

RESOLUCIÓN DEL PROCEDIMIENTO SANCIONADOR INCOADO A LA SOCIEDAD ENDESA GENERACIÓN, S.A. POR LA REALIZACIÓN DE OFERTAS ANORMALES O DESPROPORCIONADAS PARA LA ALTERACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN

SNC/DE/174/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

PRESIDENTA

D^a. María Fernández Pérez

CONSEJEROS

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

SECRETARIO DE LA SALA

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 14 de mayo de 2019

ANTECEDENTES DE HECHO

PRIMERO. Análisis de la programación en el mercado mayorista de determinadas centrales de ciclo combinado durante el periodo de octubre 2016-enero 2017.

En el ejercicio de la labor de supervisión continua del mercado mayorista eléctrico y a partir de la información contenida en las bases de datos de la CNMC, procedente del Operador del Mercado Ibérico-Polo Español S.A, (OMIE) y del Operador del Sistema, Red Eléctrica de España S.A., se detectaron en el funcionamiento del mercado peninsular mayorista al contado de energía eléctrica, durante el periodo de octubre 2016-enero 2017, las siguientes circunstancias:

A partir de octubre de 2016, el incremento de la demanda exterior debido a las indisponibilidades de las centrales nucleares francesas y la reducción de la aportación de energías renovables como la eólica o la hidráulica provocaron un aumento continuado del precio del mercado diario. Ante estas circunstancias, la

mayoría de centrales de carbón y una buena parte de los ciclos combinados fueron despachados en mercado diario¹.

Sin embargo, mientras que la mayoría de centrales de ciclo combinado que funcionaban en este periodo fueron despachadas en mercado diario, los grupos Besós 3 y Besós 5 de la correspondiente central de ciclo combinado, titularidad de Endesa Generación S.A., no resultaron despachados aun siendo de similares características a los anteriores.

Al analizar la programación de estos grupos diariamente y por segmentos de mercado, se observó que estos grupos eran programados habitualmente en el proceso de restricciones técnicas que lleva a cabo el Operador del Sistema para garantizar la operación del sistema.

Según la información disponible en la CNMC, en la zona de Cataluña en la que se encuentra esta central de ciclo combinado existen problemas de seguridad de suministro estructural en la zona, por lo que es necesaria la programación de estos grupos para el control de tensión y la cobertura de la demanda.

Al no resultar despachados estos grupos en el mercado diario, el Operador del Sistema necesitó programar de forma sistemática a estos grupos en el proceso de resolución de restricciones técnicas con el fin de poder garantizar la seguridad del sistema.

Al resultar estos grupos despachados en el proceso de resolución de restricciones técnicas, tratándose este proceso de un mercado menos

¹ El mercado de electricidad en España, al igual que en otros países, se organiza en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos. Entre estos mercados, se encuentra el mercado diario. El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente. En el muy corto plazo (desde unas pocas horas hasta unos pocos minutos antes de la generación y consumo) los generadores, y en algunos casos también la demanda, ofrecen una serie de servicios al Sistema en varios mercados organizados por el Operador del Sistema (REE). Estos servicios son necesarios para que la generación iguale exactamente a la demanda en todo momento, manteniendo así al Sistema en equilibrio físico y con un nivel de seguridad y calidad de suministro adecuado. Entre estos servicios, destaca el proceso de resolución de restricciones técnicas, el cual permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución sobre la programación prevista para el día siguiente.

competitivo que el mercado diario², los ingresos que obtuvieron fueron superiores a los que consiguieron cuando resultaban despachados en el mercado diario.

Estos grupos consiguieron no resultar despachados en el mercado diario en el periodo de análisis, a pesar de tratarse de un periodo de precios elevados, al presentar unas ofertas elevadas en ese mercado. Dado que no existía una justificación para que esos grupos de la central presentasen unas ofertas tan elevadas, resultaba preciso recabar información sobre el precio del combustible que utilizan estos grupos, esto es, del gas natural. Para ello, se consideró necesario la apertura de un expediente [---] para solicitar a los principales operadores que actúan en el sistema gasista y eléctrico el precio asociado a los contratos de aprovisionamiento de gas natural en el mercado internacional con destino a su entrega en España durante el periodo octubre 2016 - febrero 2017, así como el precio de las operaciones de compra y venta realizadas dentro del sistema gasista español (mercado OTC, *Over the counter*).

SEGUNDO. Requerimiento de información.

SEGUNDO.1 Primer requerimiento de información.

En el marco del expediente citado [---], seguido en esta Comisión con objeto de supervisar el funcionamiento del mercado peninsular mayorista de electricidad y gas en el periodo octubre 2016-febrero 2017, en ejercicio de la función supervisora conforme a los artículos 5 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se requirió mediante escrito del Director de Energía de 1 de febrero de 2017 a los principales operadores que actúan en el sistema gasista y eléctrico la siguiente información:

- Volúmenes mensuales y precios asociados a los contratos de aprovisionamiento de gas natural en el mercado internacional con destino a su entrega en España durante el periodo septiembre 2016 - febrero 2017, y celebrados por cualquier empresa del grupo.
- Operaciones de compra y venta, realizadas dentro del sistema gasista en el mercado de OTC durante el periodo septiembre 2016 - febrero 2017 por cualquier empresa del grupo.

² En los procesos de restricciones técnicas la competencia por el servicio es muy limitada debido al carácter local de las mismas. Adicionalmente, la liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas es un “pay-as-bid” (el precio que se recibe se corresponde con el ofertado).

- Previsiones y consumos mensuales de balance de gas natural asociados al periodo citado.
- Información sobre las desviaciones producidas entre las previsiones y el consumo real.

Dicho requerimiento fue dirigido a Endesa S.A., la matriz del grupo al que pertenece Endesa Generación S.A.

SEGUNDO.2 Solicitud de Endesa, S.A. de ampliación del plazo para contestar.

Mediante escrito de 3 de febrero de 2017, Endesa, S.A., confirmó la recepción del requerimiento de información y solicitó al amparo del artículo 32 de la Ley 39/2015, la ampliación del plazo conferido para contestar por 5 días hábiles. La ampliación del plazo en 5 días hábiles le fue concedida por el Director de Energía.

SEGUNDO.3 Información remitida por Endesa S.A.

Con fecha 23 de febrero de 2017 se recibió en la CNMC la contestación al requerimiento de información:

- La empresa indicó los diferentes contratos de aprovisionamiento que mantiene con sus proveedores, así como la filial del grupo Endesa encargada de la gestión del gas natural y del gas natural licuado, Endesa Energía, S.A.
- La empresa aportó información referente a los aprovisionamientos tanto de largo plazo como SPOT (compras a corto plazo de cargamentos de GNL en el mercado internacional para hacer frente a las reducciones en el aprovisionamiento a largo plazo y a las previsiones de demanda) de GN y GNL durante el periodo septiembre 2016 – febrero 2017, así como de los problemas de suministro y cantidades no entregadas. Asimismo, aportó información referente a las transacciones OTC y a las de MIBGAS.
- La empresa indicó que se dejaron de recibir:

[CONFIDENCIAL]

- La empresa aportó información referente a las previsiones de balance mensual del periodo y la demanda que finalmente afrontó. Así, *“la demanda convencional para el periodo de septiembre de 2016 a enero de 2017 (23,9 TWh) ha sido superior a la previsión realizada en los meses*

anteriores en 1,2 TWh (o un 5,4% superior). Dicha diferencia se explica por el hecho de que las temperaturas reales han sido inferiores a las previstas, con su consiguiente impacto en la demanda doméstica. Esta diferencia ha sido especialmente significativa en enero de 2017, cuando la demanda convencional ha llegado a 6 TWh, un 11% superior a la prevista 3 meses antes. Respecto al consumo de gas para generación eléctrica para el periodo de septiembre de 2016 a enero de 2017 (4,9 TWh), éste ha sido superior en 2,8 TWh (un 136%) a la previsión realizada tres meses antes”.

