

**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 SABINAR HIVE, S.L. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SABINAR HIVE DE 169 MW Y LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS A 30 KV, EN LOS TÉRMINOS MUNICIPALES DE ALARCÓN Y OLMEDILLA DE ALARCÓN, EN LA PROVINCIA DE CUENCA**

**Expediente nº: INF/DE/050/20**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidente**

D. Ángel Torres Torres

**Consejeros**

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

**Secretario de la Sala**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 7 de julio 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 SABINAR HIVE, S.L. autorización administrativa para la instalación fotovoltaica SABINAR HIVE de 169 MW y las líneas subterráneas a 30 kV, en los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, 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 17 de noviembre de 2017, SABINAR HIVE, S.L. (en adelante SABINAR 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 objeto de responder a las obligaciones

del proyecto “Planta fotovoltaica Sabinar Hive” (en adelante PSF SABINAR HIVE), hecho que se ha comunicado a los organismos competentes.

Con fecha 2 de julio de 2019, SABINAR HIVE presentó, ante la DGPEM del Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)<sup>1</sup>, solicitud de Autorización Administrativa Previa y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para la instalación de generación eléctrica PSF SABINAR HIVE, sita en el término municipal de Alarcón (Cuenca).

Con fecha 24 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 al trámite de información pública el Anteproyecto y el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) correspondientes a la PSF SABINAR HIVE, a los efectos de la Solicitud de Autorización Administrativa y DIA. Con fecha 7 de enero de 2020, el Jefe 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 en el que considera cumplido el trámite de información pública y remitió el expediente a la DGPEM para su remisión al órgano ambiental correspondiente y la resolución del expediente. Con fecha 7 de mayo de 2020 emitió nuevo informe que actualiza el anterior al incluir nuevas respuestas de organismos consultados.

Por último, una vez sometido el Anteproyecto de la instalación y su EsIA al procedimiento de evaluación de impacto ambiental establecido en el artículo 124 del mencionado Real Decreto 1955/2000, se ha remitido la información a la Secretaría de Estado de Medio Ambiente para que formule la consecuente DIA. 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 21 de diciembre de 2018 REE, en su calidad de Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, emitió 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 —entre las que se encuentra la PSF SABINAR HIVE— y la modificación y exclusión de otras, lo que supone un contingente total de 388 MW<sub>ins</sub> (305 MW<sub>nom</sub>). El acceso 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 El informe concluye que el acceso a la red de transporte del contingente de generación especificado en el mismo resultaría técnicamente viable.

---

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

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 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 — entre las que se encuentra SABINAR HIVE de 169 MW<sub>ins</sub> (130 MW<sub>nom</sub>)—. 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 20 de mayo de 2020 tuvo entrada en la CNMC solicitud de la DGPEM del informe preceptivo previsto en el artículo 127 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, respecto a la propuesta de Resolución que adjunta (en adelante, la Propuesta) por la que se otorgaría a SABINAR HIVE la autorización administrativa previa para la PSF SABINAR HIVE y las líneas subterráneas a 30 kV. Se ha adjuntado la documentación necesaria según establece el Capítulo II del Título VII del mencionado Real Decreto 1955/2000, entre otras: a) el Anteproyecto 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 SABINAR HIVE ha presentado, con fecha 2 de julio de 2019, solicitud de autorización administrativa previa para la PSF SABINAR HIVE y las líneas subterráneas a 30 kV, 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, tras la publicación tanto en el BOE como en BOP de Cuenca el 24 de julio de 2019, y no haber recibido alegaciones.

Asimismo, la Propuesta indica que el Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca emitió informe de fecha 7 de enero de 2020, y un posterior Informe de actualización con fecha 7 de mayo de 2020, así como que el anteproyecto 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 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que formule, en su caso, DIA.

Por otra parte, se indica que REE emitió, en fecha 22 de noviembre 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.

Además la Propuesta informa que la infraestructura de evacuación de energía eléctrica conjunta conectará el parque fotovoltaico con la red de transporte en la subestación Olmedilla 400 kV, propiedad de REE, si bien matiza que la infraestructura de evacuación que está dentro del ámbito de la autorización se limita a las líneas subterráneas a 30 kV (once líneas subterráneas a 30 kV que se unen a una subestación colectora a 30/132 kV) y que el resto de la infraestructura de evacuación (subestación colectora a 30/132 kV desde la que se conectan con la subestación Olmedilla 400 kV a través de una línea a 132 kV, una subestación eléctrica a 132/400 kV y una línea a 400 kV) se comparte con la instalación fotovoltaica Olmedilla Hive y otras instalaciones fotovoltaicas y no es objeto de esta autorización.

Visto lo anterior, se propone otorgar a SABINAR HIVE la autorización administrativa previa para la PSF SABINAR HIVE y las líneas subterráneas a 30 kV, con las características definidas en la “Memoria Descriptiva Planta Fotovoltaica Sabinar HIVE”, fechada en junio 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 413/2014<sup>2</sup>), ubicada en el término municipal de Alarcón, en la provincia de Cuenca; y las líneas subterráneas a 30 kV que tienen como origen los centros de transformación de la planta, discurriendo hasta la subestación colectora a 30/132 kV por los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón (Cuenca).

