

RESOLUCIÓN DEL CONFLICTO DE GESTIÓN ECONÓMICA Y TÉCNICA DEL SISTEMA Y DEL TRANSPORTE INTERPUESTO POR ENGIE CASTELNOU, S.L. FRENTE A RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. EN RELACIÓN CON LA FIJACIÓN DEL PRECIO DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE EL DÍA 7 DE MAYO DE 2019

Expediente CFT/DE/109/20

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 3 de diciembre de 2020

Vista la solicitud de conflicto de gestión económica del sistema eléctrico planteado por ENGIE CASTELNOU, S.L. 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:

ANTECEDENTES DE HECHO

PRIMERO. - Interposición del conflicto

Con fecha 1 de julio de 2020 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) un escrito de D. [---], en nombre y representación de ENGIE CASTELNOU, S.L. (en adelante, “ENGIE”), por el que se plantea un conflicto de gestión económica y técnica del sistema eléctrico contra el Operador del Sistema, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. (en lo sucesivo, “REE”), en relación con la situación de los mercados de balance el día 7 de mayo de 2019.

La interposición del conflicto de gestión económica y técnica se sustenta en los hechos que a continuación se resumen, en lo que interesa a los efectos de la presente propuesta:

- En fecha 7 de mayo de 2019 tuvo lugar un récord histórico en el mercado eléctrico español, el precio de la energía de regulación secundaria se estableció en 11.498,85 €/MWh en la hora H.21 (entre las 20:00 y las 21:00).

- El incremento de la demanda no previsto por REE provocó un desequilibrio entre la previsión de generación y consumo de electricidad. Asimismo, se produjo un fallo en la previsión de generación eólica por parte de los agentes que favoreció el desbalance entre la demanda real y la generación. Adicionalmente, en la central termoeléctrica de ciclo combinado Castelnou, titularidad de ENGIE, se detectaron vibraciones en la turbina de vapor que obligaron a realizar una parada de emergencia. Todo lo anterior conllevó una elevada y desproporcionada liquidación a ENGIE.
- El 10 de mayo de 2019, REE practicó una liquidación provisional a ENGIE de [---] euros, correspondiente al coste del segmento de desvíos en el periodo H21 del día 7 de mayo de 2019. Los ingresos que obtuvo ENGIE fueron de [---] euros (casaciones entre el mercado diario e intradiario), por tanto, el importe neto soportado por ENGIE como coste adicional fue de [---] euros.
- Ante la disconformidad por la liquidación, ENGIE interpuso una reclamación ante REE, impugnando la liquidación provisional. Dicha reclamación fue desestimada por REE con fecha 14 de mayo de 2019, indicando que la liquidación era conforme al apartado 14.3 del P.O.14.4 vigente en dicho momento. El mismo día, ENGIE presentó su disconformidad con dicha desestimación. El 16 de mayo de 2019, REE resolvió la reclamación reiterándose en sus argumentos. Nuevamente, el 7 de abril de 2020, ENGIE reclamó ante REE la liquidación provisional practicada, con el mismo resultado resuelto el 8 de abril.
- El 21 de abril de 2020, recibida la liquidación definitiva, ENGIE interpuso una reclamación ante REE, que fue rechazada al día siguiente, 22 de abril, durante la vigencia del estado de alarma.

Junto a los anteriores hechos y la documentación acompañada al escrito de interposición del conflicto, que se da por reproducida en el presente expediente, ENGIE alegó los fundamentos jurídicos que estimó conveniente en apoyo de sus pretensiones, solicitando en conclusión que se anule la liquidación definitiva C5 practicada por REE para el período H21 el día 7 de mayo de 2019 y sus liquidaciones parciales previas y se requiera la correspondiente reliquidación correcta en la que habrá de eliminarse las ofertas que marcaron los 9999€/MWh y otros valores claramente desproporcionados.

El presente conflicto se presentó justo al mes del levantamiento de la suspensión de plazos derivada de la declaración de estado de alarma.

SEGUNDO. - Comunicaciones de inicio del procedimiento

Tras analizar el contenido del escrito de interposición de conflicto, en términos de objeto y admisibilidad a trámite, con fecha 8 de julio de 2020, fueron remitidas sendas comunicaciones del Director de Energía de la CNMC a ENGIE y REE, mediante las cuales se les indica el inicio del correspondiente procedimiento administrativo, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 21.4 de la Ley 39/2015. En el caso de REE, se le da traslado de la documentación presentada por ENGIE y se le confiere un plazo de diez días para formular alegaciones y aportar los documentos que estimasen convenientes.

TERCERO. - Alegaciones de REE

Mediante documento de fecha 24 de julio de 2020, con entrada en el Registro de la CNMC el mismo día, REE presentó escrito de alegaciones al conflicto planteado por ENGIE, con el contenido que a continuación se extracta, en lo que interesa a la presente propuesta.