- La empresa aportó información sobre el suministro de gas natural a los ciclos combinados de Besós 3 y 5, San Roque 2, Puentes 5, Colón 4 y Pego. Además de precios y volúmenes de los aprovisionamientos de cada ciclo combinado, indicó que *“el consumo de gas de los CCGT de Endesa para el periodo septiembre de 2016 a enero de 2017 ha sido de 4,8 TWh, volumen muy superior a las previsiones realizadas en los meses anteriores, lo que obligó a comprar gas tanto en el mercado OTC como en MIBGAS”.*
- La empresa analizó la situación del mercado de gas natural en general en ese periodo, así como las interrupciones de suministro a largo plazo y spot que afectaron a Endesa en particular.

SEGUNDO.4 Nuevo requerimiento de información

Mediante escrito de fecha 7 de julio de 2017, el Director de Energía procedió a realizar nueva petición de información, dirigida a Endesa Energía, S.A., en referencia a la declaración de una demanda interrumpible comercial en el año 2016 de 1.724 GWh en el marco del proceso de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos para el periodo 1 de abril de 2017 a 31 de marzo de 2018. Por ello se pidió información referente a los clientes de suministro de gas, sus condiciones de interrumpibilidad y su aplicación en el periodo septiembre 2016-febrero 2017.

SEGUNDO.5 Información remitida por Endesa, S.A.

Con fecha 4 de agosto de 2017 se recibió en la CNMC la contestación al requerimiento, que es remitida por Endesa, S.A.

En este segundo envío, la empresa aporta información sobre las condiciones de interrumpibilidad comercial pactadas entre Endesa y sus clientes. [CONFIDENCIAL]

TERCERO. Incoación del expediente sancionador

Vistos estos antecedentes, y de conformidad con lo establecido en los artículos 63 y 64. 2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, de Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y lo establecido en el artículo 76 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el Director de Energía acordó, con fecha 16 de noviembre de 2017, la incoación de expediente sancionador contra la sociedad ENDESA GENERACIÓN S.A. en su condición de titular de la central de ciclo combinado de Besós, Grupos 3 y 5, como persona jurídica presuntamente responsable de la infracción que en el mismo se especificaba en los siguientes términos:

“II.- Los hechos que motivan la incoación del presente procedimiento radican en la presunta alteración del despacho de generación realizada por ENDESA GENERACIÓN S.A. al haber procedido en los grupos indicados a asignar valores de precio a las ofertas al mercado diario de carácter anormal o desproporcionado. El objeto de estas ofertas sería excluir a estos grupos de la programación en dicho mercado para que se produjera en el marco del proceso de solución de restricciones técnicas. Este comportamiento se produjo durante el período supervisado en el informe indicado en los antecedentes, es decir, entre octubre de 2016 y enero de 2017. Estas ofertas habrían llegado a impedir la programación de la central en el Programa Diario Base de Funcionamiento durante varios días en este periodo, a pesar del contexto generalizado de precios de mercado diario elevados que debería haber conducido justo a la situación contraria.

En particular, la conducta imputada a ENDESA GENERACIÓN S.A. es la asignación de precio para las ofertas de los grupos de la central de referencia a un precio que resulta superior a sus costes marginales³, conducta que se habría mantenido, durante el periodo octubre 2016 — enero 2017. Esta conducta se habría ejecutado con pleno conocimiento por parte de la empresa de la alta probabilidad de que esta central resultara programada por restricciones técnicas en caso de no ser despachada en el mercado diario, al ser necesario

³ Entendiendo por coste marginal el mayor de los siguientes dos valores: el coste marginal de producción y el coste de oportunidad (véase esta definición de coste marginal en Borenstein, S. (2000). Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. *The Electricity Journal*, 13(6), 49-57).

habitualmente algún grupo térmico para la seguridad del sistema eléctrico en la zona donde esta central se ubica, pudiendo obtener unos ingresos superiores a los que hubiera obtenido derivado de su participación mercado diario.

Esta conducta dio lugar a que, en varios días del período comprendido entre octubre de 2016 y enero de 2017 en los que la central se encontraba disponible, las ofertas no fueran casadas en el mercado diario, produciéndose el resultado efectivo de una alteración indebida del despacho de las unidades de generación.”

Este presunto comportamiento se precalificaba en el acuerdo de incoación como una infracción grave establecida en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que tipifica «La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado».

El acuerdo de incoación en el que se recogían las indicaciones previstas en el artículo 64.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, fue notificado a la sociedad interesada el 28 de noviembre de 2017, confiriendo a la misma un plazo de 15 días para formular alegaciones, aportar documentos o informaciones que estimase convenientes, y en su caso, proponer prueba.

CUARTO. Solicitud de Endesa Generación de ampliación de plazo.

Mediante escrito de 12 de diciembre de 2017, ENDESA GENERACIÓN S.A., solicitó al amparo del artículo 32 de la Ley 39/2015, la ampliación del plazo conferido para alegaciones en 7 días adicionales, lo que fue otorgado mediante acuerdo del Instructor de 18 de diciembre de 2017, ampliándose el plazo hasta el 4 de enero de 2018.

QUINTO. Escrito de 29 de diciembre de 2017 de alegaciones de ENDESA GENERACIÓN

Con fecha 29 de diciembre de 2017, tuvo entrada en el registro de la CNMC escrito de ENDESA GENERACIÓN, S.A., formula alegaciones al acuerdo de incoación que, en síntesis, son las siguientes:

En primer lugar, alega que *“los ciclos combinados Besós 3 y 5 han sido ofertados en el Mercado Diario en el período octubre 16 – enero 17 de acuerdo a sus costes de oportunidad, con el mismo criterio con el que se han ofertado el resto de ciclos*

combinados gestionados por Endesa en España, con independencia de que pudieran o no ser programados en restricciones técnicas”.

Para ello afirma que la mejor estimación del coste de oportunidad de un ciclo combinado durante ese periodo es la referencia de precio de MIBGAS. Para mostrarlo, aporta como anexo informe de [CONSULTORA]. Afirma también que Endesa basó sus ofertas en esa referencia tanto en el periodo considerado como fuera de él.

En el mismo sentido, [CONFIDENCIAL]. Para ello muestra el desglose de costes de sus ciclos combinados, siempre tomados a partir de la referencia de precio MIBGAS.

En tercer lugar, señala la baja participación de los ciclos de Besós en el proceso de restricciones técnicas y muestra también el criterio de sus ofertas, tomando como referencia siempre el precio MIBGAS.

En cuarto lugar, indica el resultado contable negativo de ese período. [CONFIDENCIAL]

Finalmente, indica que un entorno de precios elevados del mercado diario puede tener un impacto negativo sobre las cuentas de la empresa si ésta se encuentra en posición neta compradora. De esta manera, al encontrarse Endesa en posición neta compradora durante ese periodo, la subida de precios del mercado causó una reducción de los beneficios de la empresa con respecto al mismo periodo del año anterior.

Concluye afirmando que *“la única razón por la que los grupos de Besós quedaron excluidos del mercado diario fue que los precios horarios resultaron insuficientes para cubrir sus costes de oportunidad”.*

SEXTO. Solicitud de condición de interesado de [ORGANIZACIÓN CONSUMIDORES].