Por otra parte, la Propuesta indica que SABINAR 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.

---

<sup>2</sup> 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.*»

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 procedente. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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

estándar<sup>3</sup>. 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-61215<sup>4</sup> / IEC-61730<sup>5</sup>, ISO9001:2008<sup>6</sup>, ISO14001:2004<sup>7</sup>, OHSAS18001<sup>8</sup>) y de una durabilidad en condiciones medioambientales extremas certificada por TÜV Reinland<sup>9</sup>.

Estos 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 *backtracking* o retro-seguimiento<sup>10</sup> y un sistema de control que colocará las estructuras en posición horizontal en caso de vientos fuertes. El seguidor está automatizado, con el citado sistema de retro-seguimiento integrado, y un sistema de comunicación interna mediante PLC<sup>11</sup>.

Los módulos de la planta solar se conectarán a inversores Power Electronics modelo FS2800CH15, capaces de trabajar en un rango de temperatura de entre -10 °C y 55 °C, cuya eficiencia máxima es de un 98,7% (Eficiencia EURO: 98,6%). El funcionamiento del inversor es totalmente automático: Cuando 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.

---

<sup>3</sup> 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/m<sup>2</sup>, 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.

<sup>4</sup> Norma IEC (*International Electrotechnical Commission* o Comisión Electrotécnica Internacional) 61215: 'Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre'.

<sup>5</sup> 'Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)'.

<sup>6</sup> 'Sistemas de gestión de la calidad — Requisitos'.

<sup>7</sup> 'Sistemas de gestión ambiental — Requisitos con orientación para su uso'.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> Proveedor a escala mundial de servicios técnicos, de seguridad y certificación.

<sup>10</sup> Sistema anti-sombras, de modo que una hilera de paneles no proyecte sombra sobre los de la siguiente alineación.

<sup>11</sup> Controladores Lógicos Programables.

El promotor estima que la energía neta generada en la instalación será de 334.094 MWh/año (1.978 horas de funcionamiento a plena carga), lo que permitirá reducir la emisión del orden de 2.636.002 toneladas de CO<sub>2</sub> procedente de combustibles fósiles durante los 30 años de vida útil considerados para este cálculo. Por tanto, se espera dejar de emitir unas 87.867 toneladas de CO<sub>2</sub> por año de funcionamiento de la planta<sup>12</sup>. El coeficiente de rendimiento esperado de la PSF SABINAR HIVE es de un 80,24%. Como resultado del estudio de producción de energía, el promotor presenta los siguientes resultados:

Percentil	Valor
Producción de Energía (P50 <sup>13</sup> ) [MWh/año]	334.094
Horas equivalentes de funcionamiento [kWh/kWp/año]	1.978
Radiación Global horizontal [kWh/m <sup>2</sup> /año]	1.770,5
Radiación Global inclinada [kWh/m <sup>2</sup> /año]	2.464,6
Radiación difusa horizontal [kWh/m <sup>2</sup> /año]	559,99

#### 4.1.2 Condiciones de seguridad

El Anteproyecto hace referencia a un listado exhaustivo de legislación europea, española, autonómica y local, atendiendo a códigos y normas de diseño, ingeniería, materiales, fabricación, construcción, montaje, inspección y realización de pruebas, entre otros 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 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 CENELEC<sup>14</sup>, las Normas UNE<sup>15</sup> 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.

<sup>12</sup> Se ha utilizado para el cálculo realizado en el presente informe de la CNMC un factor de emisión de 263 gCO<sub>2</sub>eq/kWh, que se corresponde con la estimación para la generación total en España del *mix* eléctrico en 2018.

<sup>13</sup> P50: Probabilidad media de generación de energía de un parque calculada estadísticamente con una probabilidad de superación del 50%.

<sup>14</sup> Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

<sup>15</sup> Una Norma Española.

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.
- 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, el cual estará 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 RTUs<sup>16</sup> y un sistema de conexión

---

<sup>16</sup> Unidad Terminal Remota (UTR, en inglés RTU).

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 o de un inversor 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 (SCADA<sup>17</sup>) 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 situarán cámaras en el perímetro de la parcela, de forma que las imágenes captadas puedan ser observadas desde Internet para hacer una supervisión de la misma.

Asimismo, la planta contará con 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. Este 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. El PPC<sup>18</sup> 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.

La 'Memoria Descriptiva' del Anteproyecto no ha incluido el "Estudio de Seguridad y Salud" en cumplimiento de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, 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. No obstante, sí han sido presupuestadas las medidas de seguridad y salud en la instalación, además de hacer referencia a dicha Ley y al resto de normativa que detalla de forma exhaustiva y que considera de aplicación al proyecto, así como se han establecido entre los trabajos a ejecutar para acometer el proyecto referentes a la obra civil la necesidad de habilitar en contenedores metálicos prefabricados oficinas de obra para dar cabida a la

---

<sup>17</sup> *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos): Software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos a distancia.

