

RESOLUCIÓN DEL CONFLICTO DE ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. PLANTEADO POR HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. EN RELACIÓN CON LA DENEGACIÓN DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PERMISO DE ACCESO DE APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN CARRÍO 132KV.

(CFT/DE/329/24)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep María Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D^a. María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Barcelona, a 23 de octubre de 2025

Visto el expediente relativo al conflicto presentado por HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., en el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013 y el artículo 14 del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, la Sala de Supervisión Regulatoria aprueba la siguiente Resolución:

I. ANTECEDENTES

PRIMERO. Interposición del conflicto.

Con fecha 11 de noviembre de 2024 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, "CNMC"), escrito de HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., (en lo sucesivo, "HCDE"), por el que plantea conflicto de acceso a la red de transporte de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. (en adelante, "REE"), con motivo de la denegación de la actualización del permiso de acceso de apoyo a la red de distribución en Carrió 132kV.

La representación legal de HCDE expone en sus escritos, en resumen, los siguientes hechos y fundamentos de derecho:

- HCDE es titular del nudo de la red de distribución Carrió 132kV, subyacente al nudo de la red de transporte Carrió 220kV, situados en Carreño, Asturias.
- La interfaz en los nudos se lleva a cabo mediante dos transformadores de 270MVA cada uno, siendo HCDE titular de los correspondientes permisos de acceso y conexión.
- El día 23 de abril de 2024 HCDE solicita actualización de los permisos para sustituir los dos transformadores actuales por dos nuevos de 350MVA. Dicha actualización supondría, en opinión de HCDE pasar desde los 513 MW (equivalente a una potencia instalada de 540 MVA) actuales, a 665 MW (equivalente a una potencia instalada de 700 MVA).
- En el informe de flujo de cargas que acompaña la solicitud se ponía de manifiesto la necesidad del reconocimiento de una capacidad de acceso, en cada uno de los autotransformadores, de 332,5 MW equivalentes a 350 MVA (considerando un factor de potencia de 0,95).
- REE contesta a dicha actualización mediante comunicación de propuesta previa de acceso y conexión, recibida el día 9 de octubre de 2024, en la que literalmente indica:
“el incremento de consumo solicitado no sería aceptable desde el punto de vista la red de transporte por no poder ser alimentada una demanda total simultánea por los dos transformadores mayor a 200 MW, es decir, se deniega el incremento de consumo solicitado por HCD en el nudo Carrió 220 kV”.
- No obstante, lo anterior REE en su comunicación considera viable el cambio de transformadores.
- La subestación Carrió 132kV/200kV fue construida por HCDE y lleva en funcionamiento desde 1977 con distintas ampliaciones. En cumplimiento de la legislación del sector eléctrico el nudo de la red de transporte se transmitió en su momento a REE.

En cuanto a los fundamentos jurídicos, HCDE señala que:

-A su juicio, la Declaración sobre la Capacidad Otorgada por los permisos es contraria a Derecho al rebajar o limitar la capacidad de acceso concedida en los permisos. Ahora bien, reconoce que dichos permisos no están documentados porque son previos a la propia existencia del acceso regulado mediante permisos.

-Cuando se produjo la transmisión del nudo de la red de transporte a REE como resultado de la obligación de venta forzosa impuesta por la disposición transitoria novena de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes

para el mercado interior de la electricidad, no se determinó ni la capacidad ni se emitió permiso de acceso o conexión alguno.

-Aunque, por definición, todo acceso a la red de tercero exige la solicitud y otorgamiento de un permiso, lo cierto es que la normativa de 2007 no previó la necesidad de que en los casos de venta forzosa de activos de transporte se solicitara permisos de acceso a dichas redes por parte de los gestores de distribución que venían siendo titulares de los activos, por lo que simplemente HCDE continuó explotando el nudo de la red de distribución y los dos transformadores sin un expreso permiso de acceso y conexión.

-A falta de tal documentación expresa, entiende HCDE que la capacidad sería la que resulte del diseño técnico-industrial de las correspondientes instalaciones en los términos en que fueron autorizadas, que, según alega, es lo que mejor se adapta al concepto de capacidad como *“carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto”*. En suma, considera que la capacidad de acceso debe ser la potencia susceptible de ser absorbida en coherencia con el diseño técnico industrial de las instalaciones “RdD>RdT” en los términos en que hayan sido autorizadas. En el presente caso, alega que estaríamos ante una capacidad de acceso otorgada de 513MW.

-Frente a ello, REE en su comunicación se limita a indicar que no consta documentación actualizada de los permisos, pero que el máximo valor de consumo horario en los últimos años ha sido de 186MW. Entiende HCDE que el grado de uso de unas determinadas instalaciones no establece ni determina la capacidad de acceso y, además, no responde tampoco a datos históricos anteriores en los que se puede acreditar que los consumos superaban los 200MW.

-Según HCDE, esta pérdida de capacidad “sobrevenida” solo puede estar determinada, a su juicio, porque; (i) en el año 2022 REE otorgó a un concreto consumidor (en adelante Consumidor 1), un aumento de capacidad de acceso de 132 MW adicionales para sus instalaciones conectadas en el nudo de Uninsa 220 kV (nudo directamente conectado a la SE Carrió en antena); y (ii) de forma que el consumo máximo conjunto de las instalaciones de Uninsa 220 kV y La Granda 220 kV sea 450 MW. Según alega, esta capacidad adicional se habría detraído de la capacidad de apoyo a la red de distribución

-En segundo lugar, considera que la denegación de aumento de la capacidad es contraria a Derecho. Entiende que no ha sido suficientemente motivada al no constar una memoria técnica completa al respecto.