Con fecha 11 de enero de 2018, [ORGANIZACIÓN CONSUMIDORES] solicitó a la CNMC que se le otorgase la condición de interesado en el presente expediente, a efectos de tener acceso al mismo, así como la posibilidad de formular alegaciones y proponer pruebas.

Dicha solicitud fue denegada mediante acuerdo del Instructor de 21 de noviembre de 2018 que fue puesto a disposición de [ORGANIZACIÓN

CONSUMIDORES] el día 3 de diciembre. La entidad no accedió al contenido de la notificación en el plazo legal de diez días naturales previsto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

SÉPTIMO. Otros actos de instrucción

Se ha incorporado al procedimiento administrativo diversa información:

- Mediante diligencia de fecha de 4 de septiembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a las ofertas presentadas al mercado diario por los grupos Besós 3 y 5 de la central de ciclo combinado de Besós, y por otras de similares características durante el período octubre 2016-enero 2017. En concreto: se trataba de la hoja *Excel*/ descriptiva de las ofertas presentadas al mercado diario por las centrales de ciclo combinado citadas anteriormente junto con las de aquellas centrales que, por sus condiciones de contratación del gas natural, resultan comparables. Este documento es de elaboración propia de la CNMC, a partir de los datos que, en ejercicio de sus funciones de supervisión, le son remitidos diariamente por el Operador del Mercado (OMIE) y por el Operador del Sistema (REE), y que resultan publicados por dichos operadores, una vez transcurridos 90 días desde la casación.
- Mediante diligencia de fecha de 10 de septiembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a la programación en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye la programación en el mercado diario y la energía despachada a través de contratos bilaterales) de las centrales de ciclo combinado durante el periodo octubre 2016 — enero 2017. En concreto, se incorpora hoja *Excel*/ descriptiva de la energía programada por las centrales de ciclo combinado en el PDBF durante todos los días del periodo octubre 2016 — enero 2017, sin tener en cuenta las tres primeras horas de cada día⁴. Este documento es de elaboración propia de la CNMC, a partir de los datos que, en ejercicio de sus funciones de supervisión, le son remitidos diariamente por OMIE y por REE, y que resultan publicados por dichos operadores, una vez transcurridos 90 días desde la casación.

⁴ Conforme a las reglas del mercado, las tres primeras horas están asociadas al programa del día anterior, teniendo prioridad de despacho en el mercado diario para tratar rampas de bajada.

- Mediante diligencia de fecha de 19 de septiembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a los costes de oportunidad estimados de estas centrales y a los ingresos que habría podido obtener en el mercado diario cada una de ellas en el periodo octubre 2016 -enero 2017. En concreto hoja *Excel* comparativa de:
 - Ingresos medios procedentes del mercado diario de los ciclos combinados despachados en este mercado.
 - Funcionamiento en PDBF de las centrales de ciclo combinado de Besós 3 y 5.
 - Costes estimados de oportunidad, para las centrales de ciclo combinado de Besós 3 y 5, a partir de las referencias de precios de gas internacionales teniendo en cuenta la contratación de peajes de gas a largo y a corto plazo para el periodo octubre 2016 - enero 2017.

Este documento es de elaboración propia de la CNMC.

- Mediante diligencia de fecha de 7 de noviembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a la recurrente participación de las centrales citadas en el proceso de restricciones técnicas en la zona donde se sitúan estas centrales para el periodo octubre 2016 -enero 2017. En concreto, se incorporó hoja *Excel* descriptiva del número de días que se ha requerido el proceso de restricciones técnicas por el Operador del Sistema en la zona de Cataluña, así como el porcentaje de días que las centrales han sido despachadas por restricciones técnicas sobre el total de días que han estado disponibles y no han sido despachadas en el mercado diario. Este documento es de elaboración propia de la CNMC, utilizando datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.
- Mediante diligencia de fecha de 14 de noviembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a los ingresos obtenidos por la empresa. En concreto, Hoja *Excel* que muestra la diferencia entre los ingresos percibidos en el proceso de resolución de restricciones técnicas y los ingresos que habrían obtenido cada una de estas centrales si hubieran resultado despachadas en el PDBF, para el periodo octubre 2016 — enero 2017, en los días en los que los costes estimados para cada una de las centrales resultan inferiores a los ingresos que podría haber obtenido en el mercado diario. Este documento es de elaboración propia de la CNMC, a partir de datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

- Mediante diligencia de fecha de 27 de noviembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a las transacciones con entrega en España que realizó el grupo Endesa en el mercado de gas así como del resto operadores durante el periodo octubre 2016- enero 2017. En concreto, se incorporaron gráficos con la información aportada por las comercializadoras en el marco del expediente [...] sobre aprovisionamientos de gas con entrega en España y transacciones en el mercado spot.
- Finalmente, mediante diligencia de 20 de diciembre de 2018 se incorporó al expediente información relativa al importe neto anual de la cifra de negocios de Endesa Generación, S.A. y, en concreto, nota simple informativa del Registro Mercantil de Sevilla relativo al depósito de cuentas anuales de ENDESA GENERACIÓN, S.A. en el que se indica que el importe neto anual de la cifra de negocios de dicha sociedad en el ejercicio 2017 es de 4.592.848 miles de euros, último disponible al cierre de instrucción del procedimiento.

OCTAVO. Propuesta de resolución.

El 4 de marzo de 2019 el Director de Energía de la CNMC formuló propuesta de resolución del procedimiento sancionador incoado. Por medio de este acto, el Director de Energía propuso adoptar la siguiente resolución:

“Vistos los razonamientos anteriores, el Director de Energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA PROPONER

A la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como órgano competente para resolver el presente procedimiento sancionador, que:

PRIMERO. *Declare que Endesa Generación, S.A. es responsable de la comisión de dos infracciones graves, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, como consecuencia de las ofertas realizadas al mercado diario por las unidades de generación Besós 3 y 5 de la central de ciclo combinado de Besós, durante el período comprendido entre octubre de 2016 y enero de 2017.*

SEGUNDO. *Imponga, a la citada sociedad, una sanción consistente en el pago de una multa de 2.900.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Besós 3 y 3.700.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Besós 5.”*

La propuesta de resolución fue notificada a Endesa Generación el 4 de marzo de 2019, confiriendo quince días hábiles para formular alegaciones y presentar los documentos e informaciones que considere pertinentes.

NOVENO. Alegaciones de ENDESA GENERACIÓN a la propuesta de resolución.

El 5 de marzo de 2019, Endesa Generación solicitó una ampliación del plazo de alegaciones conferido. Dicha ampliación le fue conferida el 6 de marzo de 2019. Asimismo, se remitió a Endesa Generación el expediente completo tramitado, previa solicitud de acceso al mismo por la interesada.

El 2 de abril de 2019 Endesa Generación presentó alegaciones a la propuesta de resolución, solicitando el archivo del procedimiento, dado que, a su juicio, no se ha logrado demostrar con el rigor exigible en el ámbito del Derecho sancionador que la sociedad haya cometido una infracción del artículo 65.34 de la Ley 24/2013, consistente en la autoexclusión de los grupos de Besos 3 y 5 del mercado diario con el supuesto objetivo de obtener más ingresos por su despacho en el mercado de restricciones técnicas.

DÉCIMO. Elevación del expediente.