<sup>18</sup> *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.

dirección de obra, el contratista principal, las subcontratas y, especialmente, la coordinación de Seguridad y Salud.

#### 4.1.3 Incidencia en la operación del sistema

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). Dicha actualización correspondía a 1) la inclusión de dos nuevas instalaciones fotovoltaicas: Sabinar Hive de 169 MW<sub>ins</sub> (130 MW<sub>nom</sub>) y Cruz de los Caminos de 50 MW<sub>ins</sub> (45 MW<sub>nom</sub>); 2 la exclusión de la solicitud de acceso de la nueva instalación fotovoltaica Piedra de la Sal de 50 MW<sub>ins</sub> (45 MW<sub>nom</sub>); y 3) la modificación del punto de conexión de la instalación fotovoltaica Olmedilla Hive de 169 MW<sub>ins</sub> (130 MW<sub>nom</sub>), que contaba con permiso de acceso a través de posiciones existentes en Olmedilla 400 kV, según comunicación de fecha 5 de octubre de 2017, 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, en su calidad de Interlocutor Único de Nudo (IUN<sup>19</sup>) —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— para la tramitación coordinada de los procedimientos de acceso y conexión en la nueva posición planificada de Olmedilla 400 kV, 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 PSF SABINAR HIVE, que ha reducido su potencia instalada prevista en 31 MW), así como 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.13.1<sup>20</sup>, dicha solicitud incluyó el cambio de punto de conexión de la planta solar fotovoltaica Olmedilla 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

---

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> 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).

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<sup>21</sup>).

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<sup>22</sup>, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión<sup>23</sup> cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema incluidos en dicho P.O. Los estudios se han realizado según el escenario energético y de desarrollo de red de medio plazo establecido en la planificación vigente<sup>24</sup>, denominado horizonte 2020 (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<sub>nom</sub> de los cuales 1.348,1 MW<sub>nom</sub> 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<sup>25</sup>, alcanzándose el límite normativo asociado a la potencia de cortocircuito (1.048 MW<sub>prod</sub>) 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

---

<sup>21</sup> 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).

<sup>22</sup> 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).

<sup>23</sup> Capacidad de conexión (MW<sub>ins</sub>) en función de la producción simultánea máxima (MW<sub>prod</sub>) compatible con la seguridad del sistema y resultante de los distintos estudios de REE (flujo de cargas, cortocircuito, estabilidad):

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

<sup>24</sup> 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).

<sup>25</sup> 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.

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

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

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

Con fecha 18 de diciembre de 2019, REE remitió escrito a SABINAR HIVE, 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 SABINAR HIVE, con las consideraciones indicadas y sujetas a los condicionantes establecidos en el ICCTC y 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 SABINAR 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.12.2<sup>26</sup>, 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 Anteproyecto 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 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITERD y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales, corresponde a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la resolución de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos de competencia estatal, una vez analizados el documento técnico del

---

<sup>26</sup> En particular, en su apartado 7 se hace referencia a la 'Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte'.

proyecto, el EsIA, el resultado de la información pública y de las consultas efectuadas, así como la documentación complementaria aportada por el promotor y las consultas adicionales realizadas.

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

La Memoria del Proyecto de la planta fotovoltaica recoge los aspectos ambientales que se verán afectados por 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 diésel 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 la fase de operación como en la de construcción. El agua destinada al consumo propio 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 medio mensual durante la etapa de construcción de 24 m<sup>3</sup>/mes, pudiendo incrementarse hasta 30 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/mes. Respecto al consumo por el lavado de módulos en esa etapa de operación será de alrededor de 0,3-0,5 litros/m<sup>2</sup>, 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 m<sup>3</sup> 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 estima 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:

<b>Tipo de emisiones</b>	<b>Cantidad</b>
MP10 <sup>27</sup>	13 kg/día
MP2.5 <sup>28</sup>	12 kg/día
NO <sub>x</sub>	16 kg/día
CO <sub>v</sub> <sup>29</sup>	1,5 kg/día

---

<sup>27</sup> Partículas inhalables gruesas, de diámetro comprendido entre 2,5 y 10 micrómetros.

<sup>28</sup> Partículas inhalables finas, de diámetro menor de 2,5 micrómetros.

CO	4,2 kg/día
SO <sub>2</sub>	0,3 kg/día

Las emisiones de contaminantes a la atmósfera derivadas de la generación eléctrica durante la etapa de operación serán nulas, ya que se trata 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 diarias estimadas serán:

Tipo de emisiones	Cantidad
MP10	1 kg/día
MP2.5	0,1 kg/día
NO <sub>x</sub>	0,01 kg/día
CO <sub>v</sub>	0 kg/día
CO	0,005 kg/día
SO <sub>2</sub>	0 kg/día

Una vez concluida la explotación de la planta se procederá a la revegetación para conseguir una situación al final 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:
- 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: 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

<sup>29</sup> Compuestos Orgánicos Volátiles: Son sustancias químicas que contienen carbono y otros elementos como hidrógeno, oxígeno, flúor, cloro, bromo, azufre o nitrógeno. Son liberados por la quema de combustibles.