-De forma concreta plantea dudas al no estar claro, a su juicio, si se ha tenido en consideración a la hora de determinar la capacidad el posible funcionamiento de la central de generación de Aboño, en proceso de conversión a gas.

-Tampoco parece, según alega, que se hayan tenido en cuenta la existencia de almacenamientos que, en caso de sobrecargas en N o N-1, pueden eliminar parte de la situación acogiéndose al SRAP.

HCDE finaliza su escrito solicitando:

- I. Declare (i) que la Comunicación, el Informe de Viabilidad de Acceso y las Condiciones Técnicas y Económicas de Conexión son contrarios a Derecho en lo que respecta a la Declaración sobre la Capacidad Otorgada por los Permisos, y (ii) que los Permisos otorgan una capacidad de acceso de 513 MW
- II. Declare que (i) que la Comunicación, el Informe de Viabilidad de Acceso y las Condiciones Técnicas y Económicas de Conexión son contrarios a Derecho en lo que respecta a la Denegación de la Actualización del Acceso, y (ii) el Derecho de HCDE a la obtención de la actualización del acceso objeto de los Permisos mediante el aumento de la capacidad otorgada de los 513 MW actuales a 665 MW.

SEGUNDO. Comunicación de inicio del procedimiento

A la vista del anterior escrito, la Dirección de Energía concluye con la existencia de un conflicto de acceso a la red de transporte de energía eléctrica y mediante escrito de 17 de noviembre de 2024, procedió a comunicar a HCDE y REE el inicio del correspondiente procedimiento administrativo en cumplimiento de lo establecido en el artículo 21.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (en adelante, Ley 39/2015). Se dio traslado a REE del escrito presentado por la solicitante, concediéndosele un plazo de diez días hábiles para formular alegaciones y aportar los documentos que estimase convenientes en relación con el objeto del conflicto.

TERCERO. Alegaciones de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U.

Haciendo uso de la facultad conferida en el artículo 73.1 de la Ley 39/2015, tras solicitar la ampliación del plazo para presentar alegaciones y serle concedida, REE presentó escrito en fecha 17 de diciembre de 2024, en el que manifiesta, en síntesis, que:

- En fecha 21 de diciembre de 2022, REE otorgó acceso y conexión por 132MW en Uninsa 220kV al Consumidor 1 que ya disponía de 170 MW en dicho nudo y 185 MW en Tabiella 220kV. Por tanto, se le otorga un consumo total de 450MW. Con ocasión de la evaluación de capacidad en este expediente se puso de manifiesto los problemas de capacidad de la zona y se acordó que el Consumidor 1 pudiera reducir a 310MW su consumo si las condiciones de red lo exigían.
- Posteriormente el 4 de enero de 2023, HCDE dio traslado de una solicitud de acceso para 185MW para un nuevo suministro que fue denegada mediante comunicación del día 4 de septiembre de 2023. A partir de este momento se constató el agotamiento de la capacidad.
- También se denegó posteriormente -19 de julio de 2024- un aumento de 3MW a otro consumidor (en adelante, Consumidor 2) en Tabiella 220kV.

- Según alega, la indicada falta de capacidad requiere de una solución estructural de desarrollo de la red de transporte a través de la planificación vinculante.
- Por tanto, la situación en la red de transporte de la zona central de Asturias, en concreto en las subestaciones de Carrió y Tabiella, es que no hay capacidad porque hay dos consumidores electrointensivos directamente conectados a la red de transporte con un consumo total máximo de 686MW, a lo que se sumarían los 200MW de apoyo a la distribución.
- Con la red actual y planificada, REE puede suministrar en N hasta 886MW que se reducen a 746MW en caso de indisponibilidad del transformador 400/220kV de Cardoso. Por ello, se determinó que el primer consumidor para disponer de 450MW debería poder reducir su consumo a 310MW.
- Según alega, a ello se suma que en la planificación 2026 ya no se puede contar con las centrales de carbón, en concreto no se pudo computar la central de Aboño.
- En relación con el conflicto, señala REE que cuando recibió la solicitud de actualización de HCDE, al constatar que la petición era muy diferente a la que se había tenido en cuenta para la planificación, se procedió a estudiar su viabilidad, concluyendo que se producirían sobrecargas en N en el transformador 400/220kV de Cardoso y en N-1.
- En concreto, en caso de fallo del citado transformador la alimentación a las subestaciones de Carrió y Tabiella queda dependiente únicamente de la línea 220 kV Soto de Ribera-Carrió, la cual presenta una capacidad de 530 MVA en verano, no cubriendo, como se pone de manifiesto, ni siquiera el consumo de los dos grandes consumidores indicados, resultando inviable la actualización solicitada.
- En cuanto a la capacidad reconocida, indica que es habitual no disponer de permisos de acceso y conexión en instalaciones antiguas, pero la falta de permisos expresos no supone en modo alguno, como alega HCDE que REE garantice un suministro a la red de distribución equivalente al tamaño del transformador en ellas conectado.
- Bien al contrario, en los distintos documentos de elaboración de la planificación y en el intercambio de información con la distribuidora solo se tienen en cuenta los consumos reales, que no superan los 200MW. Estos datos fueron justamente los que se tuvieron en cuenta a la hora de evaluar la solicitud de ampliación del acceso de los consumidores.
- En este sentido, REE afirma que *“el valor de potencia máxima de un transformador nunca ha sido un criterio para considerar su viabilidad de acceso a la red. Normalmente los valores de potencia de los transformadores obedecen a estándares de fabricación dependiendo del nivel de tensión, y desde el operador del sistema no se ha tenido en cuenta para determinar la viabilidad del acceso o no, sino que lo que se ha evaluado es el consumo que el gestor de la red de distribución*

declaraba en la solicitud". De haberlo hecho así, no habría capacidad de acceso a la red de transporte para toda la potencia de los transformadores existentes.