En primer lugar, REE expone que los hechos ocurridos el día 7 de mayo de 2019 y los mismos argumentos han sido objeto de análisis en la Resolución de la CNMC de 16 de julio de 2020, por la que se desestima el conflicto de gestión económica y técnica que inició el expediente CFT/DE/120/19 (en adelante, “la Resolución”). A continuación, REE da respuesta a cada uno de los argumentos aducidos por ENGIE, con la conclusión que sobre los mismos se ha alcanzado por la Comisión en la Resolución.

- Sobre la falta de previsión del incremento de demanda por REE: el Operador del Sistema sí previó y gestionó correctamente dicho incremento de demanda, mediante la utilización de las energías de balance. Así lo ha estimado la Resolución, que concluye que el desvío entre la generación y la demanda se produjo de forma fortuita.
- Sobre la alteración del precio de la energía de regulación secundaria a subir como consecuencia de aplicar la regulación terciaria y no el servicio de interrumpibilidad: el Operador del Sistema utilizó el servicio de regulación terciaria, en aplicación de lo establecido en el P.O.7.3 vigente. Al no haber suficientes ofertas de regulación terciaria, se aplicó el apartado 11.1 del P.O.14.4 vigente. La Resolución también descartó la posible aplicación del servicio de interrumpibilidad por no reunir los requisitos establecidos en la normativa.
- Sobre la aceptación por parte de REE de que la regulación terciaria fijara un precio inusual y desproporcionadamente elevado de la energía de la regulación secundaria a subir: las actuaciones de REE se ciñeron a la aplicación de la normativa vigente, sin que REE pueda decidir sobre la aplicación o no de lo establecido en los procedimientos de operación. Así lo ha considerado igualmente la Resolución.
- Sobre la liquidación del desvío del día 7 de mayo de 2019 en la hora 21: la liquidación debe mantenerse por ser conforme con lo establecido en el P.O.14.4.

REE concluye su escrito de alegaciones solicitando que se dicte resolución por la que se desestime la petición de ENGIE y se confirmen las actuaciones de REE.

CUARTO. - Diligencia de incorporación de alegaciones al expediente

Mediante dos diligencias de 1 de septiembre de 2020 se incorporaron al expediente los siguientes documentos:

- Alegaciones formuladas por la sociedad [GENERADOR-1], de fecha 13 y 17 de mayo de 2019, en el marco del expediente informativo IS/DE/033/19 seguido ante la CNMC.

- Alegaciones formuladas por la sociedad [GENERADOR-2], en el marco del expediente informativo IS/DE/033/19 seguido ante la CNMC, en versión no confidencial.

Estos documentos proceden de un expediente informativo sobre los hechos del 7 de mayo de 2019, abierto de oficio por la CNMC previamente al inicio de la instrucción del presente conflicto. Contienen las justificaciones aportadas, en el marco de dicho expediente informativo, por los sujetos del mercado titulares de las unidades que presentaron las ofertas de terciaria con mayores precios, las cuales determinaron el coste del desvío.

Entre las causas alegadas por estos sujetos para justificar los precios elevados reflejados en sus ofertas de terciaria, destaca lo siguiente:

- De acuerdo con el marco regulatorio vigente en el sistema eléctrico español a 7 de mayo de 2019 (Procedimiento de operación 7.3 “Regulación terciaria”), es obligatorio para todos los proveedores de reserva de regulación terciaria ofertar para cada periodo de programación todo el volumen disponible de esta reserva en cada una de las unidades que tienen habilitadas.
- La producción de las centrales eólicas se determina con medios probabilísticos basados en predicciones, que son más o menos precisas en ciertos periodos temporales y/o rangos de funcionamiento. En consecuencia, las ofertas de esta tecnología no responden únicamente al coste variable de producción, sino que están afectadas por el grado de incertidumbre en cuanto a su auténtica disponibilidad.

Es práctica habitual que los rangos de producción menos fiables sean ofrecidos al precio máximo instrumental para evitar su activación y con ello el riesgo de un desvío en caso de no ser finalmente factible la entrega. Esto es así en todos los mercados, no sólo en los mercados de operación sino también en el diario o intradiario.

- Por otra parte, según establecía en mayo de 2019 el apartado 5 del Procedimiento de Operación 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”, las ofertas de la escalera de terciaria se utilizan también para resolver restricciones técnicas en tiempo real, además de para determinar la retribución de la energía neta de regulación secundaria y terciaria. Como consecuencia de ello, las ofertas de regulación terciaria pueden internalizar otros costes asociados a las particularidades del servicio de restricciones técnicas.