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 realizado el desmontaje de sus componentes, 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.

La Memoria Descriptiva del 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 los vertederos correspondientes, según 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: Esta fase 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: En el momento en que termine la vida útil de la planta fotovoltaica y se proceda a su retirada, todos los elementos serán reciclados. 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 SABINAR HIVE se ubicará en el término municipal de Alarcón (a excepción de la línea de evacuación subterránea que está situada en Olmedilla de Alarcón), en la provincia de Cuenca. Los detalles de su ubicación son los siguientes:

Altitud	831 m
Coodenadas UTM	X: 578999,22 m E Y: 4382657,06 m N
Coordenadas geográficas	Latitud: 39°35'24.00" N Longitud: 2° 4'48.00" O

En cuanto al acceso a la planta, se puede realizar a través de la carretera comarcal CM-2100 o desde la carretera nacional N-III, por el camino existente que se encuentra en la parte sureste de la planta. Si fuera necesario, se realizarían adecuaciones sobre este camino para la correcta circulación de la maquinaria y los vehículos utilizados en la construcción de la planta.

El proyecto consistirá en la construcción, montaje, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica de 130 MW nominales, que estará compuesta por módulos solares fijados a la estructura con seguidor y por la infraestructura eléctrica de evacuación asociada hasta el punto de conexión en la Subestación Colectora ST Olmedilla HIVE-Romeral 30/132 kV. El proyecto se desarrolla en un área de aproximadamente 530 hectáreas, (si bien se ha redefinido su cerramiento para evitar afecciones y con ello minorando el área de ocupación a 467 hectáreas).

La planta solar se estructurará modularmente y estará formada por una potencia en corriente continua de 168,942 MWp y 47 inversores de 2,765 MW lo que supone una potencia nominal total de 129,955 MW, inferior a los 130 MW máximos que impone el Informe de Acceso en el punto de conexión. Estará equipada con estructura de seguidor a un eje de orientación norte-sur con tres módulos en horizontal (3H), de 2,6 metros de altura en su punto más alto que, para un terreno medio, sin elevada pendiente, puede ir hincada directamente al terreno. Se ha proyectado la planta con un pitch de 11 metros y 5.292 mesas.

En la planta se dispondrán edificios prefabricados correspondientes a los centros de transformación de media tensión, de 6 MVA y 3 MVA, alrededor de los cuales se ejecutará una red de tierras. Estas instalaciones no requieren cimentación ni solera de hormigón. Se instalará un vallado de 18.207 metros. La longitud de caminos internos asciende a 18.720 metros y las zanjas internas a 19.658 metros.

En resumen, las características de ocupación de la planta serán:

Área total de la parcela	530 ha
Ocupación efectiva (terreno incluido dentro de cerramiento)	467 ha
Longitud del vallado	18.207 m
Área ocupada por módulos fotovoltaicos	3.289.366 m <sup>2</sup>
Área ocupada por inversores	1.260 m <sup>2</sup>
Área ocupada por instalaciones auxiliares	12.963 m <sup>2</sup>
Longitud de caminos	18.720 m
Longitud de zanjas	19.658 m
Longitud de cables de media tensión	35.155 m

Desde la PSF SABINAR HIVE saldrá una conexión subterránea de media tensión a 30 kV, de unos 243,4 metros de longitud que se conectará a la subestación colectora ST Olmedilla HIVE-Romeral 30/132 kV. Esta subestación no forma parte del proyecto Sabinar HIVE, ya que formar parte de un sistema de evacuación conjunta de tres plantas fotovoltaicas y ha sido tramitada como parte del proyecto de otra planta solar (Olmedilla HIVE). Desde la Subestación ST Olmedilla HIVE-Romeral 30/132 kV, se aprovecha el proyecto de evacuación, ya en tramitación, para la evacuación conjunta de varias plantas solares, que incluye una línea de evacuación de doble circuito y de 132 kV hasta la subestación denominada Sabinar Generación 400/132 kV, donde se elevará a 400 kV, para ser conectada mediante una línea subterránea a la subestación Olmedilla REE 400 kV, donde se evacuará a la red eléctrica.

Todo el ámbito de ocupación de la planta solar está ocupado por terrenos de cultivo, con pequeños bosquetes de arbolado autóctono maduro que ocupan una superficie 9,6 hectáreas y algún pie arbóreo disperso, si bien en la configuración del cerramiento de la planta se han respetado estas masas. El margen oeste de la instalación es colindante a una masa de arbolado autóctono desarrollado, respecto al cual, para evitar afecciones, no se efectuarán talas por lo que aportará sombra a la parcela en una superficie aproximada de 10 hectáreas, reduciendo la llegada de radiación solar a los paneles y con ello reduciendo la eficiencia y producción total de la misma.