- Concluyendo REE: *"Ante la ausencia de normativa al respecto y de documentación relativa a las instalaciones de la red de distribución objeto de conflicto, se procedió a considerar en los estudios realizados que el consumo en la frontera era de 200 MW, coherente con la información enviada para la elaboración de la planificación de la red de transporte. Ante la incertidumbre, y sin ánimo de que la respuesta fuera considerada como una restricción del acceso actual sino simplemente con el objetivo de reflejar un valor de referencia lo más justificado posible."*
- REE indica que no ha tenido en cuenta a Aboño, por lo ya indicado sobre las centrales de carbón, ni a los almacenamientos a la hora de calcular la capacidad de demanda, salvo el bombeo existente de Tanes.
- Y finaliza insistiendo en que HCDE conocía la situación desde la denegación en 2023 del informe de aceptabilidad para un nuevo suministro de 186MW.

Por lo expuesto, finaliza solicitando que se desestime el conflicto de acceso.

CUARTO. Primera solicitud de información a REE.

En fecha 28 de enero de 2025, mediante escrito de la Directora de Energía se procedió a solicitar a REE la siguiente información:

- Solicitud de revisión de la propuesta previa de 19 de septiembre de 2022 realizada por el Consumidor 1.
- Justificación de la base normativa que permitió conceder el permiso de acceso al Consumidor 1, sin que se cumplan los criterios de garantía de suministro.
- Explicación de las razones jurídicas y técnicas por las que no se aplicó el mismo criterio a la solicitud realizada por el Consumidor 2.
- Remisión de un informe completo de análisis de capacidad de acceso con la previsión de funcionamiento actualizada de las centrales, incluida la central de Aboño.
- Información sobre la participación del Consumidor 1 en el Servicio de Reducción Automática de Demanda, en particular su habilitación y activación del servicio.
- Esquema unifilar de la zona en la que se reflejen todos los nudos mencionados en las alegaciones y documentación que la acompaña, indicando expresamente la conexión de los grandes consumidores, de la distribución y de las centrales de generación, en particular, la de Aboño.

En fecha 19 de febrero de 2025, REE procedió a aportar la documentación e información requerida. De forma resumida, señala que:

-En cuanto a la normativa que permitió conceder el permiso de acceso al primer consumidor con las características indicadas de flexibilidad pone de manifiesto que en 2022 casi no se habían recibido solicitudes de acceso de consumidores a la red de transporte. Que cuando llegó dicha solicitud, la evaluó y entendió que era viable, aunque el hecho de que el consumidor se alimentara de dos subestaciones y el alto consumo complicaban la situación, dada la falta de capacidad. Fue el propio consumidor el que ofreció la solución y REE entendió que dicha condición era suficiente para asegurar la seguridad del suministro hasta la puesta en servicio de actuaciones planificadas. Esta actuación estaba amparada, en opinión de REE, en el artículo 6.2 I del Real Decreto 1955/2000.

-En el caso del Consumidor 2 la capacidad ya estaba agotada. Además, ya estaba claro que no cabía acceder a una situación de flexibilidad por mero acuerdo de las partes, sino que debía ser objeto de regulación. Y el número de solicitudes de acceso para demanda había aumentado. Todo ello condujo a cambiar la forma de proceder y a denegar la actualización del permiso.

-En relación con integrar la posible generación de Aboño en el cálculo de capacidad aporta informe del que se concluye: *“que no afecta puesto que podrían funcionar como máximo un 31% de las horas y no se pueden reprogramar en menos de 20 minutos para resolver la sobrecarga por lo que la capacidad máxima admisible [...] En el caso de los grupos de carbón, esta reprogramación implicaría el acoplamiento del grupo en la mayor parte de las horas y estos grupos tienen un preaviso de varias horas. Esto quiere decir que el OS no dispone de herramientas mediante restricciones técnicas para asegurar que puede reducir la carga de las líneas críticas tras N-1 en 20 minutos que no implique la utilización de la flexibilidad de la demanda mediante la aplicación de restricciones técnicas y, por tanto, se debe aplicar el límite del 100% y no el del 115% incluso teniendo en cuenta la disponibilidad de los grupos de Aboño 1 y 2”*.

-El Consumidor 1 está integrado en el SRAD solo desde 2025. En todo caso, su participación es indiferente a la hora de determinar la capacidad porque como recoge el PO 7.5 dicho servicio sirve únicamente como cobertura ante una insuficiencia de reserva a subir, sin llegar a cubrir el fallo de cualquier elemento de la red que es el escenario en el que se detecta la falta de capacidad.

-Para resolver la posible insuficiencia de red y cumplir con los criterios de seguridad post-contingencia de un elemento de la red de transporte, se precisaría la adscripción al Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP), reglamentado en el PO 3.11. Dicho sistema sí predispone a las instalaciones participantes a reducir su producción o consumo para solucionar en tiempo real la congestión en el tiempo requerido. No consta que dicho consumidor esté habilitado en el SRAP.

QUINTO. Segunda solicitud de información a REE.

