-4: Requisitos particulares para sistemas de tubos enterrados.

5.3. Trazado de la LSAT

El trazado se efectuará cumpliendo con las condiciones impuestas por el Reglamento Técnico de Alta Tensión. La línea subterránea interconectará la ST Sabinar Generación con la ST Olmedilla 400 kV.

Las coordenadas de los puntos en donde empieza y termina la línea subterránea, así como los puntos en donde la línea debe hacer un cambio de dirección son las siguientes:

Coordenadas Trazado de la línea (UTM WGS84 Zona 30)	
Inicio	X: 578739.00 (m), Y: 4388325.00 (m)
Cambio de dirección 1	X: 578739.00 (m), Y: 4388325.00 (m)
Cambio de dirección 2	X: 578727.00 (m), Y: 4388305.00 (m)
Cambio de dirección 3	X: 578721.00 (m), Y: 4388193.00 (m)
Cambio de dirección 4	X: 578690.00 (m), Y: 4388141.00 (m)
Cambio de dirección 5	X: 578678.00 (m), Y: 4388023.00 (m)
Cambio de dirección 6	X: 578666.00 (m), Y: 4387997.00 (m)
Fin	X: 578633.61 (m), Y: 4388011.66 (m)

Se prevé que la interconexión será en una posición que está libre en la parte sureste de la subestación Olmedilla 400 kV.