El área de estudio afectada (sobre la cual se recopila toda la información relevante para el proyecto) se caracteriza por ser una zona generalmente llana, pero con ciertas irregularidades en el relieve marcadas por la presencia cuevas, cerros y barrancos, así como el embalse de Alarcón y las Hoces de Alarcón, que contrastan con el entorno gracias a sus cortados rocosos que modelan el relieve en esta zona, a modo de corredor geomorfológico entre las vastas superficies llanas de la región. Esta zona pertenece a la cuenca hidrográfica del Río Júcar, el cual pasa a estar embalsado en el entorno del proyecto, conformando el Embalse de Alarcón, y una red de arroyos temporales surcan la zona, aunque algunos de ellos ya han perdido tanto su vegetación de ribera como la morfología fluvial por el intenso uso agrícola.

La vegetación que actualmente se desarrolla sobre la zona de estudio se encuentra altamente influenciada por la mano del hombre, encontrándose muy alejada de su óptimo en la mayor parte de su superficie. En particular, según la

cartografía de la Confederación Hidrográfica del Júcar, la zona de proyecto es colindante con el arroyo denominado Cañada nueva (o arroyo Vallehermoso).

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 en la zona central del ámbito de estudio. El uso forestal se restringe a las zonas arboladas de los cerros y cuestas de la zona. En concreto, la zona ocupada por las instalaciones de la planta solar afecta únicamente a cultivos de secano.

Las principales especies amenazadas y protegidas que están presentes en la zona de estudio son: águila perdicera, águila culebrera, águila real, alcotán, fumarel común, gavilán común, grulla (con zona de invernada en embalse de Alarcón) y avutarda. La planta se sitúa a 1,3 kilómetros de distancia de un área crítica de águila perdicera, que coincide con la ZEC<sup>30</sup> Hoces del Alarcón. Según se ha constatado en los estudios de campo, no se ha identificado presencia de especies esteparias protegidas ni de mamíferos terrestres protegidos dentro de la zona ocupada por la instalación. La mayor relevancia de este hábitat radica en que se trata de la zona de campeo de la grulla durante su periodo de invernada, y zona de campeo de aves rapaces, aunque se ha comprobado que el águila perdicera muestra especial querencia como zona de campeo por los terrenos ubicados al sur de la N-III, alejados de la planta solar.

No existe coincidencia territorial de la instalación con ningún espacio protegido de Castilla-La Mancha. En cuanto a la Red Natura 2000, el espacio más cercano es la ZEC Hoces del Alarcón que, como ya se ha indicado, se sitúa a 1,3 kilómetros de distancia, y se ha realizado un estudio de repercusiones sobre los valores por los que se designa este espacio que concluye que no se producirán afecciones significativas que comprometan la integridad del mismo.

Por otra parte, según la información cartográfica del Gobierno de Castilla-La Mancha, la parte norte de las parcelas ocupadas por la planta solar se encuentran limitando con una vía pecuaria denominada Colada de los Arrieros, también denominada vía pecuaria la Cañada Nueva. A su vez, esta vía pecuaria es atravesada por la línea de evacuación de la planta fotovoltaica. Aunque existen algunas zonas con evidencias de su paso con restos de empedrado y delimitación del mismo, la mayor parte del recorrido de dicha vía es difícil de apreciar debido a la roturación de su trazado, a su transcurso por el embalse de Alarcón y a la presencia de alguna cantera.

El paisaje obtiene un valor de calidad medio y la visibilidad global de las instalaciones es reducida, debido en parte a la orografía, con pequeños valles fluviales, la presencia de vegetación arbolada y de otras plantas solares que actúan como pantalla visual, y por otra parte el número de observadores es también limitado, pues no se encuentra cerca de grandes núcleos de población.

---

<sup>30</sup> Zona de Especial Conservación.

Respecto a la caracterización climática del área donde se va a ejecutar la planta solar, cabe indicar que se trata de una zona de 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)—, una media de temperaturas 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, y la estación veraniega (cuando las temperaturas medias superan los 15 °C) suele durar cuatro meses.

En cuanto a la pluviometría, es una zona de precipitaciones de relativa escasa cuantía, en torno a los 512,80 mm anuales, que se distribuyen de forma regular a lo largo de las 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.

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

Además, según el "Informe Anual de Calidad del Aire de Castilla-La Mancha 2017", a grandes rasgos, la calidad del aire de la zona de estudio se puede calificar como buena, si bien se indica en el EsIA que se trata de una información orientativa, puesto que las estaciones de medida seleccionadas para caracterizar la zona se encuentran alejadas del ámbito de estudio. Aunque también considera que al tratarse de una zona rural, alejada de aglomeraciones urbanas y de grandes industrias contaminantes, previsiblemente su calidad del aire será mejor que la de zonas urbanas, con mayor número de fuentes contaminantes que la propia zona de estudio, menos antropizada.