Es el caso de los ciclos combinados multieje, que presentan una casuística particular. A grandes rasgos, estas instalaciones presentan dos modos de funcionamiento, con una o con dos turbinas de gas arrancadas. El operador del sistema puede solicitar el cambio de modo por restricciones técnicas en tiempo real, al objeto de incrementar la reserva disponible. En ambos modos, los rangos de potencia programable se solapan, por lo que el redespacho necesario en términos de energía puede ser de sólo 1 MWh, mientras que el arranque de la segunda turbina conlleva un coste elevado, entre otros conceptos, en consumo de combustible.

Por tanto, cuando un ciclo multieje está programado con una sola turbina, es habitual que presente una oferta de restricciones a precio elevado para cubrir

el coste de arranque de la segunda turbina en caso de que el Operador del Sistema se lo requiera por restricciones.

- Aun cuando el sujeto proveedor hubiera percibido el precio elevado ocasionado por sus ofertas, ha podido ser mayor el perjuicio recibido por el coste de los desvíos de su cartera, lo cual argumentan como prueba de que su intención no era disparar el coste del desvío.

En definitiva, estos sujetos apuntan a la ineficiencia de la regulación vigente como causa directa del precio elevado de secundaria y, en particular, a los siguientes factores: la obligatoriedad de la oferta de regulación terciaria, y el uso de las ofertas de terciaria para otros fines, como la resolución de restricciones técnicas y la determinación del precio de la regulación secundaria. Adicionalmente, también apuntan a la forma como REE aplica las disposiciones previstas en los Procedimientos de operación 7.2 y 7.3 para determinar los precios de las energías secundaria y terciaria, en la medida de que algunos aspectos podrían ser interpretados de forma diferente. En concreto, consideran que el mecanismo excepcional puede aplicarse sobre la última oferta de terciaria que ha sido activada en vez de sobre la última de la escalera.

QUINTO. - Trámite de audiencia

Una vez instruido el procedimiento, mediante escritos de 2 de septiembre de 2020 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.

El 25 de septiembre de 2020 tuvo entrada en el Registro de la CNMC escrito de REE, en el que se ratifica en las alegaciones formuladas en su escrito de 24 de julio de 2020, y añade comentarios en relación con la nueva documentación incorporada al expediente mediante diligencias de 1 de septiembre de 2020, que se sintetizan en lo siguiente:

- Respecto a la obligatoriedad de ofertar regulación terciaria, REE indica que, conforme a lo establecido en el apartado 6 del P.O.7.3 “Regulación terciaria” vigente en el momento de los hechos, la oferta presentada al proceso de regulación terciaria debe ser únicamente aquella reserva de potencia de la que la instalación disponga de una forma efectiva. Es decir, la oferta de energía a subir a presentar al mercado de regulación terciaria debe cubrir únicamente aquellos valores para los que haya una certeza razonable de capacidad de entrega de energía al sistema.
- Sobre la desaparición en tiempo real de ciertas ofertas de la escalera de regulación terciaria (132,6 MW), REE alega que se debieron a indisponibilidades sobrevenidas declaradas por los titulares de dichas instalaciones.
- Respecto a la posibilidad de que REE hubiera tomado otras decisiones de operación, tales que hubieran resultado en un menor precio de la energía de regulación secundaria, REE alega que no toma decisión alguna sobre

los procedimientos a aplicar en cada momento, sino que simplemente se limita a aplicar normativa de vigente en cada momento.

- El mecanismo excepcional de resolución (apartado 7 del P.O.7.2), que permite aplicar a la regulación secundaria un precio de $1,15 \times \text{PMD}$ (precio de casación del mercado diario), es de aplicación a la banda de secundaria no a la energía, por lo que no podía ser aplicado en este caso.
- En aplicación de lo establecido en el apartado 10.3 del P.O. 7.2, el precio de regulación secundaria se determinó de acuerdo con las ofertas de terciaria que hubiese sido necesario asignar. La última oferta disponible en la escalera de ofertas de regulación terciaria tenía un precio de 9.999,00 €/MWh.
- De forma adicional, al no existir ofertas suficientes de regulación terciaria, se aplicó el apartado 11.1 del P.O. 14.4, en el que se especifica que, en caso de agotarse la escalera de ofertas de regulación terciaria, en la determinación del precio de energía de regulación secundaria, dicho precio se multiplicará por un factor de 1,15.
- Por último, REE aclara que no existe obligación de internalizar el coste del posible cambio en el modo de funcionamiento de los ciclos combinados multieje en su oferta de regulación terciaria, ya que existe la posibilidad de presentar ofertas complejas para la resolución de restricciones técnicas, ofertas en las que se puede incluir, en su caso, el coste de los arranques de las turbinas de gas adicionales programadas que impliquen un cambio de modo de funcionamiento de las unidades de ciclo combinado multieje.