En fecha 28 de febrero de 2025, mediante escrito de la Directora de Energía se procedió a solicitar a REE la siguiente aclaración a su escrito inicial:

- Remisión de un informe completo de análisis de capacidad de acceso con la previsión de funcionamiento actualizada de las centrales existentes,

incluida la central de Aboño. Se subraya que la central de Aboño no solo está operativa, sino que ya ha obtenido autorización administrativa previa para su conversión a gas, de conformidad con la Resolución de 4 de octubre de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Aboño Generaciones Eléctricas, SL, autorización administrativa previa para el proyecto de conversión a gas el Grupo 2 del Centro de Producción Térmica de Aboño, en Carreño y Gijón (Asturias).

- Información sobre la participación del Consumidor 1 en el Servicio de Reducción Automática de Demanda, en particular el valor de consumo mínimo esperado en el periodo de prestación del servicio por bloques, que forma parte de la documentación exigida para la participación en la subasta del SRAD.

En fecha 18 de marzo de 2025, REE procedió a aportar la documentación e información requerida.

REE amplía las consideraciones a tener en cuenta en caso de que Aboño estuviera operativo.

-A este respecto, la metodología de cálculo empleada por Red Eléctrica para el cálculo de la capacidad de acceso bajo el criterio estático contempla que cuando sea posible resolver sobrecargas de red en N-1 con la reprogramación de generación en 20 minutos, el valor de la capacidad de acceso de demanda ya no es el valor que se puede garantizar en el 100% de las horas, sino que se toma aquel que puede ser suministrado durante el 98% de las horas.

En el caso de suponer que Aboño 2 se encontrara operativa y pudiera resolver congestiones en la zona, el valor de capacidad de acceso zonal de Carrió 220 kV, Uninsa 220 kV y Tabiella 220 kV correspondería al indicado valor de capacidad que puede ser suministrado durante el 98% de las horas del año del horizonte de estudio, que en este caso ascendería a 754 MW.

En el momento de la admisión a trámite de la solicitud de actualización de HCDE ya se encontraban ocupados 686 MW por parte de las instalaciones de los dos consumidores electrointensivos conectados en transporte a los que habría que añadir la demanda para apoyo a la red de distribución de la zona, que en el caso de Carrió 220 kV cabría cifrar en un valor máximo de consumo horario de 186 MW. Teniendo en cuenta lo anterior, en total se encontrarían ocupados más de 800 MW, superiores a los 754 MW correspondientes a la potencia que puede ser suministrada en el 98% de los casos analizados. Por consiguiente, se continúa probando la falta de capacidad de acceso en dicha zona para atender nuevos consumos incluso considerando como operativa la central de Aboño 2.

-En cuanto al valor de consumo mínimo esperado en el periodo de prestación del servicio por bloques en el SRAD es de 204 MW.

SEXTO. Trámite de audiencia

Una vez instruido el procedimiento, mediante escritos de la Dirección de Energía de 26 de marzo de 2025, se puso de manifiesto a las partes interesadas para que, de conformidad con lo establecido en el artículo 82 de la Ley 39/2015, pudieran examinar el mismo, presentar los documentos y justificaciones que estimaran oportunos y formular las alegaciones que convinieran a su derecho.

En fecha 7 de abril de 2025 ha tenido entrada en el Registro de la CNMC escrito de alegaciones de REE en el que se ratifica en su escrito de alegaciones inicial.

En fecha 16 de abril de 2025 ha tenido entrada en el Registro de la CNMC escrito de alegaciones de HCDE, en el que resumidamente señala lo siguiente:

- Tras el resumen de hechos y discrepancias procede a contestar al escrito de alegaciones de REE.
- En relación con la declaración de capacidad otorgada, HCDE considera que se le genera un notable perjuicio. No entiende que REE intente restar importancia a tal declaración.
- No comparte la falta de existencia de normativa anterior para fijar la capacidad otorgada en accesos previos a la legislación del sector eléctrico de 1997 y su reforma de 2007, citando los preceptos ya indicados en su escrito inicial.
- Para HCDE nada tiene que ver la información remitida para la planificación con la normativa de acceso y conexión. De hecho, la misma fue simplemente una mera estimación remitida por HCDE en 2019 que pronto se vio superada por la evolución de las solicitudes.
- Alega que, en ningún caso, las comunicaciones de estimaciones de demanda para la planificación pueden ser determinantes para establecer la capacidad de acceso. La capacidad de acceso no es dinámica, sino debe estar fijada.
- El resto de los argumentos de REE en relación con esta declaración son rebatidos por HCDE, al entenderlos ajenos, en última instancia, a la normativa de acceso.
- En todo caso, como ya se había apuntado, la detracción de capacidad procede de haber otorgado al Consumidor 1 una capacidad de acceso teniendo en cuenta solo 200MW y no los 513 MW correspondientes según la capacidad de transformación.
- Por otra parte, si REE ya era consciente de los problemas de falta de capacidad en 2022, con agotamiento de la misma en el horizonte de planificación 2026 no lo indicó en el procedimiento de modificación de la planificación, a pesar de que HCDE le informó de los principales suministros que estaba otorgando en su red al tiempo de la Modificación de aspectos puntuales de la planificación en 2024 y del aumento de solicitudes de demanda.
- Por otra parte, indica que las instalaciones necesarias para aumentar la capacidad de acceso ya están planificadas, al menos desde hace 20 años, y ni siquiera consta que se haya iniciado su tramitación administrativa.

-En cuanto a la denegación del aumento de la capacidad también considera que es contrario a Derecho puesto que, a su juicio, ha tratado de forma diferente a las solicitudes de consumidores a la red de transporte y a la red de distribución. Se indica que a las solicitudes en transporte se le aplicó un permiso de acceso flexible mientras que a distribución se le exige capacidad firme. Considera que ello resulta discriminatorio.