Mediante escrito de 9 de abril de 2019 el Director de Energía de la remitió a la Secretaría del Consejo de la CNMC la propuesta de resolución junto con las alegaciones presentadas por Endesa Generación con relación a la misma y el resto de documentos que conforman el expediente administrativo, para su elevación a la Sala de Supervisión Regulatoria.

UNDÉCIMO. Informe de la Sala de Competencia.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 21.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y de lo establecido en el artículo 14.2.b) del Estatuto Orgánico de la CNMC (aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto), la Sala de Competencia de esta Comisión emitió informe sobre el presente procedimiento sancionador.

HECHOS PROBADOS

De acuerdo con la información incorporada durante la instrucción del procedimiento administrativo, se consideran HECHOS PROBADOS de este procedimiento los siguientes:

PRIMERO. El precio de las ofertas de las centrales de ciclo combinado de Besós 3 y Besós 5, de la sociedad Endesa Generación, S.A., ha sido superior al precio de las ofertas presentadas en el mismo mercado, por las centrales de ciclo combinado de similares características y similares costes marginales, pertenecientes a otras sociedades, durante varios días en el periodo octubre 2016- enero 2017.

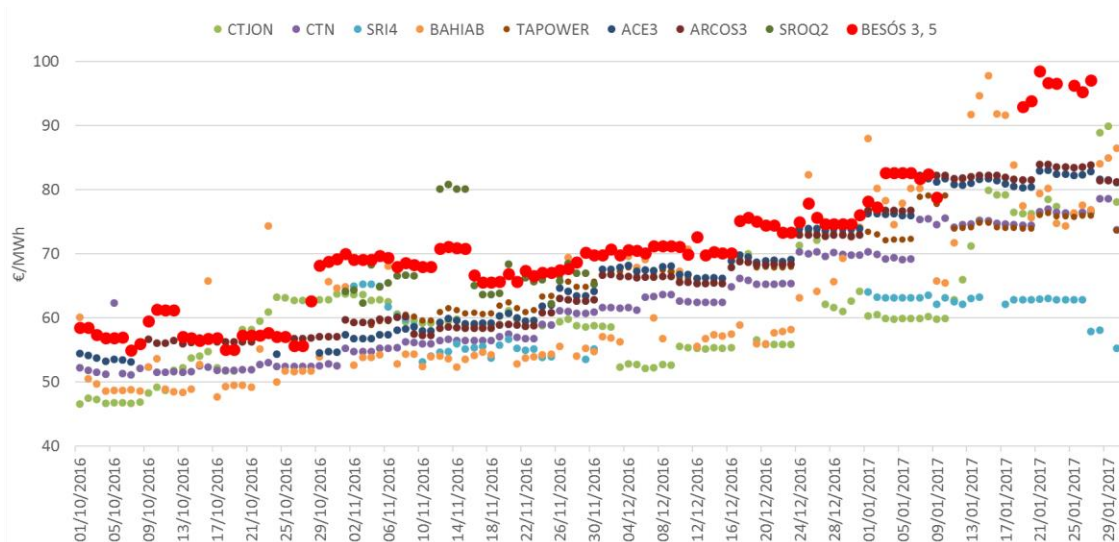
Las ofertas presentadas por las centrales térmicas de ciclo combinado de Besós 3 y Besós 5 de Endesa Generación durante gran parte del periodo octubre 2016-enero 2017 se situaron entre las más altas de las presentadas por el resto de titulares de aquellos ciclos combinados que cuentan con similares características de contratación, según se desprende de la información procedente del Operador del Mercado y del Operador del Sistema incorporada al procedimiento (folios 324 a 327).

Dado que en algún periodo, las ofertas de Besos 3 y 5 se van alternando entre ellas, y que la central tiene contratado un peaje de gas de largo plazo que permite el funcionamiento de uno de los grupos (el funcionamiento de dos grupos a la vez exige la contratación de un peaje diario, lo que encarece las ofertas del segundo), el gráfico siguiente muestra la oferta más barata de las presentadas por Besos 3 y Besos 5⁵, junto con las ofertas de los ciclos combinados en los periodos en los que resultan comparables. Como puede apreciarse, las ofertas de las centrales de Endesa presentan precios significativamente superiores a las de otras empresas durante prácticamente todo el periodo analizado:

⁵ Se consideran como ofertas para los bloques supramarginales su oferta simple, y para los bloques inframarginales, su oferta simple salvo que la condición de ingresos mínimos de las ofertas complejas aplicados sobre estos bloques resulte más restrictiva.

Se han excluido de la comparativa las centrales de ciclo combinado de Besós 4, Sagunto 1, 2 y 3, Puerto de Barcelona 1 y 2, Málaga y San Roque 1 por ser objeto de otro expediente sancionador (SNC/DE/175/17).

Gráfico 1 Ofertas de Besós 3 y 5 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características:



Nota: La línea de puntos rojos representa el mínimo de las ofertas en cada día de Besós 3 y de Besós 5, dado que el volumen de peaje de gas contratado por la central Besós implica que uno de los grupos pueda reflejar en sus ofertas un coste más bajo que el otro.

Fuente: CNMC, basado en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

SEGUNDO. El coste marginal de Endesa Generación, S.A. ha sido similar al del resto de empresas titulares de ciclos combinados durante el periodo de octubre 2016-enero 2017.

En el marco del expediente de supervisión [--], tramitado con anterioridad a este expediente sancionador (ver apartado primero de los antecedentes de la presente resolución), se constató que el coste marginal de los ciclos combinados de Endesa Generación, S.A. era similar al del resto de titulares de este tipo de centrales de generación (folios 1 a 181).

En el mercado diario, los generadores realizan sus ofertas a sus costes marginales, entendiendo como coste marginal el mayor de los siguientes dos valores: el coste marginal de producción y el coste de oportunidad, pudiendo coincidir ambos valores en un momento determinado.

El coste marginal de producción se define como el coste que asume una central por cada unidad adicional de producción. El coste de oportunidad de un ciclo combinado en un momento determinado se define como aquellos ingresos que se podrían conseguir dedicando la energía o el combustible necesario para

producirla a un uso alternativo; en particular, serían sus costes de oportunidad aquellos ingresos que se derivarían de la venta de su combustible si existiera un mercado líquido y accesible para el mismo.

Pues bien, a este respecto, durante el periodo de análisis, los titulares de ciclos combinados se vieron afectados por fuertes desajustes de la demanda de gas con respecto a su planificación, motivados por la ola de frío registrada en esos meses, por unas condiciones de reducida hidraulicidad y eolicidad, así como por la parada imprevista de reactores nucleares en Francia. Esto, unido a la cancelación y retrasos de varias entregas de gas desde Argelia y de otros suministradores, provocó que los operadores de gas tuvieran que recurrir al mercado internacional y nacional para aprovisionarse de gas adicional para sus balances.

Los titulares de ciclos combinados suelen tener firmados contratos de suministro de gas de largo plazo. Para el corto plazo, los operadores tienen la posibilidad de aprovisionar gas acudiendo a los mercados internacionales o en el propio sistema de gas español. En el sistema español, los agentes pueden realizar compraventas pactando las condiciones de manera bilateral en el denominado mercado OTC (siglas del inglés Over the Counter) o a través de productos estandarizados en el mercado organizado de gas ibérico (MIBGAS) ⁶.

