

# **INFORME SOLICITADO POR LA JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN PREVIO A LA RESOLUCIÓN DE CONFLICTO DE CONEXIÓN INTERPUESTO POR INVERVITIGUDINO S.L. CONTRA I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U. EN RELACIÓN CON LA CONEXIÓN DE LA INSTALACIÓN FV VITIGUDINO**

**Expediente: INF/DE/442/23**

## **CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D.<sup>a</sup> Pilar Sánchez Núñez

### **Consejeros**

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

### **Secretario**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 3 de octubre de 2024

## **I. ANTECEDENTES DE HECHO**

El 10 de octubre de 2023 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante «CNMC») oficio procedente del Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía de la Delegación Territorial de Salamanca de la Junta de Castilla y León (en adelante la «Junta de Castilla y León») en virtud del cual solicitaba informe previo a la resolución de conflicto de conexión interpuesto por Invervitigudino, S.L. (en adelante, «Invervitigudino») contra I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U. (en adelante, «I-DE») en relación con los trabajos de reforma exigidos para la conexión del parque fotovoltaico de 4,41 MW FV Vitigudino en las barras 45 kV de la subestación Vitigudino, propiedad de I-DE. Posteriormente el 17 de julio de 2024 la Junta remitió información complementaria y solicitó emisión de nuevo informe.

El 10 de febrero de 2023 Invervitigudino presentó solicitud de acceso y conexión a I-DE para una instalación fotovoltaica de potencia 4,41 MW.

El 31 de marzo de 2023 I-DE emitió propuesta previa incluyendo un Pliego de Condiciones Técnicas y Presupuesto en el que se contemplaba la necesidad de realizar trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación y reforma de instalaciones

de la red de distribución por un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Invervitigudino solicitó revisión del expediente a I-DE y esta contestó indicando que el importe era consecuencia de que las actuaciones requerían la compactación de la subestación: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Al estar en desacuerdo, mediante escrito de fecha 5 de julio de 2023, Invervitigudino interpuso conflicto de conexión ante la Junta de Castilla y León, donde, después de exponer los hechos anteriores, solicita arbitraje oponiéndose a la compactación como paso previo a la instalación de una posición de 45 kV donde conectar la línea de evacuación del parque fotovoltaico. Su oposición se estructura a través de dos argumentos alternativos de los que se derivan dos soluciones técnicas. En la Opción 1 indica que, a su entendimiento, sería técnica y reglamentariamente posible realizar la conexión en unas nuevas barras de 45 kV al aire y que el promotor debería asumir un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Alternativamente, para el caso de que la solución al aire no fuese factible y hubiese que compactar la subestación, en la Opción 2 indica que, a su entendimiento, la distribuidora debería asumir el coste dentro de su retribución regulada por razones de obsolescencia y que Invervitigudino debería pagar únicamente el coste de una posición blindada de 45 kV donde conectaría su línea de evacuación, por un importe de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

La información recibida el 10 de octubre de 2024 de la Junta incluía solo información de una de las partes (el promotor), lo cual se puso de manifiesto en el informe emitido. Posteriormente, el 17 de julio de 2024, la Junta remitió información complementaria con las alegaciones y justificaciones de la otra parte (I-DE) y solicitó informe. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

## **II. HABILITACIÓN COMPETENCIAL**

El Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía de la Delegación Territorial de Salamanca de la Junta de Castilla y León ha solicitado informe a la CNMC en relación con el conflicto de conexión que la misma tramita.

Según el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la CNMC actuará como órgano consultivo sobre cuestiones relativas al mantenimiento de la competencia efectiva y buen funcionamiento de los mercados y sectores económicos sujetos a su supervisión (como el sector eléctrico), pudiendo ser consultada a tal efecto, entre otros organismos, por las Comunidades Autónomas.

Adicionalmente, el artículo 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), dispone que *“Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado”*. Este precepto es prácticamente reproducido en su literalidad por el artículo 29 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Tratándose de la conexión de una instalación fotovoltaica de 4,41 MW a una instalación de la red de distribución, la autorización de las infraestructuras de conexión de que se trata es de competencia autonómica (de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.13.a) de la LSE, por lo que el conflicto presente se ha de resolver por la Comunidad Autónoma, que ha solicitado a la CNMC la emisión de informe.

### III. CONSIDERACIONES

#### Primero. Sobre la primera opción propuesta por el promotor

La primera opción del promotor es la ampliación del parque de 45 kV intertemperie **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. El promotor indica en su escrito que (a su entender) existiría espacio suficiente en la subestación para realizar la actuación propuesta sin necesidad de recurrir a compactación, si bien I-DE en su alegación indica lo contrario adjuntando documento justificativo.

Respecto de la existencia de espacio en la subestación para la ampliación del parque de 45 kV se recuerda que el Anexo II de la Circular 1/2021 (‘Criterios para evaluar la viabilidad de conexión’) establece que *“La conexión será considerada no viable, y por tanto el permiso de conexión será denegado, si se da alguna de las siguientes circunstancias: [...] a) Imposibilidad técnica [...] sea por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias”*.

Respecto a las cuestiones sobre costes planteadas por el promotor para esta opción, se remite a las ya realizadas en la consideración segunda del informe de fecha 21 de marzo de 2024.

## Segundo. Sobre la segunda opción propuesta por el promotor

En caso de que la ampliación del parque 45 kV intemperie no fuese posible, el promotor propone que la compactación de la subestación sea asumida por la distribuidora por razones de obsolescencia: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. En consecuencia, el promotor entiende que solo debería asumir una posición blindada de 45 kV (por un importe que estima en **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**) dado que el resto de los trabajos no estarían (a su entendimiento) provocados por la conexión del promotor.

