

INFORME SOLICITADO POR LA XUNTA DE GALICIA PREVIO A LA RESOLUCIÓN DE CONFLICTO DE CONEXIÓN INTERPUESTO POR ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. CONTRA UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A. CON MOTIVO DE LA CONEXIÓN DEL PARQUE EÓLICO “MONTE NEME”

Expediente: INF/DE/046/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 29 de julio de 2021

ANTECEDENTES DE HECHO

El 14 de abril de 2021 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante «CNMC») escrito procedente de la Jefatura Territorial de la Consejería de Economía, Empresa e Innovación de A Coruña de la Xunta de Galicia (en adelante «la Xunta») en virtud del cual se solicita informe preceptivo previo a la resolución de conflicto de conexión interpuesto por ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (en adelante, «ENEL-GPE») contra UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A. (en adelante, «UFD») para la conexión de la instalación de generación PARQUE EÓLICO MONTE NEME, de 16 MW de potencia (en adelante PE Monte Neme) en barras de 66 kV de la Subestación Cabana. En la documentación recibida se incluye la solicitud de conflicto presentada por ENEL-GPE, una serie de anexos, las alegaciones presentadas por UFD, así como una subsanación de los datos incluidos en dichas alegaciones.

De acuerdo con lo expuesto por la Xunta, los hechos más significativos son:

El 19 de junio de 2019 UFD comunicó a ENEL-GPE las condiciones técnicas de acceso y conexión del PE Monte Neme en barras de 66 kV de la Subestación Cabana. En su Anexo A, esta comunicación indica que *“No existen celdas de*

esta tecnología¹ disponibles para ampliar la subestación, por lo que es necesario sustituir el parque de 66 kV completo.”

El 10 de diciembre de 2019 ENEL-GPE comunicó a UFD la aceptación del punto de conexión y le envió el proyecto básico de la instalación.

El 26 de mayo de 2020 UFD comunicó a ENEL-GPE las condiciones económicas de la conexión, a reserva del proyecto definitivo, ascendiendo el presupuesto provisional a **[CONFIDENCIAL]**.

El 2 de junio de 2020 ENEL-GPE, “viendo el presupuesto recibido” pidió a UFD que analizase la alternativa consistente en compartir, en la misma Subestación Cabana, la posición del PE de Corme con cuya titular, EDP-R, tenía un acuerdo. En sus términos: “[...] unir los dos circuitos de evacuación de los parques en el último apoyo a la subestación y entrar los dos parques en una única posición”.

El 16 de septiembre de 2020 UFD informa a ENEL-GPE de la imposibilidad de la evacuación conjunta del PE Monte Neme con el PE de Corme debido a que “para poder conectar el PE Monte Neme e integrar adecuadamente la generación que aporta en la red de distribución, es necesario realizar un cambio de configuración de barras de la subestación de Cabana, pasando de un esquema blindado de Barra [Simple] a un esquema Doble Barra”.

El 16 de octubre de 2020, dentro del mes siguiente a la anterior comunicación de UFD (considerada como el momento de surgimiento del conflicto), ENEL-GPE formula conflicto de conexión ante la Xunta por entender que el cambio de la configuración de la Subestación a doble barra es “una actuación de carácter estructural que debería ser acometida por UFD dentro de sus planes anuales de desarrollo para garantizar la adecuada gestionabilidad de su red” y cuya “eventual necesidad viene motivada por la operativa de gestión de la red de distribución, no por la conexión eléctrica del PE Monte Neme [y por lo tanto considera que sus costes deberían ser] soportados por la compañía distribuidora por ser intrínsecos a su actividad”.

Concluye solicitando que se permita «la conexión del PE Monte Neme a través de la línea procedente del PE Corme, o subsidiariamente, se limiten los costes a sufragar por ENEL-GPE, de conformidad con lo expuesto.»

El 16 de noviembre UFD alega en defensa de su decisión que los resultados de la potencia de generación no gestionable y la variación de tensión a los que da lugar la propuesta de ENEL-GPE hacen que sea inviable, al superarse los límites máximos establecidos. A su alegación adjunta una tabla con los resultados:

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Adicionalmente, en su alegación UFD indica que “la necesidad de la modificación de la subestación Cabana 66 kV cabe señalar que es motivada únicamente por

¹ Se trata de una subestación blindada para la cual, a decir de UFD (y este punto no es discutido por ENEL-GPE), no es posible ya encontrar en el mercado celdas compatibles.

la conexión del PE Monte Neme, ya que las actuales condiciones de red no lo hacen necesario y no está incluida en los planes de inversiones actualmente aprobados, por lo que debe ser asumida íntegramente por el promotor.”

HABILITACIÓN COMPETENCIAL

La Jefatura Territorial de la Consejería de Economía, Empresa e Innovación de A Coruña de la Xunta de Galicia 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, 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 un parque eólico de 16 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 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), por lo que el conflicto presente se ha de resolver por la Comunidad Autónoma, que ha solicitado a la CNMC la emisión de informe.