⁶ De acuerdo con el **Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2017 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado (MIBGAS)**, (INF/DE/142/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 3 de octubre de 2018: *En España la mayoría del comercio de gas se negocia mediante transacciones bilaterales (mercado OTC), con un grado de estandarización bastante bajo y sin transparencia en los precios negociados.*

En el año 2017, el volumen total negociado en transacciones OTC asciende a un total de 515,77 TWh, lo que supone un 147% de la demanda en dicho periodo. El número de transacciones realizadas ha aumentado en un 42,2%, pasando de 124.318 operaciones en el año 2016, a 176.753 operaciones en el año 2017, lo que supone una media de unas 14.700 transacciones al mes, con 82 comercializadores activos en este mercado (compradores).

*En paralelo a este mercado OTC, desde diciembre de 2015, el mercado español dispone también de un **mercado organizado, MIBGAS**, que permite realizar transacciones de forma anónima, y proporciona, además, transparencia en el nivel de precios del mercado. A fecha de 31 de diciembre de 2017 en el mercado MIBGAS había 65 agentes registrados (+21 respecto de 2016), de los cuales 63 son empresas comercializadoras, además de Enagas Transporte y Enagas GTS.*

El volumen total negociado en MIBGAS en el año 2017 asciende a un total de 13.376 GWh, lo que representa un 3,8% de la demanda final de gas en dicho periodo y supone un aumento del 104% respecto de lo negociado en el año 2016.

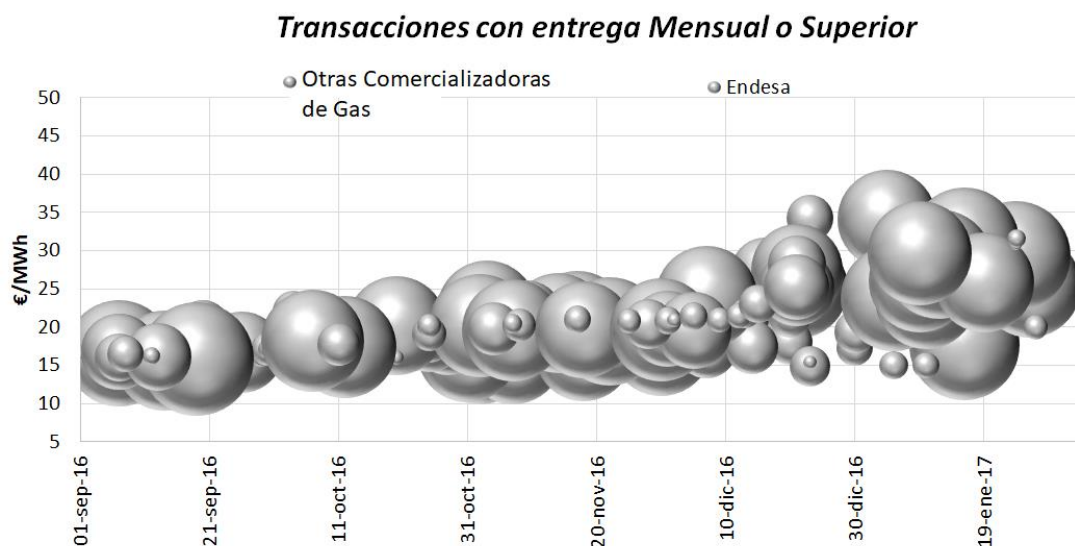
En este contexto, y de acuerdo con la información aportada por Endesa, S.A., la empresa tuvo que realizar aprovisionamientos de gas adquiriendo a corto plazo cargamentos de GNL en el mercado internacional. En concreto, las entregas de gas correspondientes a estas fuentes durante el periodo objeto del expediente alcanzaron un precio medio en octubre de 2016 de [CONFIDENCIAL] €/MWh y de [CONFIDENCIAL] €/MWh en enero de 2017 (folio 225 del expediente). Dichas operaciones se realizaron para hacer frente a las reducciones en el aprovisionamiento de largo plazo (o desbalance ocasionado por el retraso de buques), a reducciones en el aprovisionamiento spot y a las nuevas previsiones de demanda de gas (tanto demanda convencional como demanda de generación eléctrica) (folio 50 del expediente). Asimismo, el grupo Endesa realizó transacciones en el mercado MIBGAS y en OTC, con horizontes de entrega de muy corto plazo donde se alcanzaron precios superiores a los [CONFIDENCIAL] €/MWh.

Igualmente, afectados por esta misma situación, el resto de titulares de ciclos combinados agotaron las reservas operativas disponibles y tuvieron que acudir al mercado de gas natural y de gas natural licuado para garantizar el suministro de gas a clientes finales y a sus centrales.

Por tanto, en esta situación, tanto Endesa como la mayor parte de los operadores de gas se situaban *cortos de gas*, por lo que su coste marginal era el coste marginal de adquisición de gas en el corto plazo en un mercado accesible y líquido (tal y como se reconoce en el Informe elaborado por [CONSULTORA], folio 251 del expediente).

Así, de acuerdo con la información aportada por los principales operadores de gas y por los titulares de ciclos combinados en el expediente de supervisión [---], se recoge en el gráfico siguiente cual fue el coste marginal de adquisición de gas en el corto plazo de los principales operadores de gas, mostrándose las transacciones de corto plazo que se realizaron de aprovisionamientos y en el sistema español durante el periodo de análisis en la península. Las transacciones realizadas por Endesa se muestran en tonos rojos [Identificación de las transacciones de Endesa: CONFIDENCIAL] mientras que las del resto de los agentes se muestra en tonos grises, representando el tamaño de los círculos el volumen de la transacción. Como puede apreciarse, las transacciones del resto de operadores registraron precios similares o incluso superiores a los de las transacciones realizadas por Endesa. Así se constata en el gráfico que se muestra a continuación, que recoge las transacciones de aprovisionamiento de gas natural en el mercado internacional y las operaciones realizadas dentro del sistema, durante el periodo de análisis, para entregas en el propio mes, mes siguiente o dos meses siguientes.

Gráfico 2 Precio y volumen de las transacciones en el mercado spot (aprovisionamientos + sistema español) realizadas durante septiembre 2016-febrero 2017, declarado por las comercializadoras de gas frente al precio de las transacciones del grupo Endesa, con entrega en el propio mes, en el siguiente o en los dos meses siguientes:



Fuente: Información aportada por las comercializadoras en el marco del expediente [---] (folio 351 y 352 del expediente SNC/DE/174/17)

Nota 1: El tamaño de los círculos representa el volumen de compras o ventas de la transacción.

[Identificación de las transacciones de Endesa: CONFIDENCIAL]