El 20 de octubre de 2020 tuvo entrada en el Registro de la CNMC escrito de ENGIE en el que se ratifica en las alegaciones formuladas en su escrito de interposición de conflicto y que sintetiza nuevamente, en la consideración de que los agentes que operan en el mercado no tienen el deber de soportar los perjuicios económicos que se producen como consecuencia de una circunstancia excepcional y fortuita.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO. Existencia de un conflicto de gestión económica del sistema

Analizado el escrito presentado por ENGIE ante esta Comisión, junto con toda la documentación anexa, se concluyó con la existencia de un conflicto de gestión económica del sistema contra la liquidación por REE del desvío correspondiente a la hora 21 (20:00-21:00) del día 7 de mayo de 2019 y, en particular, el precio de la energía de regulación secundaria considerado para el cálculo del precio del desvío.

SEGUNDO. Competencia para la resolución del presente conflicto

La Resolución se dicta en el marco de la función de resolución de conflictos planteados respecto a la gestión económica y técnica del sistema eléctrico, que se atribuye a esta Comisión en el artículo 12.1.b) 2º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC (Ley 3/2013).

En el mismo sentido, el artículo 30.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico dispone que podrán presentarse conflictos contra las actuaciones del operador del sistema ante el organismo responsable de su resolución.

Dentro de la CNMC, corresponde a su Consejo aprobar la Resolución que se dicte en el marco del presente conflicto, 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.b) de la citada Ley 3/2013.

TERCERO. Consideraciones generales sobre el precio de la energía de regulación secundaria y el precio del desvío

Con carácter previo al análisis de las alegaciones hay que señalar que, por Resolución de esta Sala de 16 de julio de 2020 (CFT/DE/120/19), ya se procedió a desestimar conflicto de gestión económica y técnica por los mismos hechos que en el presente conflicto.

La regulación secundaria es uno de los servicios de ajuste utilizados por el operador del sistema eléctrico español (REE) para mantener el equilibrio entre las entradas y salidas de la red en tiempo real, esto es, corregir las posibles desviaciones de la generación o de la demanda respecto a los programas previamente establecidos en los mercados anteriores a la entrega de la energía: mercados diario e intradiario, contratación bilateral y otros mercados de operación (restricciones técnicas, etc.).

El servicio de regulación secundaria viene regulado en el Procedimiento de Operación 7.2 *“Regulación secundaria”*. Lo proporcionan las instalaciones que disponen de la capacidad de respuesta requerida para este servicio (zonas de regulación), tras superar un proceso de habilitación gestionado por REE. La retribución que perciben estos proveedores por el servicio consta de una parte fija (banda de regulación secundaria), a cambio de la cual adquieren el compromiso de ponerse a disposición del sistema en tiempo real, que se financia a prorrata entre la demanda, y una parte variable (energía de regulación secundaria), que sólo perciben por la energía efectivamente requerida para cubrir desvíos. Este coste variable se financia con cargo a los desvíos del sistema, es decir, lo pagan aquellos sujetos cuya producción o consumo se ha desviado respecto al programa comprometido. Estos son los que han provocado la necesidad de activar los servicios de balance, entre los que se encuentra el servicio de regulación secundaria. El desvío de un sujeto se determina como

diferencia entre la medida registrada por los equipos de medida (contadores) y el programa en mercado.

A grandes rasgos, y de acuerdo con el Procedimiento de Operación 14.4, el precio del desvío en una hora determinada se calcula como valor medio ponderado de las energías de balance utilizadas para corregir el desvío en esa hora. Las energías de balance utilizadas por REE en mayo de 2019 son: gestión de desvíos (Procedimiento de operación 3.3), servicios transfronterizos de balance (Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), regulación terciaria (Procedimiento de operación 7.3) y regulación secundaria (Procedimiento de operación 7.2). Cada una de ellas corresponde a un producto con distinto tiempo de respuesta. El precio de cada producto lo determina la oferta más cara que ha tenido que utilizar REE para cubrir las necesidades del sistema (mercados marginalistas). Para la energía secundaria, el precio se determina sobre las ofertas remanentes de terciaria. Es decir, representa el precio de la terciaria que, en su caso, hubiera sido necesaria para cubrir las necesidades que ha cubierto la secundaria.

En concreto, el apartado 10 del Procedimiento de operación 7.2 (P.O.7.2) en la redacción vigente en el momento de los hechos, aprobado mediante Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al 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, regula la liquidación del servicio de regulación secundaria.