Geológicamente, la zona de estudio 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 implantación de la planta, 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. Los conglomerados son de cantos cuarcíticos acompañados de cantos calcáreos en menor proporción, cuya matriz es arenosa, de carácter silíceo. Las areniscas son silíceas, con algún feldespato ocasionalmente, heterométricas y de cantos angulosos. Una pequeña área en la zona sur del proyecto se encuentra situada sobre brechas, carniolas y dolomías. Consultado el Instituto Geológico y Minero Español, se ha constatado que en la zona de estudio no existe ningún punto de interés geológico.

Por otra parte, el proyecto objeto de estudio se ubica sobre dos municipios de la provincia de Cuenca, que son Olmedilla de Alarcón y Alarcón. En este

sentido, comentar que se han realizado los pertinentes trámites urbanísticos, obteniéndose los informes de compatibilidad urbanística (informe urbanístico del Ayuntamiento de Alarcón de 13 de febrero de 2019, que entiende la conveniencia del Proyecto de acuerdo con la normativa y ordenanzas del mismo; el Ayuntamiento de Olmedilla de Alarcón no respondió a las consultas realizadas en el procedimiento de información pública, por lo que se entiende su conformidad). Los Planes de Ordenación del Territorio se regulan en los artículos 18 y 32 del Decreto Legislativo 1/2010, de 18 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística de Castilla-La Mancha (TRLOTAU) y en los artículos 8 a 12, 124 y 125 del Reglamento de Planeamiento de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística de Castilla-La Mancha. Consultado el Plan de Ordenación del Territorio de Castilla-La Mancha, aprobado inicialmente con fecha 28 de septiembre de 2010, no se observan limitaciones al proyecto derivadas del mismo.

Finalmente, en el informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Cuenca, de fecha 7 de enero de 2020, se recogen los informes mencionados de los ayuntamientos afectados, así como que ninguna de las administraciones y organismos consultados han presentado alegaciones al proyecto.

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

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

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

##### **4.4.1 Capacidad legal**

SABINAR HIVE es una sociedad de responsabilidad limitada de nacionalidad española, constituida según escritura de 2 de octubre 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 12 de marzo de 2020 se han publicado una serie de cambios producidos en la empresa, que incluyen la refundición de los estatutos sociales<sup>31</sup>, la modificación de la estructura del órgano de administración y el cambio de domicilio social.

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 SABINAR 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 fecha 30 de enero de 2020 se elevó a público el contrato de compraventa de participaciones sociales de SABINAR HIVE, de fecha 16 de enero de 2020, por dos sociedades, Noy Renewable Energies Europe, Limited Partnership (en adelante NOY RENEWABLE) y Eranovum Energy 1, S.L. (en adelante ERANOVUM), que adquieren el 83% y el 5% respectivamente de las participaciones sociales que constituyen el capital social de SABINAR 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 SABINAR 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

---

<sup>31</sup> Redefine el objeto social 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 necesarias, bien directamente o bien a través de la participación en cualesquiera otras sociedades o empresas.*

(elevado a público mediante escritura de fecha 20 de febrero de 2020) mediante el cual Andrómeda Solutions Koriátolt Felelősségu Társaság (en adelante ANDRÓMEDA SOLUTIONS) se subrogó en la posición contractual de NOY RENEWABLE bajo el Contrato de Compraventa.

ANDRÓMEDA SOLUTIONS es, por tanto, el actual socio mayoritario de SABINAR 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 general<sup>32</sup> 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

---

<sup>32</sup> 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.

unipersonalidad en escritura de fecha 24 de octubre de 2019 y cambió su 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, SABINAR 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, SABINAR 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, SABINAR HIVE es una sociedad vehicular constituida con el objetivo de ejecutar el proyecto de la PSF SABINAR 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 SABINAR 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 SABINAR 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 SABINAR 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
<b>TOTAL MWp</b>			<b>762,7</b>		

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.

Además, en la actualidad está desarrollando en España otro proyecto, la Planta Solar Fotovoltaica Olmedilla Hive de 169 MW<sup>33</sup>, que se encuentra en espera de obtener la Autorización Administrativa Previa.

Asimismo, en aplicación de la tercera condición de dicho artículo 121.3.b), en la operación de compraventa llevada a cabo con fecha 16 de enero de 2020 se ha incluido un contrato de desarrollo de servicios (“*Development Services Agreement*”) suscrito entre SABINAR 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 SABINAR 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 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)<sup>34</sup>.

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 el Anteproyecto y el EsIA correspondientes a la PSF SABINAR HIVE, publicado en el BOE de 24 de julio de 2019, y verificado en el Anteproyecto presentado<sup>35</sup>, el presupuesto estimado para la construcción de la planta solar asciende a 92.154.862,07 euros (sin IVA), incluyendo la obra civil, el montaje

---

<sup>33</sup> El informe preceptivo al respecto fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC celebrada el 28 de abril de 2020 ([INF/DE/017/20](#)).

<sup>34</sup> 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](#)).