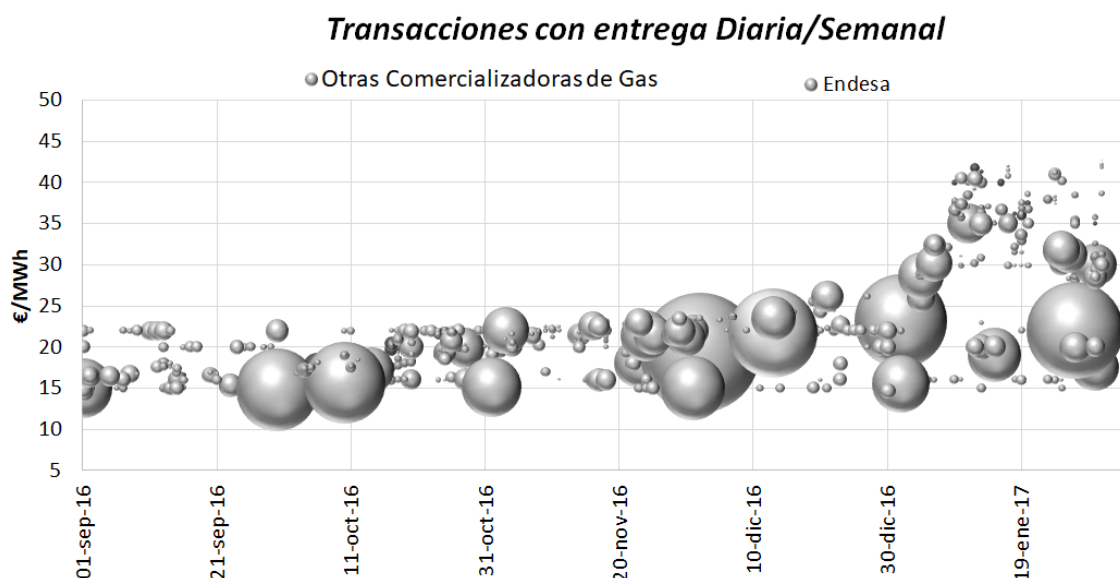
En el gráfico anterior, incorporado al expediente por diligencia de 27 de noviembre de 2018 (folios 351 y 352), se muestran únicamente las transacciones de aprovisionamiento en el mercado spot y las operaciones realizadas en el sistema español en el corto plazo, con periodo de entrega superior a la semana, dado que este horizonte era el único que contaba con suficiente liquidez en el invierno de 2016/17 para poder abastecer la demanda de los ciclos combinados. Por el contrario, las operaciones realizadas a más corto plazo en el sistema español— operaciones con entrega en el propio día, en el día siguiente o en la semana—, que si bien registran precios superiores a los de horizonte mensual, se utilizaban principalmente en estas fechas como un mercado de ajuste para cubrir desbalances y por su escasa liquidez no podía considerarse como el principal mercado de aprovisionamiento para la demanda de gas de los ciclos combinados⁷. En cualquier caso, como puede apreciarse en el gráfico siguiente,

⁷ En el cuarto trimestre de 2016, el volumen negociado en el MIBGAS por sesión fue, en promedio, de 35,3 GWh/día (de los cuales, aproximadamente 1/3 corresponden a las compras

con periodo de entrega en la semana, los precios de las transacciones del grupo Endesa fueron similares a los del resto de sus competidores.

El gráfico siguiente, incorporado al expediente por diligencia de 27 de noviembre de 2018, muestra estas operaciones de entrega en el muy corto plazo, donde se aprecia que las operaciones registran, con carácter general, un volumen menor a las de las de plazo de entrega superior (mensual o superior), recogidas en el gráfico anterior.

Gráfico 3 Precio y volumen de las transacciones en el mercado spot (aprovisionamientos + transacciones en sistema español) realizadas durante septiembre 2016-febrero 2017, declarado por las comercializadoras de gas frente al precio de las transacciones del grupo Endesa, con entrega en el propio día, en el día siguiente o en la semana:



Fuente: Información aportada por las comercializadoras en el marco del expediente [---] (folio 351 y 352 del expediente SNC/DE/174/17)

Nota 1: El tamaño de los círculos representa el volumen relativo de compras o ventas de la transacción.

[Identificación de las transacciones de Endesa: CONFIDENCIAL]

Otro hecho que constata que Endesa Generación, S.A. tenía el mismo coste marginal de producción que el resto de operadores es que los precios de las transacciones realizados por el grupo Endesa se encuentran en el entorno o por

del Gestor Técnico del Sistema), mientras que el consumo diario de gas en los ciclos combinados en el mismo trimestre, fue, en promedio, de 238 GWh/día.

debajo de los precios mostrados por fuentes de información públicas e internacionales reconocidas, que proporcionan datos en términos medios de las transacciones de compra venta de gas natural realizadas por los *traders* en los mercados supra-nacionales en el mercado spot. [CONFIDENCIAL]. Dado que todas las referencias públicas sobre el mismo tipo de producto están alineadas no tiene relevancia el utilizar una u otra. Así, las mismas conclusiones se obtendrían si se hubiera utilizado la referencia MIBGAS M+1 en los días en que existió negociación o si se hubiera considerado el precio de las negociaciones en OTC del producto M+1, información comunicada por los brokers a esta Comisión sobre las transacciones que se intermedian con entrega en la Península.

Gráfico 4 Precio de los aprovisionamientos y de las transacciones realizadas en el sistema español con horizonte de entrega mensual o superior, durante septiembre 2016-febrero 2017 por el grupo Endesa junto con una referencia pública del precio con entrega M+1 sobre las negociaciones realizadas por los traders en el periodo en el sistema español

[CONFIDENCIAL]

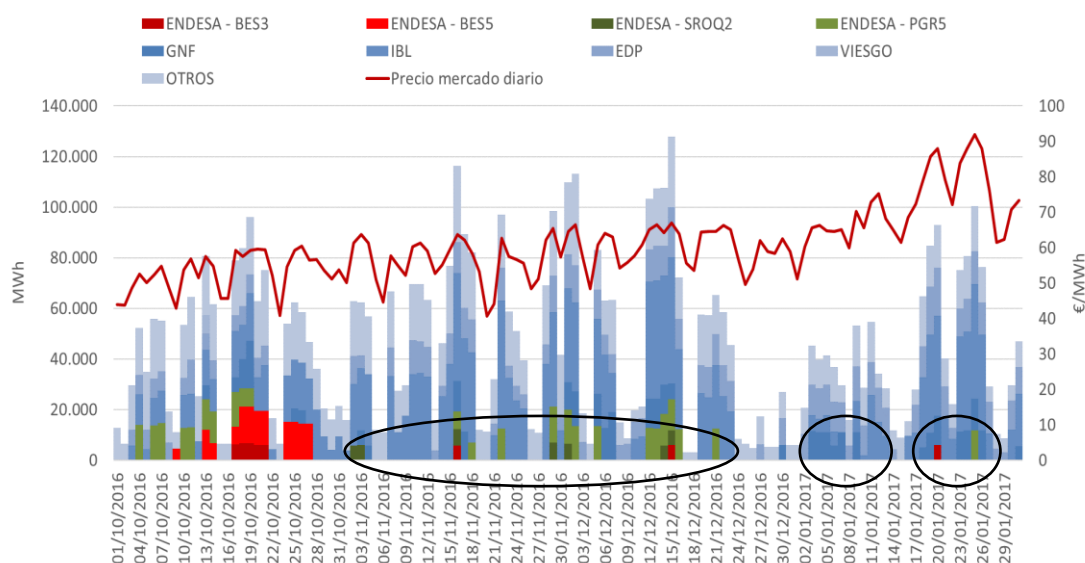
TERCERO. Los grupos Besós 3 y Besós 5 no resultan programados en el mercado diario en una serie de días dentro del periodo octubre de 2016 – enero de 2017, resultando programados por restricciones técnicas, mientras que otras centrales de ciclo combinado pertenecientes tanto a Endesa Generación, S.A. como a otras sociedades, fueron programadas en mercado diario en esos mismos periodos, incluso teniendo algunas de ellas costes marginales más elevados.