Respecto a las inversiones que debe sufragar un promotor para la conexión de sus instalaciones se indica en primer lugar que, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 1955/2000<sup>1</sup> ('Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución') el pliego de condiciones técnicas valorará los *“trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones”* y que *“el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución, las repotenciaciones en las líneas de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante”*.

De todo lo anterior se deduce que los promotores deben asumir, no solo el coste de la posición a la que se conectan, sino aquellas otras actuaciones necesarias para incorporar las nuevas instalaciones a la subestación. Ello sin perjuicio de que, tal y como se contempla en el artículo 9 de la Circular 1/2021<sup>2</sup>, el promotor pueda exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos generadores, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros.

Respecto a la asunción que realiza el promotor considerando que el coste de la compactación de la subestación debe ser asumido por parte de la distribuidora al entender que estaría incluido dentro de su retribución regulada, debe

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

señalarse que dicha ejecución sería sufragada con cargo al sistema únicamente cuando los motivos que obligasen a su actualización respondieran a una necesidad propia del sistema, en cuyo caso su reconocimiento retributivo se realizaría siempre atendiendo a principios de eficiencia y menor coste. Cargar al sistema con los costes derivados de las necesidades específicas de la conexión de agentes sería contrario a la norma, dado que el artículo 38 de la Ley 24/2013<sup>3</sup> establece, respecto a la regulación de la distribución, que *“no formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas”*.

Por otro lado, podría haber un error interpretativo por parte del promotor, en lo que se refiere a la inclusión, dentro de los planes de inversión de la distribuidora, de las actuaciones necesarias en el sistema para la conexión a la red de los grupos generadores, así como las inversiones asociadas a estas. Su inclusión dentro de los citados planes de inversión responde a actuaciones que está previsto desarrollar en las redes por parte de las empresas distribuidoras a cargo de terceros, retribuyendo el Sistema únicamente la operación y mantenimiento de las mismas, una vez entren en explotación. Sin embargo, en lo que se refiere al reconocimiento de las inversiones asociadas, según lo establecido por el artículo 16 del Real Decreto 1048/2013<sup>4</sup> (‘Planes de inversión y autorización del volumen de inversión’), dichas instalaciones tendrían consideración de inversiones no retribuíbles con cargo al sistema, es decir, con cargo a terceros.

En cualquier caso, como se ha señalado al comienzo, el promotor debe asumir el coste de los trabajos de adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones, dado que, en caso contrario, ello supondría un sobrecoste para el sistema que se trasladaría a los consumidores a través de los peajes de acceso.

En lo que respecta a la obsolescencia de las instalaciones, es preciso indicar que el hecho de que una instalación haya superado su vida útil regulatoria no implica necesariamente que deba ser sustituida por razones de obsolescencia por una nueva instalación, dado que si presenta un buen estado de funcionamiento y puede seguir prestando servicio en condiciones de seguridad y regularidad supone la solución más eficiente y de menor coste para el sistema. A este respecto, se recuerda que el artículo 39.2 de la Ley 24/2013 (‘Autorización

---

<sup>3</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<sup>4</sup> Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

de instalaciones de distribución’) establece que *“la autorización [...] se otorgará atendiendo al carácter del sistema de red única [...] así] como al criterio de menor coste posible para el conjunto del sistema”*.

Los planes de inversión han de ser un fiel reflejo de las actuaciones previstas a desarrollar en las redes por los distribuidores. Dichas actuaciones deben recoger las inversiones que se retribuyen con cargo al sistema, así como todas aquellas que se financien por terceros y cuya titularidad deba cederse al distribuidor, siendo detraído el importe de estas inversiones del reconocido a sufragar a través de los peajes. Asimismo, dichas inversiones previstas deben atender a los principios de eficiencia y menor coste para el sistema y ser el prelude de los inventarios de instalaciones que el sistema mantendrá y operará una vez que entren en servicio. De igual forma, las actuaciones en ellos previstas incluyen las características técnicas que definen dichas actuaciones, así como la previsión de su entrada en explotación.

Por todo ello, sólo en el caso de que la compactación de la subestación STR 45 kV Vitigudino estuviese incluida por necesidades del sistema dentro de los planes de inversión previstos por la distribuidora con carácter previo a la solicitud que motiva el conflicto de conexión, y siempre y cuando dicha adecuación fuera suficiente sin necesidad de refuerzos adicionales, el promotor estaría obligado únicamente a sufragar los costes asociados a la posición de conexión del equipo de generación. En caso contrario, la compactación necesaria que se plantea debería entenderse como derivada de los trabajos necesarios para incorporar las nuevas instalaciones de generación y por ello, tanto los costes de la compactación como de la nueva posición deberían ser asumidos por el promotor.

## **IV. CONCLUSIÓN**

De acuerdo con lo establecido en el Anexo II (‘Criterios para evaluar la viabilidad de conexión’) de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica *“la conexión será considerada no viable, y por tanto el permiso de conexión será denegado, si se da alguna de las siguientes circunstancias: [...] a) Imposibilidad técnica [...] sea por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias”*.

Por otra parte de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimotercera 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 (‘Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución’) el pliego de



condiciones técnicas valorará los *“trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones”*.

Notifíquese el presente informe al Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía de la Delegación Territorial de Salamanca de la Junta de Castilla y León y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ([www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)).