-Por otra parte, HCDE critica que REE reconozca que no ha tenido en cuenta los almacenamientos con permiso otorgado lo cual considera que vulnera la normativa de acceso, ya que debería tenerse en cuenta como capacidad firme de inyección. A fecha actual existen 920,09 MW de instalaciones de almacenamiento con permisos de acceso y conexión concedidos en la red de distribución de HCDE, los cuales han cumplido con los hitos establecidos en la normativa sectorial hasta el momento presente, por lo que, a su juicio, no hay razón en Derecho para que REE ponga en duda su firmeza y no los considere en el análisis de capacidad.

-En cuanto a que la consideración de Aboño es indiferente para el cálculo de capacidad, HCDE discrepa al entender que: *“en un cálculo de capacidad de acceso, se ha de partir sobre hipótesis de disponibilidad de las instalaciones de generación gestionables, como el caso de Aboño, independientemente de en qué mercados eléctricos se crea que vaya a participar. El criterio de la disponibilidad del 98% y la exigencia de un tiempo de respuesta de al menos 20 minutos, citados en el mismo informe, además de que actualmente no tienen soporte normativo, ignoran que REE tiene mecanismos para solucionar congestiones con un horizonte temporal superior a esos 20 minutos”*. Este criterio no está incluido todavía en la normativa y resulta demasiado restrictivo, como se comprueba en el presente caso.

-Por último, indica que hay ciertas incoherencias en los documentos aportados por REE. Así, por ejemplo, *«Red Eléctrica considera que puede alimentar un consumo de demanda de hasta 746 MW en situación de N-1»*

“Sin embargo, en el documento “Capacidad de suministro: SE Carrió 220 kV” se indica que la capacidad de suministro en el conjunto de las subestaciones de Carrió 220 kV, Uninsa 220 kV y Tabiella 220 kV es de 659 MW (es decir 87 MW menos de capacidad) encontrándose ocupados 686 MW correspondientes a los consumidores electrointensivos”

Para HCDE, REE no ha confirmado y debe aclarar (i) cuál es el valor definitivo de la “capacidad de acceso” en el conjunto de las subestaciones de Carrió 220 kV, Uninsa 220 kV y Tabiella 220 kV y (ii) si el aumento de capacidad otorgado al Consumidor 1 es compatible con la garantía de suministro a la demanda actual de la red de distribución. Todo ello sin contar con la capacidad que podría aportar la central de Aboño

-En el mismo sentido indica que *“de acuerdo a las conclusiones de REE, la consideración de la generación de Aboño en servicio tiene como consecuencia un aumento de la capacidad de acceso en 95 MW, lo que resulta muy bajo teniendo en cuenta la potencia instalada de 500 MW del grupo Aboño”*.

-Concluye indicando que carece de toda lógica permitir la sustitución de los dos transformadores sin aumentar la capacidad para consumo.

SÉPTIMO. Informe de la Sala de Competencia

Al amparo de lo dispuesto en el artículo 21.2 a) de la Ley 3/2013 y del artículo 14.2.i) del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, la Sala de Competencia de la CNMC ha emitido informe en este procedimiento.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO. Existencia de conflicto de acceso a la red de transporte.

Del relato fáctico que se ha realizado en los antecedentes de hecho, se deduce claramente la naturaleza del presente conflicto como de acceso a la red de transporte de energía eléctrica, cuestión pacífica para los interesados en el procedimiento.

SEGUNDO. Competencia de la CNMC para resolver el conflicto.

La presente Resolución se dicta en ejercicio de la función de resolución de conflictos planteados respecto a los contratos relativos al acceso de terceros a las redes de transporte y distribución que se atribuye a la CNMC en el artículo 12.1.b) 1º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC (en adelante Ley 3/2013).

En sentido coincidente, el artículo 33.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico dispone que *“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución”*.

Dentro de la CNMC, corresponde a su Consejo aprobar esta Resolución, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 14 de la citada Ley 3/2013, que dispone que *“El Consejo es el órgano colegiado de decisión en relación con las funciones... de resolución de conflictos atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de las delegaciones que pueda acordar”*. En particular, esta competencia recae en la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 21.2 de la citada Ley 3/2013, previo informe de la Sala de Competencia (de acuerdo con el artículo 14.2.i) del Estatuto Orgánico de la CNMC, aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto).

TERCERO. Sobre los hechos relevantes del presente conflicto a la hora de determinar el objeto del mismo.

El presente conflicto tiene como objeto principal la denegación del reconocimiento de aumento de la capacidad solicitado por HCDE al tiempo que procede a cambiar los transformadores, concretamente solicitaba pasar de 513 MW a 665MW. En el marco de la contestación de REE, HCDE ha podido comprobar en la denominada Declaración sobre la Capacidad Otorgada por los Permisos que la capacidad disponible para apoyo a la distribución es menor de lo que la propia distribuidora venía entendiendo y que ha servido de base para el otorgamiento de permisos de acceso y conexión en su red de distribución.

Por tanto, el objeto del conflicto es determinar si la denegación del aumento de la capacidad es conforme a Derecho, pero con independencia de la conclusión a la que se llegue en este análisis es preciso revisar cómo se ha alcanzado la actual situación y, por consiguiente, cuál es la capacidad disponible para apoyo a la red de distribución desde la red de transporte en el momento presente.

CUARTO. Sobre la capacidad disponible para apoyo a la demanda de la red de distribución en Carrió 220kV.

La cuestión planteada en el presente conflicto exige un inicial análisis de los hechos y actuaciones realizados por HCDE y REE.