<sup>35</sup> 'Memoria Descriptiva Planta Fotovoltaica Sabinar HIVE', de fecha 11/06/2019.

de los componentes (mano de obra), los equipos (paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte, inversores), la instalación eléctrica y las medidas de seguridad y salud. Este presupuesto se distribuye en los diferentes componentes del Anteproyecto de la forma siguiente:

**[Inicio Confidencial]**  
**[Fin Confidencial]**

Las Cuentas Anuales Abreviadas del promotor del proyecto, SABINAR HIVE, correspondientes al último ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2019, depositadas en el Registro Mercantil de Alicante en fecha 30 de enero de 2020, arrojan los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**  
**[Fin Confidencial]**

Vistas las anteriores Cuentas Anuales se comprueba que SABINAR HIVE cuenta con un patrimonio neto equilibrado, gracias a las aportaciones que los socios han realizado en el ejercicio 2019, ya que en el ejercicio anterior la sociedad había incurrido en un grave desequilibrio patrimonial hasta el punto de que su patrimonio neto era negativo, debido a los resultados negativos obtenidos en los sucesivos ejercicios sin que la empresa hubiera modificado su capital social desde su fundación.

SABINAR 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 fecha 16 de enero de 2020) de SABINAR 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 SABINAR HIVE.

En la Junta General Extraordinaria y Universal de Socios de SABINAR HIVE, celebrada el 30 de enero de 2020, se aprobó la transmisión de participaciones sociales y se tomó conocimiento y ratificaron las aportaciones de socios desde la constitución de la sociedad.

Por tanto, ANDRÓMEDA SOLUTIONS es el actual socio mayoritario de SABINAR 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 €<sup>36</sup>). Dada la fecha de su constitución, ANDRÓMEDA SOLUTIONS no dispone de cuentas anuales, puesto que no ha completado ningún ejercicio de actividad.

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 como tal se le 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 12,6 millones de Nuevos Séquel en NOY 3.

El total de compromisos de los inversores para NOY 3 a la fecha de los estados financieros es de 1.600 millones de Nuevos Séquel. A la misma fecha se han

---

<sup>36</sup> Aplicando 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).

emitido acciones por desembolsos exigidos por importe de 8,8 millones de Nuevos Séquel que constituyen aproximadamente el 0,55 % del mencionado total de los compromisos de los inversores.

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 de NOY 3, de fecha 29 de enero de 2020, se informa que, de acuerdo con los estados financieros de NOY 3 a 30 de septiembre de 2019, la cuantía total de los compromisos de los inversores con el Fondo es de 1.600 millones de Nuevos Séquels israelíes (NIS). El *General Partner* realizó solicitudes de capital por un total 22,5 millones de NIS, y los compromisos restantes de los inversores con el fondo ascienden a 1.577,5 millones de NIS.

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 1.600 millones de NIS. Asimismo, su Socio general, NOY E.I., se comprometió a invertir 12,6 millones de NIS en NOY 3.

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 israelí<sup>37</sup>), arroja los siguientes resultados:

**[Inicio Confidencial]**  
**[Fin Confidencial]**

---

<sup>37</sup> 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 (Israel 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.

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 26,1 millones de Séquels Nuevos.

Visto todo lo anterior, a juicio de esta Comisión, queda suficientemente acreditada la capacidad económico-financiera de SABINAR HIVE, tanto por su propia situación patrimonial como por la de sus socios<sup>38</sup>.

## **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 SABINAR HIVE, S.L. autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica SABINAR HIVE de 169 MW y las líneas subterráneas a 30 kV, situada en los términos municipales de Alarcón y Olmedilla de Alarcón, en la provincia de Cuenca, esta Sala concluye que la citada entidad cumple con las condiciones de capacidad legal, técnica y económico-financiera establecidas.

---

<sup>38</sup> 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 Anteproyecto**

### **1. MEMORIA DESCRIPTIVA PLANTA FOTOVOLTAICA SABINAR HIVE<sup>39</sup>**

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 Alarcón (Cuenca), en un área de aproximadamente 530 hectáreas, a una altitud de 831 metros. Para acceder a ella se hará a través de la carretera comarcal CM-2100 o la carretera nacional N-III, por el camino existente que se encuentra en la parte sureste de la planta, 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 a 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 SABINAR HIVE son las siguientes:

- Potencia Nominal: 130 MWn
- Potencia Pico: 169 kWp
- Módulos fotovoltaicos: 444.54 x LR6-72PH-380M (Longi Solar)
- Inversores: 47 x 2,765 MW FS2800CH15\_645V (Power Electronics)
- Transformadores Baja Tensión (BT)/Media Tensión (MT): 1 x 3 MVA + 23 x 6 MVA
- Transformadores MT/MT: 1 x 130 MVA
- Estructura: Seguidor de un eje N-S con módulos en 3H
- Pitch (grado de inclinación o pendiente): 11 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

---

<sup>39</sup> Proyecto de Vector Cuatro, S.L. de fecha 11 de junio de 2019.

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.