En el apartado 10.3 se establece que *“la energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en cada período de programación como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de la regulación secundaria será valorada, con carácter general, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho período de programación, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada. El precio marginal de la energía de sustitución a subir en dicho período de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir en dicho período de programación”. El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho período de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho período de programación. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el valor de precio máximo (precio instrumental) vigente en el Mercado Diario.”*

El P.O.7.2 no prevé un método de cálculo del precio de la energía de regulación secundaria en caso de que no exista suficiente escalera de regulación terciaria tal que pueda determinarse sobre la misma el valor correspondiente a la

sustitución de la energía de regulación secundaria utilizada. Sin embargo, el apartado 11 del Procedimiento de operación 14.4 *“Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”* vigente en el momento de los hechos, aprobado mediante la misma Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, antes citada, establece que se aplicará un coeficiente de 1,15 sobre el precio marginal de la energía de regulación secundaria a subir en caso de agotarse la escalera de terciaria (0,85 para la energía a bajar). Esto equivale a mayorar (reducir) en un 15% la referencia máxima (mínima) de precio disponible en la escalera de terciaria para valorar la secundaria.

Existe un mecanismo excepcional de asignación de regulación secundaria (apartados 7 y 10.4 del P.O.7.2), que utiliza una fórmula distinta para determinar el precio, pero este mecanismo es de aplicación a la reserva de banda de regulación secundaria y no a la energía efectivamente utilizada, por lo que no resulta relevante para el cálculo del coste del desvío en el presente conflicto.

Una vez determinados los precios marginales de todos los servicios de balance utilizados por el operador del sistema en un determinado periodo de programación, se calcula el precio del desvío de acuerdo con lo establecido en el apartado 14.3 del Procedimiento de operación 14.4 (P.O.14.4):

- El precio de los desvíos a subir (desvíos en sentido de mayor generación y menor consumo) contrarios al sistema se define como el valor mínimo entre el precio del mercado diario y el precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria y por servicios transfronterizos de balance, redondeado a dos decimales.
Si los desvíos son favorables al sistema, van en el mismo sentido que las energías de balance utilizadas en valor neto dentro del periodo de programación, el precio de los desvíos a subir es el precio marginal del mercado diario.
- El precio de los desvíos a bajar (desvíos en sentido de menor generación y mayor consumo) contrarios al sistema se define como el valor máximo entre el precio del mercado diario y el precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria y por servicios transfronterizos de balance, redondeado a dos decimales.
Igualmente, en este caso, si los desvíos son favorables al sistema, van en el mismo sentido que las energías de balance utilizadas en valor neto dentro del periodo de programación, el precio de los desvíos a subir es el precio marginal del mercado diario.

La regulación terciaria, cuya escalera de ofertas se utiliza, por tanto, para fijar el precio de la regulación secundaria, viene regulada en el Procedimiento de operación 7.3 (P.O.7.3), cuya versión vigente en el momento de los hechos fue aprobada mediante la misma Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, antes citada.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria. Así, según establece el apartado 6 del P.O.7.3, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria están obligadas a presentar oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente. A estos efectos, se define la reserva de regulación terciaria en el apartado 3 del mismo P.O.7.3 como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas. Esta definición, no obstante, es de difícil verificación en el caso de las renovables no gestionables, cuya participación en el servicio se ha generalizado con éxito desde el año 2016 en línea con la normativa europea y al objeto de mejorar la oferta de la regulación terciaria. Posteriormente, según dispone el apartado 7, las ofertas de regulación terciaria pueden ser actualizadas por el sujeto hasta 25 minutos antes del inicio del periodo de programación al que corresponden.

Respecto a la determinación del precio de la energía de regulación terciaria utilizada, el apartado 10 del P.O.7.3 establece que será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar. No está establecido el modo como el sujeto proveedor ha de determinar el precio que refleja en su oferta, aunque sí hay vigente un límite técnico de precio máximo de 9.999 €/MWh (4 dígitos) y un límite mínimo de 0 €/MWh.

La regulación europea vigente desde el 1 de enero de 2020 ha dispuesto la ampliación de estos límites. En concreto, el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y el Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad, ha prohibido en su artículo 10 la existencia de límites no técnicos de precio en el mercado mayorista eléctrico a partir del 1 de enero de 2020. Por otra parte, la metodología para la determinación de los precios de energías de balance "*Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process*", aprobada el 24 de enero de 2020 por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Energéticos (ACER), de acuerdo con el artículo 30.1 del Reglamento (UE) 2017/2195, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, ha fijado los límites técnicos de precio, tanto de oferta como de casación, de las energías de balance en ± 99.999 €/MWh.

Por último, indicar en relación con la regulación terciaria, que el apartado 12 del P.O.7.3 prevé la existencia de un mecanismo excepcional para la asignación y liquidación de la energía de terciaria, aplicable en caso de agotarse la escalera de ofertas disponible. Sin embargo, este mecanismo no es aplicable a los hechos objeto de esta resolución, puesto que la escalera de ofertas no se agotó en el ámbito de la reserva terciaria, sino que resultó suficiente para cubrir las necesidades de esta energía de regulación.