CONSIDERACIONES

Sobre las situaciones analizadas por UFD en su alegación al conflicto presentado por ENEL-GPE:

UFD analiza tres situaciones: 1. La de partida, sin realizar modificaciones; 2. La propuesta por ENEL-EGP, conectando el PE Monte Neme conjuntamente con el PE Corme en la posición existente de este último, y 3. La propuesta por UFD,

que consiste en reformar la subestación pasando a una configuración de doble barra:

1. Situación de partida: configuración de simple barra sin conectar el PE Neme. Según UFD las condiciones de red no harían necesario realizar modificaciones en la misma, por lo que no está incluida en sus planes de inversión.
2. Situación con la conexión propuesta por ENEL-GPE: mantendría la simple barra de la subestación y conectaría el PE Neme conjuntamente en la misma posición del PE Corme. Esto, siempre de acuerdo a UFD, daría lugar a que la potencia de generación no gestionable conectada superase en más de 1/20 a la potencia de cortocircuito, y que se produjese una variación de tensión mayor del 7%, por lo que se superarían los límites admisibles y no sería viable.
3. Situación con la solución definida por UFD: instalaría una doble barra de manera que la energía de PE Monte Neme vertería a una barra y la energía de los parques ya existentes (incluido PE Corme) a otra. Según UFD sería viable desde el punto de vista de la potencia de cortocircuito y variaciones de tensión, pero tendría un coste particularmente elevado, dado que implicaría cambiar *toda* la subestación, al tratarse de una subestación blindada y no estar comercialmente disponibles las celdas para su ampliación.

Sobre el marco normativo de aplicación:

El conflicto de conexión se plantea con fecha 16 de octubre de 2020, por lo que es previo a la entrada en vigor de la normativa actualmente aplicable². Concretamente, en aquel momento el acceso y la conexión se encontraban regulados fundamentalmente por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el 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, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Sobre los costes que debe asumir un promotor para la conexión de una nueva instalación

² Fundamentalmente: Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y 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. En particular, la disposición final primera del citado RD 1183/2020 establece que «Con la entrada en vigor de este real decreto será de plena aplicación lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo, de conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria undécima de la misma ley.»

Teniendo en cuenta el marco legal vigente en el momento de la presentación del conflicto, el Anexo XV del citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio establece que *“Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la instalación de producción”* y que *“los gastos de las modificaciones en la red serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio”*.

A este respecto UFD expone en su alegación que *“la necesidad de la modificación de la subestación Cabana 66 kV [...] es motivada únicamente por la conexión del PE Monte Neme ya que las actuales condiciones de red no lo hacen necesario y no está incluida en los planes de inversiones”*.

Por lo tanto, salvo que lo afirmado por UFD como gestor de red pueda ser rebatido, se estaría en el caso habitual en el que el promotor asume los gastos de las modificaciones de la red de distribución necesarias derivadas de la conexión de su instalación y para las cuales el Anexo XV anteriormente citado no establece limitaciones en cuanto al importe que las mismas puedan llegar a tener, ni una cuantía máxima de los costes a sufragar.

Sobre el límite de potencia de generación no gestionable máxima aplicado por UFD

Aunque propiamente se trata de una cuestión relacionada con el acceso, de acuerdo con UFD la inviabilidad de la conexión conjunta en la misma posición de los parques eólicos Monte Neme y Corme (sin la previa reconfiguración a doble barra de la Subestación Cabana 66 kV) viene dada por la superación de dos límites: 1. La potencia de generación no gestionable conectada sería mayor a 1/20 de la potencia de cortocircuito en el nudo, y 2. Las variaciones de tensión que se producirían serían superiores al 7%.

Respecto al primero de esos límites, UFD aplicó lo establecido en el Anexo XV, punto 9, del repetido Real Decreto 413/2014, de 6 de junio³. Sin embargo, con la información aportada por la propia UFD, en la situación existente (es decir, configuración de simple barra, previa a la conexión del PE Monte Neme) ya se habría sobrepasado ese 1/20 de la potencia de cortocircuito.

Por otro lado, se tiene que este límite referido a la potencia de cortocircuito en un nudo ha sido modificado por la normativa recientemente aprobada, y además ya no es el único a tener en cuenta para las instalaciones que hayan solicitado permisos de acceso y de conexión una vez superada la disposición transitoria octava del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, con la publicación de la información sobre los valores de capacidad de acceso disponible conforme a los criterios establecidos por 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

³ *“Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.”*

y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, y la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución, en particular el apartado 3.3 de su anexo II.

En particular, la citada Circular 1/2021, de 20 de enero, establece en su disposición adicional segunda ('Valor de los parámetros, porcentajes y ratios contenidos en los anexos') que *"Para los nudos con módulos de parque eléctrico existentes o con permisos de acceso concedidos, que no cumplen con el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, se fija en 10 el valor mínimo del parámetro WSCR⁴ al que se refiere el apartado 4 del anexo I. Para el resto de nudos, dicho valor se fija en 6"*. En determinados casos, estos nuevos criterios posibilitan la conexión de una potencia superior a la que se permitía con el antiguo criterio.

CONCLUSIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los gastos de las modificaciones en la red de distribución necesarios para la conexión de una instalación de producción serán a cargo del titular de la instalación, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio. A este respecto, UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A. expone en su alegación que *«la necesidad de la modificación de la subestación Cabana 66 kV [...] es motivada únicamente por la conexión del PE Monte Neme ya que las actuales condiciones de red no lo hacen necesario y no está incluida en los planes de inversiones»*. Por lo tanto, salvo que lo afirmado por el gestor de red pueda ser rebatido con base en otra documentación distinta a la aportada en la solicitud de informe, se estaría en el caso previsto con carácter general en la normativa anteriormente citada, la cual no establece limitaciones en cuanto al importe que las modificaciones pudieran llegar a alcanzar, ni una cuantía máxima de los costes a sufragar.

⁴ WSCR: Weighted Short Circuit Ratio: relación ponderada entre la suma de potencias de cortocircuito del conjunto de nudos de la zona de influencia y la suma de capacidades máximas de módulos de parque eléctrico conectados o con permiso de acceso otorgado a estos nudos de influencia.