A continuación se muestra el funcionamiento en Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + contratos bilaterales) de los grupos de Besós 3 y Besós 5 de Endesa (representado en tonos rojos en el gráfico) frente al del resto de centrales de ciclo combinado (representado en tonos azules)⁸, de conformidad con la documentación incorporada por diligencia

⁸ Se han excluido de la comparativa las centrales de ciclo combinado de Besós 4, Sagunto 1, 2 y 3, Puerto de Barcelona 1 y 2, Málaga y San Roque 1 por ser objeto de otro expediente sancionador.

de 10 de septiembre de 2018 (folios 328 a 332). Se observa la existencia de una serie de periodos de precios elevados en el mercado diario (rodeados en negro en el gráfico) en los que estas centrales no han resultado programadas en PDBF, y sí por restricciones técnicas, mientras que resultan despachados un número significativo de ciclos combinados, algunos de ellos, incluso con costes marginales más elevados que los grupos objeto de este expediente. Estas centrales pertenecen, en general, a otras empresas, pero también, a la propia Endesa Generación (señalados en verde en el gráfico), coincidiendo en este último caso, con centrales que presentan una probabilidad menor por su situación de resultar programadas por restricciones técnicas que las que son objeto de este expediente, como son Puentes García Rodríguez (PGR5) y San Roque 2 (SRQ2).

Gráfico 5 Volumen de energía diaria programada en PDBF de Besós 3 y Besós 5 frente a la del resto de ciclos combinados:



Fuente: CNMC, basado en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 328 a 332).

No se han tenido en cuenta las horas 1 a 3 por tratarse de un periodo que las empresas programan sus rampas de parada sin que pueda considerarse éste un funcionamiento relevante a efectos comparativos.

CUARTO. La sociedad Endesa Generación presentó unas ofertas de producción en el mercado diario por los grupos Besós 3 y Besós 5, durante varios días del periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2016 y el 31 de enero de 2017, a un precio superior a sus costes marginales.

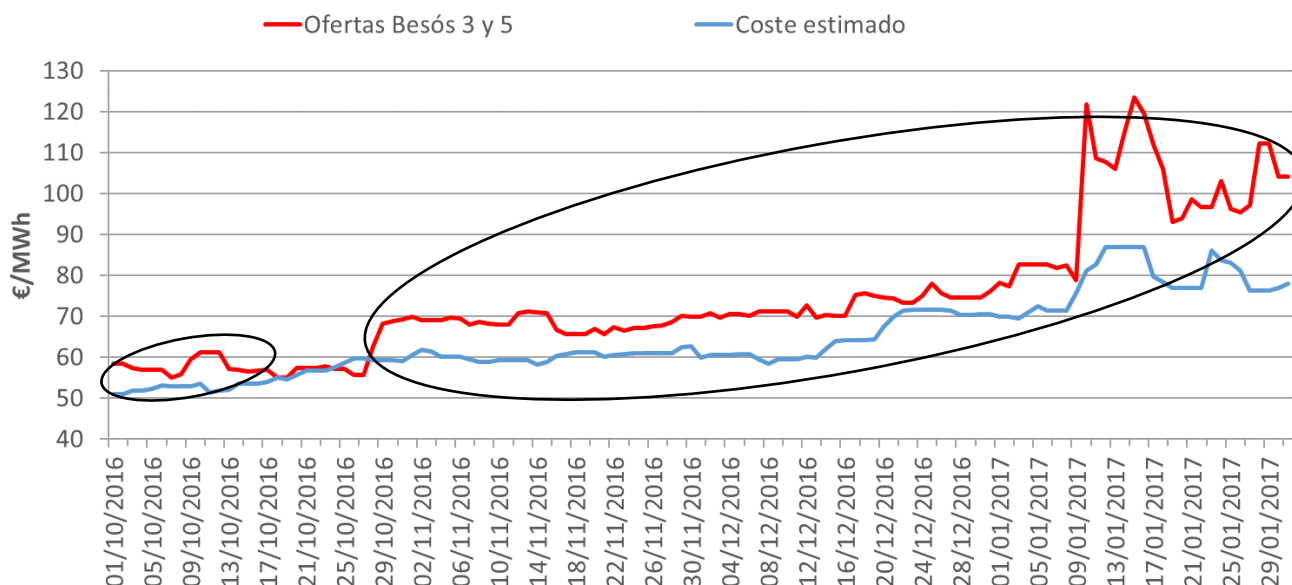
Tal y como se ha dicho en el Hecho probado segundo, un ciclo combinado realiza sus ofertas a sus costes marginales.

Pues bien, tal y como se puede apreciar en los gráficos siguientes, las ofertas⁹ de los grupos de la central de Endesa Generación objeto de este expediente se sitúan en varios días del periodo de análisis por encima de sus costes marginales, estimados éstos a partir de la cotización del gas en los mercados internacionales. Es decir, no se comparan sus ofertas con su coste medio de adquisición del gas, [CONFIDENCIAL], sino con el coste marginal de adquisición estimado a partir del precio al que podría comprar dicho gas en un mercado líquido y accesible en el periodo de análisis (o vender si hubiera dispuesto del gas para ello).

Dado que los dos grupos Besos 3 y 5 alternan en algún periodo sus ofertas, se ha tomado, para cada día, como coste estimado del funcionamiento de la central cuando resulta despachado solo uno de los grupos, la oferta más barata entre los dos grupos. En concreto, se ha comparado en el gráfico siguiente la oferta más barata de ambos grupos con el coste marginal estimado de funcionamiento de un grupo calculado a partir de los datos de costes aportados por la propia Endesa Generación, S.A. en sus alegaciones, la cotización del precio del CO2 en los mercados internacionales, un contrato de peaje de gas de largo plazo equivalente al contratado por la central y un rendimiento [CONFIDENCIAL]. El coste de combustible se ha calculado a partir de la referencia de mercados internacionales de gas que, de acuerdo con el Hecho probado segundo, mejor se ajusta a las transacciones realizadas por los operadores en la península durante el periodo de análisis. El siguiente gráfico traslada los datos de la Hoja Excel incorporada al expediente mediante diligencia de 19 de septiembre de 2018 (folios 333 a 338).

⁹ Se consideran para los bloques supramarginales su oferta simple, y para los bloques inframarginales, su oferta simple salvo que la condición de ingresos mínimos de las ofertas complejas aplicados sobre estos bloques resulte más restrictiva.

Gráfico 6 Ofertas del grupo más barato de Besós 3 y Besós 5 frente a los costes marginales estimados para esta central suponiendo el funcionamiento de uno de los grupos:

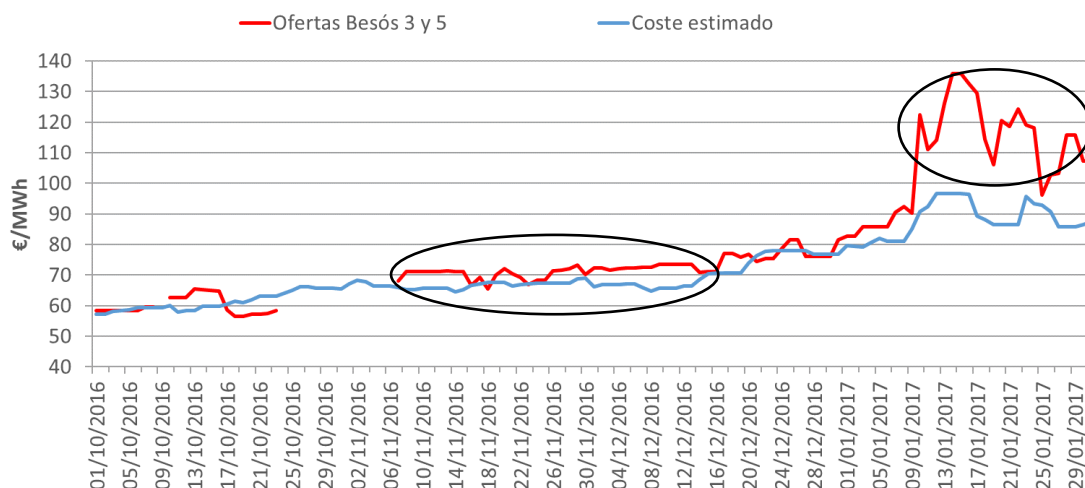


Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de estas centrales. Se muestra para cada día, la oferta más baja entre la oferta presentada por el grupo Besos 3 y por el grupo Besos 5.