Respecto a la utilización de las ofertas de la escalera de reserva terciaria para otros usos, adicionales a la propia regulación terciaria, el apartado 5 del Procedimiento de Operación 3.2 “restricciones técnicas”, dispone que el operador del sistema utilice dichas ofertas para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, adoptándose la solución que represente el mínimo coste y dando prioridad, en caso de igualdad de coste, a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

También prevé ese mismo apartado del P.O.3.2 que, *“en los casos en que la asignación de incrementos de programa requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada, independientemente de que el incremento de programa sea establecido en base a la oferta de terciaria o a la oferta de restricciones.”*

Una vez analizadas las peculiaridades de las regulaciones secundaria y terciaria, ha de pasarse al análisis de lo acaecido el día 7 de mayo de 2019.

CUARTO. Análisis de las circunstancias concurrentes en el presente conflicto

De conformidad con lo indicado en los antecedentes, el día 7 de mayo de 2019, se produjo un fuerte desvío entre la generación y la demanda eléctricas en la hora H.21 (20:00–21:00). Este desvío vino motivado por varios eventos fortuitos que provocaron desvíos en el mismo sentido: indisponibilidad sobrevenida de un ciclo combinado con un programa asignado de 719 MWh en esa hora, desvío a bajar de la generación eólica de alrededor de 1.600 MW y desvío de demanda real respecto a la prevista de hasta 1.100 MW.

Ante esta situación, el Operador del Sistema, fue activando distintos productos de reserva de balance a medida que iba siendo conocedor del avance del desvío, y al efecto de compensarlo, mantener el sistema en equilibrio y evitar alteraciones de frecuencia en el sistema peninsular español, hasta alcanzar los valores que se recogen en la tabla siguiente:

Energías de balance	Energía asignada a subir	Precio marginal
Gestión de desvíos	700,00 MWh	61,11 €/MWh
Regulación terciaria	2.557,80 MWh	153,30 €/MWh
Regulación secundaria	371,08 MWh	11.498,85 €/MWh

El coste derivado de la programación por el OS de estas energías de balance es repercutido sobre las unidades que causan la necesidad de dicha programación, es decir, el coste es sufragado por quienes provocaron el desvío al incumplir su

programa de entrega o consumo de energía (generadores que no generaron la totalidad de la producción vendida en esa hora y consumidores que consumieron más de lo que habían comprado). El precio de los desvíos se calcula como media ponderada de las activaciones de energías de balance que se recogen en la tabla anterior. El precio del desvío a bajar alcanzó un valor de 1.295,67 €/MWh en la hora H.21 del 7 de mayo de 2019 que se repercute a ENGIE.

QUINTO. Sobre la desproporcionalidad del precio.

Respecto a la desproporcionalidad del precio de la energía de regulación terciaria y con él del precio del desvío es indudable que en la hora H.21 del 7 de mayo de 2019 resultaron valores muy por encima de lo habitual, alcanzando cuotas de máximos históricos, pero es razonable que los precios de los mercados eléctricos de balance se eleven en situaciones de alta demanda combinada con escasez de oferta, como la ocurrida ese día, donde concurrieron un aumento no previsto del consumo y la imposibilidad de algunos generadores de entregar lo previamente comprometido.

Debe entenderse que los mercados de balance en tiempo real son distintos de los mercados diario e intradiario, en los que existe una importante liquidez que permite amortiguar los picos de precio. Además, en los mercados de balance suele existir un único sujeto demandante del servicio, el operador del sistema, que requiere la prestación del servicio a cualquier coste (precio-aceptante). Así, en los mercados de balance, las situaciones de escasez tienen un impacto más acusado y es habitual que se produzca una importante fluctuación de los precios, con mayores picos e incluso precios negativos.

Esta característica es la que tiene en cuenta la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) en sus decisiones al establecer un incremento en los límites de precio de los distintos mercados a medida que estos se aproximan al tiempo real: +3.000 y -500 €/MWh en el mercado diario¹, ±9.999 €/MWh en el mercado intradiario², y ±99.999 €/MWh en los mercados de balance³.

¹ Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators Nº 04/2017 of 14 November 2017 on the nominated electricity market operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling.

² Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators Nº 05/2017 of 14 November 2017 on the nominated electricity market operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling.

³ Decision Nº 01/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 24 January 2020 on the methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids. En concreto, justifica la necesidad de un permitir un mayor precio de los mercados de balance:

“(17) When proposing the value of these limits, the Agency took into account the maximum and minimum clearing price for day-ahead and intraday timeframes pursuant to Regulation (EU) 2015/1222, as required by Article 30(2) of the EB Regulation. To this end, the price limits in the balancing timeframe should not be lower than the limits imposed within the day-ahead and intraday timeframes and

Por tanto, lo que sucedió en el presente caso fue que una serie de circunstancias excepcionales llevaron a una situación objetiva de escasez que condujo a la necesidad de recurrir a la regulación secundaria con un precio marcado por las ofertas más elevadas realizadas en la regulación terciaria, ofertas, que, como se ha indicado, están dentro del precio máximo previsto por los procedimientos de operación vigentes al tiempo de los hechos.