En buena medida, el presente conflicto se debe a la inexistencia de un permiso de acceso a la red de transporte para el apoyo a la red de distribución en Carrió 220kV, mediante el que se determine y garantice por parte de REE una determinada capacidad disponible para apoyo a la red de distribución.

A esta falta de determinación, se suma el tratamiento que REE ha realizado de las solicitudes de acceso y conexión de consumidores directos a la red de transporte.

1. Consecuencias de la inexistencia de permiso de acceso que establezca la capacidad disponible y garantizada para el apoyo a la red de distribución.

Tanto HCDE como REE están de acuerdo en que **no existe permiso de acceso en el que se haya establecido la capacidad de acceso garantizado para apoyo a la distribución**, resultado de la evaluación de la misma. REE añade que esta situación es habitual en otros nudos que conectan las redes de distribución y transporte, lo cual puede originar conflictos similares a éste.

No cabe duda de que esta situación es consecuencia de la propia evolución del sistema eléctrico. Este concreto nudo de transporte era originalmente propiedad de HCDE y fue transmitido de forma forzosa a REE en virtud de la disposición transitoria novena de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto

en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En este procedimiento de venta forzosa, HCDE no solicitó el correspondiente permiso de acceso, al interpretar que no era necesario de conformidad con la normativa vigente, en particular los artículos 52 y 53.1 del RD 1955/2000, ni tampoco lo exigió REE.

Como consecuencia de ello, no se evaluó por parte de REE la capacidad disponible ni se fijó la capacidad para el apoyo a la distribución que estuviera reconocida y garantizada. Se entendió por ambas partes que se podía seguir operando como hasta ese momento, sin tener en cuenta que más allá de la transmisión de propiedad, a partir de este momento el acceso de HCDE debía compartir capacidad con otros accesos, en particular, los de los consumidores directamente conectados a la red de transporte.

Sin embargo, lo más grave es que al actuar según la costumbre y los usos previos ninguna de las partes fue consciente de que discrepaban de forma fundamental de la capacidad disponible y garantizada para el apoyo a la distribución.

En efecto, mientras HCDE entendía la capacidad garantizada como un máximo, igual al susceptible de ser absorbido por los dos transformadores existentes de 220/132 kV de 270 MVA de potencia cada uno, de acuerdo con su configuración técnico-industrial, es decir 513 MW. REE, por su parte, entendía que la capacidad disponible era un mínimo, determinado por las previsiones de demanda remitido por el distribuidor para la elaboración de la planificación de red de transporte y en atención al consumo efectivo en los años anteriores, en concreto en el presente caso 200MW, de manera que el resto de la capacidad de la red de transporte podría ser otorgada a otros usuarios. Esta discrepancia no resuelta en su adecuado momento es la causa del presente conflicto.

Ambas partes en la tramitación del presente conflicto intentan justificar las capacidades indicadas. No se puede compartir el criterio de ninguna de ellas.

La capacidad de acceso garantizada no puede ser igual a la capacidad de los transformadores como defiende HCDE. De conformidad con lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, la evaluación de la capacidad de **acceso en un punto de la red debe tener en cuenta, además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia** en el nudo donde se conecta la instalación, teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y con permisos de acceso y conexión vigentes. En consecuencia, la capacidad no puede ser igual simplemente a la capacidad técnica de los transformadores, pues esto supone desconocer la influencia que puedan tener el resto de los elementos de red que puedan originar sobrecargas o tensiones fuera de límites, en situación de fallo simple de cualquiera de ellos. Es obvio que la capacidad de los transformadores condiciona la capacidad disponible, pero no es igual a ella.

Tampoco se puede acoger la interpretación de REE al considerar como capacidad de acceso disponible simplemente la solicitada, en cada momento, por los distribuidores en el marco de los documentos remitidos para la elaboración de la planificación porque dicha información no responde a los criterios de determinación de la capacidad, ni de la normativa actualmente vigente ni de la anterior. Es evidente que la planificación condiciona la capacidad disponible, pero la demanda prevista por el distribuidor no es un criterio de evaluación de la capacidad previsto en la normativa vigente.

Por ello, en las Especificaciones de Detalle (EEDD) para el cálculo de la capacidad de acceso de las redes de distribución a la red de transporte (apoyo a la distribución), actualmente en trámite de audiencia, se ha valorado la inclusión específica de un “valor de referencia”. Este valor constituye un máximo de potencia que el gestor de la red de distribución puede consumir de un determinado nudo¹, sin perjuicio de que se pueda solicitar informe de aceptabilidad para potencias superiores.

En la tramitación del presente conflicto REE ha realizado una evaluación de la capacidad disponible, que se analizará en el siguiente fundamento jurídico, pero la capacidad disponible resultante de la misma no implica ni que esté otorgada para apoyo a la red de distribución hasta el máximo de la capacidad de los

¹ Se determinará atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Será el valor de consumo indicado por el gestor de la red de distribución en las solicitudes de acceso o en posteriores solicitudes de actualización de acceso de instalaciones de apoyo a distribución.
- En el caso en el que, tras la entrada en vigor del Real Decreto 1183/2020, no se haya declarado ningún valor mediante la emisión o actualización de permiso de acceso, se determinará un valor de referencia como el **sumatorio de la potencia de los transformadores de cada interfaz transporte-distribución considerando el N-1 del mayor de ellos en el caso en el que haya más de un transformador al mismo nivel de tensión.**
- En el caso de que no se disponga de capacidad de acceso de demanda suficiente en la red de transporte para atender el valor de referencia según se encuentra definido en el punto anterior, se podrán rebajar los valores de referencia.
- El valor podrá poder ser modificado teniendo en cuenta el apoyo que la propia red de distribución pueda socorrer desde otros niveles de tensión y que sea compatible con las necesidades de auxilio que desde ese nudo se tengan que aportar a otros puntos de la red en situaciones de fallo N-1.