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

a) Características mecánicas:

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

b) Características eléctricas:

- Potencia Pico (Wp) (STC/NOCT<sup>40</sup>): 380 W
- Tolerancia de potencia: +5 W
- Máxima capacidad del fusible: 20 A
- Corriente de cortocircuito (I<sub>cc</sub>) (STC/NOCT): 9,99 A
- Tensión de circuito abierto (V<sub>oc</sub>) (STC/NOCT): 48,7 V
- Corriente MPP (I<sub>mp</sub>) (STC/NOCT): 9,55 A
- Tensión MPP (V<sub>mp</sub>) (STC/NOCT): 39,8 V

c) Características de temperatura:

- NOCT: 45 °C ± 3 °C
- Coeficiente de temperatura (P<sub>max</sub>): -0,370 %/°C
- Coeficiente de temperatura (V<sub>oc</sub>): -0,286 %/°C
- Coeficiente de temperatura (I<sub>sc</sub>): +0,057 %/°C
- Temperatura de operación: -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*<sup>41</sup> y un sistema de control que, en caso de vientos elevados, colocarán las estructuras en posición horizontal, para minimizar los esfuerzos debidos al viento.

---

<sup>40</sup> 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 / m<sup>2</sup>, 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.

<sup>41</sup> 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 fotovoltaicos. 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 (84 módulos)
- Tipo de módulos: 72 Células de 380 Wp
- Pendiente: 11 metros

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado, inoxidable o semejante. La de fijación de los 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: 1.490 kg
- Rango de temperatura de trabajo: -10 °C a 55 °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: 5 kA
  - 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
- 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 toma 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 de 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.
- Transformador de potencia.
- Celdas secundarias de MT (*Ring Main Units*, RMU).
- Cuadros eléctricos.

Cada estación transformadora irá provista de un transformador de MT de 6.000 kVA cada uno (a excepción del centro de transformación que sólo incluye un inversor cuyo transformador de MT será de 3.000 kVA) 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, al frío, a la radiación UV, a agentes químicos, grasas o aceites, a la abrasión y a los 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 16 mm<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup> 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: Hasta 26 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 del parque.
  - Cable CA 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, al frío, a la radiación UV, a los agentes químicos, grasas o aceites, a la abrasión y a los 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 centro de transformación (RMU) y realizará 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 centros de transformación (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, al frío, a la radiación UV, a los agentes químicos, grasas o aceites, a la abrasión y a los 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 y/o a las normas internacionales. Las secciones requeridas para los cables enterrados de MT serán unipolares desde 120 hasta 400 mm<sup>2</sup> 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 planta fotovoltaica. 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 <sup>2</sup> )	Pérdidas de potencia
String – Caja de strings	4,64	16	0,05%
Caja de strings –Inversor	112,41	150	0,76%
<b>Total CC</b>			<b>0,81%</b>

⇒ 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 <sup>2</sup> )	Pérdidas de potencia
ST - CT 3	115,47 A	1x240 Al	0,03%
CT 3 - CT 2	230,94 A	1x240 Al	0,08%
CT 2 - CT 1	282,90 A	1x240 Al	0,19%
<b>TOTAL</b>			<b>0,30%</b>

### 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 (Unidad Terminal Remota, por sus siglas en inglés) o 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 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 PPC (*Power Plant Controller*) 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 las mismas.

### **1.2. Descripción de las obras de construcción**

#### **1.2.1. Obra civil**

- 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. Además, 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 que incluirá 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<sup>42</sup>, 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, entendiéndose 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 entendiéndose 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

---

<sup>42</sup> *Real Time Kinematic*, o navegación cinética satelital en tiempo real: permite establecer correcciones sobre la medición topográfica realizada a partir de un GPS estándar hasta lograr una precisión inferior al metro.

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 pronunciadas, son pendientes asumibles por las estructuras comerciales Tier 1. Si bien, esto debe ser confirmado y revisado una vez realizada la topografía de detalle junto con los estudios geotécnicos.

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 centímetros 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<sup>43</sup>. 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 un 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

---

<sup>43</sup> *California Bearing Ratio*: Es una prueba de penetración para comprobar las características mecánicas del suelo. Es un indicador utilizado para medir la capacidad de soporte de explanadas, bases y subbases de firmes. El Índice CBR se obtiene como la relación entre la presión aplicada en el ensayo y la aplicada en una muestra de referencia para una profundidad de penetración determinada.

datos de hormigón en masa de 25 MPa<sup>44</sup> 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 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 0,4 a 1 metro 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 hincada directa, la cimentación consiste en realizar una hincada 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

---

<sup>44</sup> Megapascal.

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's: Para la instalación de los edificios de los CT's 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 10,5 x 5 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 m<sup>2</sup> 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 de 6 MW y 3 MW 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 se realizarán mediante terminales específicos para MT aislados con una funda aislante termoretráctil. Cada una de las 23 unidades de 6 MW y la unidad de 3 MW que conforman la planta tiene una estación transformadora de MT que cuenta con los siguientes elementos o semejantes:
- Dos inversores de 2.765 kW, excepto en la unidad de 3 MW que contará con un solo inversor de 2.765 kW.
  - Un transformador BT/MT de bajas pérdidas de aproximadamente 6.000 kVA, excepto en la unidad de un inversor que contará con un transformador de 3.000 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.