No puede hablarse por ello de desproporcionalidad del precio en sentido jurídico desde el mismo momento en que está permitido ofertar a dicho precio, sin perjuicio de que el precio reflejado en la oferta deba estar justificado por el coste de provisión del servicio. Simplemente desde esta perspectiva se ha producido la fijación de un precio máximo, incluso histórico, por una situación igualmente excepcional de escasez. El operador del sistema, en este sentido, se limitó a aplicar para la fijación del precio las reglas previstas en los procedimientos de operación conocidos por todos los operadores.

Lo anterior debe entenderse sin perjuicio de que se deba garantizar que los precios elevados sean, en su caso, motivados por situaciones normales o excepcionales de escasez y nunca de forma intencionada o por incumplimiento o mala interpretación de la regulación aplicable.

SEXTO. Sobre la viabilidad de las ofertas.

a) La obligatoriedad de las ofertas de regulación terciaria.

Tal como se recoge en los expositivos previos, el servicio de regulación terciaria se asienta, en el sistema eléctrico español, sobre una base de oferta de energía obligatoria, por parte de todas las unidades de programación habilitadas para proveer el servicio, que originalmente solo incluía la anteriormente llamada generación convencional y que ahora se ha extendido a las fuentes de energía renovables, en particular para esta hora nocturna, la eólica. En el caso presente, se ofertaron 0,2 MWh como energía terciaria por una unidad eólica al precio máximo permitido (9.999 €/MWh) y que determinaron el precio de liquidación de la regulación secundaria, a la vista de la definición de regulación terciaria, y teniendo en cuenta que el titular de la unidad reconoce que presentó la oferta para cumplir la obligatoriedad establecida en el P.O.7.3, ante la existencia de incertidumbre sobre la capacidad de las unidades para aportar el servicio en tiempo real, resulta razonable que se planteen dudas sobre si realmente podía

should not restrict price formation. While, in the day-ahead and intraday timeframe, these limits have been set at rather moderate levels in order to minimise the risks and costs associated with collaterals when trading in the day-ahead and intraday markets, the Agency understands that these limits will not affect collaterals in the balancing market, neither for BRPs, nor for BSPs. Therefore, in order to prevent restrictions on price formation and real-time value of energy, the Agency considers that the higher price limits are justified.”

considerarse regulación terciaria y si esa oferta debería haber sido presentada por el sujeto.

En primer lugar, es preciso aclarar que el precio elevado no se originó como consecuencia de un error en la oferta, ya que el sujeto responsable de la oferta ha manifestado claramente que esta oferta fue intencionada. Por otra parte, también hay que aclarar que se ha constatado que ofertar pequeños volúmenes a precio muy elevado es la práctica habitual de este sujeto. Incluso en el mercado diario se observa este tipo de práctica por parte de diversas tecnologías, entre ellas las térmicas convencionales y las nucleares.

Aunque se pudiera cuestionar que esa oferta correspondiera realmente a regulación terciaria, lo cierto es que el P.O.7.3 deja a criterio del sujeto de mercado la determinación de qué volumen constituye regulación terciaria para cada una de sus unidades y, como hemos apuntado anteriormente, la definición de la regulación terciaria en el sentido de tener que mantener durante dos horas la energía ofertada ha de interpretarse a la luz de la participación desde 2016 de las renovables no gestionables en este mercado.

El P.O.7.3 prevé que el operador del sistema supervise la correcta prestación del servicio, así como que informe a la CNMC de posibles incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria (apartado 10.1), pero esta supervisión va dirigida al incumplimiento por defecto de la obligatoriedad de oferta, al objeto de incentivar la máxima oferta disponible y una mayor competencia. La posibilidad de que se oferte de más es difícil de determinar, especialmente en instalaciones de tecnología fluyente como la eólica, aunque la oferta tuviera incertidumbre de poder ser entregada no puede afirmarse *a priori* que dicha oferta no sea real y que la unidad no hubiera, en su caso, sido capaz de entregarla. Sólo en casos de manifiesta no factibilidad técnica (indisponibilidad) podría el operador del sistema rechazar la oferta. Lo que prevé la regulación para otros casos es una penalización económica en caso de ser activada una oferta, pero no se entregue de forma efectiva la energía (apartado 12 del P.O.14.4)⁴.

En el día en cuestión, la oferta a precio máximo no fue activada como regulación terciaria, por lo que no hubo incumplimiento en la entrega y, no puede afirmarse ni que fuera errónea ni que fuera no factible con los requisitos establecidos para la regulación terciaria.