El operador del sistema instrumentará un mecanismo de intercambio de información para acordar los valores de referencia considerados a los gestores de la red de distribución y publicará los valores en la publicación a la que hace referencia el artículo 16 de la Circular 1/2024. **La reducción del valor de referencia respecto a otro valor previo ya acordado publicado anteriormente requerirá de un acuerdo mutuo entre el gestor de la red de transporte y el gestor de red de distribución.**

transformadores, como pretende HCDE, y mucho menos que se pueda reconocer u otorgar en el marco del presente conflicto, porque desde que REE es titular del nudo ha procedido lógicamente a otorgar capacidad de acceso a terceros, eso sí, partiendo de la equivocada interpretación de que la capacidad garantizada para apoyo a la red de distribución no era otra que la capacidad solicitada por HCDE en el marco de la planificación.

2. De las actuaciones de REE en relación con el otorgamiento de la capacidad disponible para acceso a la demanda en la red de transporte.

Como se ha indicado, REE ha procedido a ir otorgando la capacidad disponible en el nudo a consumidores directamente conectados a su red, hasta el aparente agotamiento de la misma.

Ambas partes están de acuerdo, en que el otorgamiento de capacidad al consumidor 1 es el causante de la situación de falta de capacidad alegada por REE en la denegación objeto del conflicto.

Como ha quedado indicado en los antecedentes, REE otorgó en fecha 21 de diciembre de 2022, acceso y conexión por 132 MW adicionales en Uninsa 220 kV al Consumidor 1 que ya disponía de 170 MW en dicho nudo y 185 MW en el cercano nudo de Tabiella 220 kV, que pasó a disponer de un consumo total de 450MW (dos veces y media la capacidad que según REE quedaría para toda la red de distribución subyacente), aunque dicho permiso estaría condicionado al compromiso del consumidor 1 de poder reducir su consumo a 310 MW. En el estudio de evaluación de la capacidad de esta solicitud se pusieron de manifiesto las limitaciones de capacidad tanto en condiciones de disponibilidad plena como en N-1.

Aunque esta forma de actuar de REE, a falta de permiso de acceso que garantizara una concreta capacidad a HCDE, no puede ser considerada contraria a Derecho, pone de manifiesto la evidente falta de coordinación entre el operador del sistema y el gestor de la red de distribución, sobre todo, teniendo en cuenta que la propia REE en el marco de la evaluación de la capacidad para la solicitud del Consumidor 1, tuvo conocimiento de que la situación de la capacidad disponible para demanda en la red de transporte de Asturias central era, cuando menos, comprometida. La propia REE en sus alegaciones indica que poco después de otorgar acceso al Consumidor 1 denegó un informe de aceptabilidad solicitado por HCDE en relación una solicitud de acceso para 185 MW para un nuevo suministro conectado en la red de distribución.

Con dicha actuación unilateral, REE pone trabas al cumplimiento por parte de los distribuidores de las funciones que legalmente les corresponden, entre ellas, las establecidas en los apartados b) y e) del artículo 40.1 de la Ley 24/2013.

b) Ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su

caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo a los criterios establecidos por la Administración General del Estado, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla

e) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico en los términos que se establezcan reglamentariamente (...)

Y además no se puede afirmar que haya ejercido sus propias funciones en coordinación con los operadores como exige el artículo 30 de la Ley 24/2013, ni que haya proporcionado a todos los gestores de las redes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada. En suma, no ha tenido en cuenta las obligaciones del titular de la red de distribución subyacente.

En conclusión, una vez que REE evaluó la capacidad solicitada por el Consumidor 1 y tuvo conocimiento de que el otorgamiento de la misma conllevaba agotar la capacidad de acceso a la red de transporte para apoyo a la red de distribución, dejando sin capacidad de crecimiento al distribuidor, debió proceder a ponerlo en conocimiento del mismo a los efectos de coordinar una posible solución. Con ello, se hubiera evitado el presente conflicto.

Ha de subrayarse, no obstante, que REE no actuó de forma contraria a Derecho en el otorgamiento del permiso de acceso y consumo al Consumidor 1, pero es evidente que en este tipo de situaciones y hasta que sean reguladas de forma clara por las futuras EEDD, debería haber dado traslado a HCDE. Precisamente la falta de una normativa procedimental clara permitía dicho traslado a la vista de las obligaciones de coordinación indicadas, de las propias funciones del distribuidor y de las consecuencias en punto al agotamiento de la capacidad. Además, esta forma de actuar hubiera sido consecuente con la forma de proceder tras la venta forzosa en el que ambas partes habían asumido que la operación (y la capacidad) seguiría siendo la misma, es decir, que HCDE dispondría de la capacidad necesaria para cumplir sus funciones.

QUINTO. Sobre la falta de capacidad alegada por REE para denegar parcialmente la solicitud de acceso y conexión de HCDE en Carrió 220 kV.

En todo caso, y teniendo en cuenta la capacidad otorgada al Consumidor 1, REE procedió a evaluar la solicitud de aumento de capacidad de HCDE y denegó la misma por falta de capacidad. Además, se puso de manifiesto que la capacidad disponible para apoyo a la red de distribución era menor de la que HCDE daba por hecho.

En concreto, REE considera que, con la red actual y planificada, puede suministrar en N hasta 886 MW que se reducen a 746MW en caso de

indisponibilidad del transformador 400/220 kV de Cardoso (N-1). En el momento de la evaluación de la capacidad 686 MW están comprometidos para dos consumidores y 200 MW para HCDE por lo que la capacidad está agotada incluso en situación de plena disponibilidad.

En efecto, concluyó que con el aumento de capacidad solicitado se producirían sobrecargas en N en el transformador 400/220 kV de Cardoso y en N-1, en caso de fallo del citado transformador, la alimentación a las subestaciones de Carrió y Tabiella quedaría dependiente únicamente de la línea 220 kV Soto de Ribera-Carrió, la cual presenta una capacidad aún menor, de solo 530 MVA en verano, no cubriendo ni siquiera el consumo de los dos grandes consumidores.

En el marco de la instrucción del presente procedimiento se ha solicitado a REE que aclare distintos aspectos de cómo ha realizado la evaluación de capacidad efectuada. De los estudios y la documentación aportada ha de concluirse que la evaluación de la capacidad realizada por REE es correcta teniendo en cuenta la normativa vigente y los permisos anteriormente otorgados.

En concreto, se considera correcto el tratamiento dado por REE a la central de Aboño en la evaluación de capacidad. REE debe tener en cuenta en la evaluación de las solicitudes de acceso y conexión a la red de transporte la planificación vinculante de la red de transporte, lo que supone tener en cuenta las previsiones de demanda y las instalaciones de producción del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

En este contexto, REE actúa conforme a la normativa al no utilizar en la evaluación de capacidad centrales cuya tecnología (carbón) no está prevista en el PNIEC, como sería el caso de la central de Aboño², en tanto que, aun no se ha producido la conversión a gas natural de la misma.

Tampoco ha actuado de forma incorrecta REE al no tener en cuenta las instalaciones de almacenamiento con permisos de acceso y conexión ya otorgados (vigentes) en su modo generación, pero aún no ejecutadas. Lo previsto en el artículo 33.2 de la Ley 24/2013, que exige tener en cuenta todas las instalaciones con permiso de acceso y conexión vigentes, tiene como objeto determinar la capacidad comprometida para restarla de la correspondiente evaluación, pero no puede entenderse en sentido contrario, es decir, que dicha capacidad comprometida pueda ser tenida en cuenta en tanto que pueda generar, si finalmente se ejecuta, nueva capacidad.

² En este sentido hay que indicar que REE en su escrito de fecha de 17 de diciembre de 2024 indica que: *“En cuanto a la generación de la zona, cabe indicar que tal y como recoge el documento de planificación vigente, la generación de carbón se ha considerado nula en el horizonte 2026². **Esto conlleva que para satisfacer la demanda de la zona no se ha considerado la programación de la central de Aboño en ninguno de los casos representativos de la operación usados en los estudios.**”*

Esta capacidad condicionada a la realización de los almacenamientos genera una evidente inseguridad jurídica y técnica, puesto que si se incluyera en el cálculo para otorgar más permisos de acceso y conexión y luego no se ejecutara, dichos permisos conllevarían una situación de sobrecapacidad no susceptible de ser gestionada. En este sentido, aunque no son de aplicación a este caso, las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso firme de la demanda a las redes de distribución de electricidad aprobadas por Resolución de la CNMC de 8 de junio de 2025, excluyen a las instalaciones de almacenamiento que aún no están en funcionamiento de las instalaciones a tener en cuenta para la evaluación de la capacidad: “Para instalaciones de generación, se considerarán desconectadas en los análisis, para evitar conceder capacidades que dependan de instalaciones (de generación) que no lleguen a ponerse nunca en servicio o que lo hagan con posterioridad a la conexión de los suministros concedidos”

Las consideraciones anteriores conducen a la desestimación del presente conflicto de acceso a la red de transporte, pero ponen de manifiesto un grave problema de falta de capacidad para consumo en toda la zona central de Asturias que está saturada sin posibilidad de obtener nuevos permisos de acceso y conexión y con situaciones relevantes de sobrecapacidad, incluso con riesgo para la seguridad de suministro en caso de fallo simple, en la época estival. Esta situación derivada de la cesión de activos realizada en su día pone de manifiesto una falta de concreción de la capacidad existente en la red de transporte y distribución.

La solución al problema indicado excede del ámbito propio de la resolución de conflictos ya que requiere de las actuaciones pertinentes, bien sean en la planificación vinculante, bien sea en la ejecución de la ya aprobada. Esta Sala, por tanto, señala la gravedad y urgencia de la situación. Y, en consecuencia, considera que procede la apertura de un expediente informativo por esta Comisión para analizar la situación de saturación de permisos de acceso y conexión puesta de manifiesto en la presente resolución. Asimismo, procede dar traslado al Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a los efectos de la planificación para la pronta resolución de la situación detectada y a la Consejería de Transición Ecológica, Industria y Comercio del Principado de Asturias en el ámbito de sus competencias.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC

RESUELVE

PRIMERO. Desestimar el conflicto de acceso a la red de transporte de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., planteado por HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U., con motivo de la denegación de la

actualización del permiso de acceso de apoyo a la red de distribución en Carrió 132kV.

SEGUNDO.- Dar traslado de la presente Resolución al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Consejería de Transición Ecológica, Industria y Comercio del Principado de Asturias, de acuerdo con lo indicado en el fundamento de derecho quinto de la presente resolución.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Energía y notifíquese a las interesadas:

HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U.

Asimismo, comuníquese esta Resolución a la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y a la Consejería de Transición Ecológica, Industria y Comercio del Principado de Asturias.

La presente Resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.