Por otra parte, hay que descartar cualquier intención de manipular el resultado de la casación del mercado de terciaria, dado que no podía prever las circunstancias que llevaron a la necesidad de utilizar esa oferta hasta el final. De hecho, la oferta no fue activada, sólo se utilizó como referencia para determinar el precio de la secundaria, por lo que el sujeto ofertante no percibió ingresos por ella, ni en el mercado de terciaria ni en el de secundaria, puesto que tampoco aportó en esa hora energía secundaria a subir.

⁴ Los sujetos que incumplen la prestación del servicio han de devolver el precio recibido por el mismo más un 20%, además de pagar el correspondiente coste del desvío.

b) Sobre el uso de la escalera de terciaria para resolver restricciones técnicas en tiempo real

El apartado 5 del Procedimiento de Operación 3.2 “restricciones técnicas” vigente en el momento de los hechos, disponía que el operador del sistema utilizara las ofertas de terciaria para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exigiera la modificación de los programas de generación de una o varias unidades. Esta disposición tenía por objeto, en origen, garantizar que la energía era retribuida a su valor en tiempo real, ya que las ofertas de restricciones se presentaban tras la casación del mercado diario a las 12:00, mientras que las de terciaria se presentaban varias horas después (22:00) y podían además ser actualizadas en tiempo real. Esto ya no es así, actualmente las ofertas de restricciones pueden ser actualizadas de forma continua hasta tiempo real y la oferta de terciaria ya no se utiliza para la resolución de restricciones técnicas⁵.

Una de las acciones que puede llevar a cabo el operador del sistema en el ámbito de las restricciones en tiempo real es requerir a los ciclos combinados un cambio en su modo de funcionamiento. En particular, requerir el acoplamiento de la segunda turbina de gas de los ciclos multieje. Para ello, no se requiere necesariamente el despacho de energía, ya que el mínimo técnico con dos turbinas de gas arrancadas puede ser inferior a la máxima potencia entregable con una sólo turbina de gas. El arranque de una turbina tiene coste, pero sin despacho de energía no hay retribución. Por ello, es habitual encontrar en la escalera de terciaria, ofertas de ciclos combinados de sólo 1 MWh a precio elevado. En día 7 de mayo, las dos ofertas siguientes a la eólica en el orden de mérito correspondían a este tipo: sendas ofertas de 1 MWh a precios de 9.635 €/MWh y 9.650 €/MWh, ambas ofertas responsabilidad de un mismo sujeto de mercado.

A este respecto cabe aclarar que no existía obligación de internalizar el coste de un cambio de modo de funcionamiento en la oferta de regulación terciaria debido a que podían presentarse ofertas complejas para la resolución de restricciones técnicas, ofertas en las que se puede incluir, en su caso, el coste de los arranques de las turbinas de gas adicionales programadas que impliquen un cambio de modo de funcionamiento de las unidades de ciclo combinado multieje. La oferta de restricciones hubiera sido activada en caso de que esa unidad de programación no dispusiera de oferta de terciaria. Pero lo cierto es que, aunque la regulación no obligara a internalizar ese coste en una oferta de terciaria, tampoco lo impedía, dejándolo por tanto a decisión del sujeto, que podía valorar las ventajas de una otra opción.

⁵ Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de determinados procedimientos de operación para permitir el adelanto de la apertura del mercado intradiario continuo en el mercado eléctrico ibérico a las 15:00 CET, de acuerdo a la Decisión de la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores n.º 04/2018, de 24 de abril de 2012, adoptada al amparo del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.

Sin entrar a valorar los motivos del sujeto para elegir este tipo de oferta, ni si el precio reflejaba realmente el coste del arranque de la segunda turbina, lo cierto es que tampoco en este caso prevé la regulación española la posibilidad de que el operador del sistema pueda retirar las ofertas de la escalera de terciaria, ni en tiempo real ni a posteriori. Tampoco puede afirmarse que la intención del sujeto fuera otra que la de recuperar los costes del servicio de restricciones. Indicar al respecto que en los despachos por restricciones ha venido siendo habitual durante años encontrar pequeños volúmenes de energía ofertas y/o activados a precios elevados, de varios miles de €/MWh.

Por tanto, las tres ofertas que se situaron el día 7 de mayo de 2019 cerca de los límites superiores de la regulación terciaria pueden considerarse como válidas desde la perspectiva de la regulación terciaria y, en consecuencia, han sido correctamente utilizadas por parte de REE para fijar el precio que debe afrontar ENGIE y que es el objeto del conflicto.

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

ACUERDA

ÚNICO. Desestimar el conflicto de gestión económica y técnica del sistema y del transporte interpuesto por ENGIE CASTELNOU, S.L. frente a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. en relación con la fijación del precio de los servicios de ajuste el día 7 de mayo de 2019.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a los interesados.

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.