Fuente: CNMC, con uso de las referencias de mercados internacionales (folios 333 a 338).

En el gráfico siguiente, se ha comparado la oferta más cara de la central cada día con el coste marginal estimado de funcionamiento de un segundo grupo, calculado a partir de las mismas referencias que el primer grupo, pero con un contrato de peaje de corto plazo equivalente al que soporta el segundo grupo cuando funciona a la vez que el primero. El siguiente gráfico traslada los datos de la Hoja Excel incorporada al expediente mediante la mencionada diligencia de 19 de septiembre de 2018.

Gráfico 7 Ofertas del grupo más caro de Besós 3 y Besós 5 frente a los costes marginales estimados para esta central suponiendo el funcionamiento de un segundo grupo:



Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de estas centrales. Se ha incorporado el coste de contratación de un peaje de acceso a la red de gas corto plazo. Se muestra para cada día, la oferta más alta entre la oferta presentada por el grupo Besós 3 y por el grupo Besós 5, cuando ambas se encuentran disponibles.
Fuente: CNMC, con uso de las referencias de mercados internacionales (folios 333 a 338).

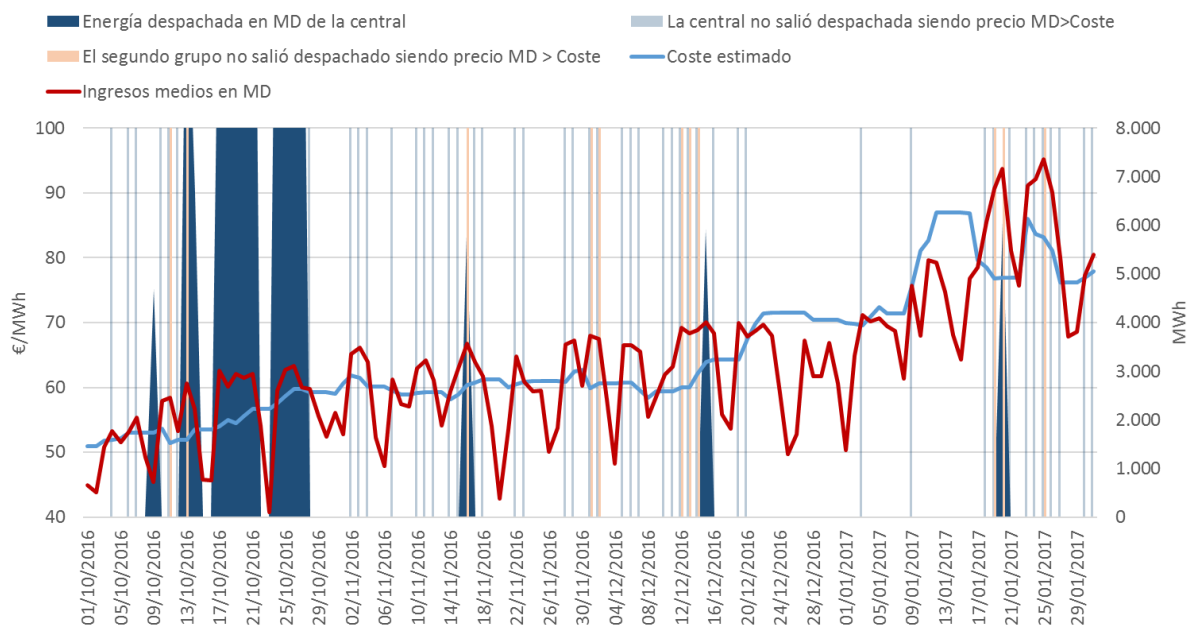
QUINTO. Los grupos Besós 3 y Besós 5 no resultaron despachados en el mercado diario en 47 días en el periodo octubre 2016-enero 2017, a pesar de que los ingresos que habría obtenido en ese mercado le habrían resultado suficientes para la cobertura de sus costes marginales.

Durante el periodo octubre 2016-enero 2017, hay una serie de días en los que, a pesar de registrarse precios elevados en el mercado diario, los grupos 3 y 5 de la central de ciclo combinado de Besós no resultaron despachados en el mercado diario. En concreto, se han detectado 61 días en los que los ingresos que habría obtenido en el mercado diario habrían sido superiores a sus costes marginales estimados tal como se ha explicado en el Hecho probado cuarto. En 14 de estos días, la central fue despachada en el mercado diario mientras que en los 47 restantes ninguno de los grupos fue despachado en el mercado diario aun siendo los ingresos que habrían obtenido superiores a los costes marginales (se muestran en barras en azul claro en el gráfico siguiente). Además, en 41 de esos días, alguno de los dos grupos de la central resulta programado

posteriormente por el Operador del Sistema por resultar necesario para resolver las restricciones técnicas de la zona.

Adicionalmente, considerando los costes en los que incurriría al funcionar con ambos grupos a la vez, hay 8 días en los que los ingresos obtenidos en el mercado diario habrían sido suficientes para que hubieran sido programados los dos grupos y, sin embargo, el segundo grupo de la central no fue despachado en el mercado diario.

Gráfico 8 Energía programada en mercado diario y costes estimados de Besós 3 y Besós 5 frente a los ingresos medios en mercado diario de los ciclos combinados:



Nota: Los ingresos medios en mercado diario son los del total de centrales de ciclo combinado despachadas en el mercado diario.

Fuente: CNMC, con datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

Tabla 1. Días en los que los grupos Besós 3 y Besós 5 no resultan despachados en el PDBF, a pesar de que su coste marginal estimado era inferior al ingreso medio *que podrían haber obtenido* en el mercado diario, días en los que dada esa circunstancia no entró en el mercado diario y días en los que además entró por restricciones técnicas, individualizados en este caso por grupos.

	Ingreso Medio que podría haber obtenido en MD (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un único grupo (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un segundo grupo (€/MWh)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado y aun así no entró en el MD	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste de estimado, no entró en MD y BESOS 3 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste estimado, no entró en MD y BESOS 5 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos habrían sido superiores al coste estimado de un segundo grupo, y no resultó despachado en MD (**)
01/10/2016	45,0	50,9	57,3	-	-	-	-	-
02/10/2016	43,8	50,9	57,3	-	-	-	-	-
03/10/2016	50,8	51,8	58,2	-	-	-	-	-
04/10/2016	53,3	51,9	58,3	✓	✓	✓	-	-
05/10/2016	51,6	52,2	58,6	-	-	-	-	-
06/10/2016	53,1	53,0	59,5	✓	✓	-	✓	-
07/10/2016	55,4	53,0	59,4	✓	✓	-	✓	-
08/10/2016	49,2	53,0	59,4	-	-	-	-	-
09/10/2016	45,4	53,0	59,4	-	-	-	-	-
10/10/2016	58,0	53,6	60,0	✓	✓	-	✓	-
11/10/2016	58,4	51,4	57,8	✓	✓	-	✓	-
12/10/2016	53,3	51,9	58,3	✓	✓	-	-	-
13/10/2016	60,6	51,9	58,4	✓	-	-	-	-
14/10/2016	56,7	53,5	59,9	✓	-	-	-	-
15/10/2016	45,8	53,5	59,9	-	-	-	-	-
16/10/2016	45,6	53,5	59,9	-	-	-	-	-
17/10/2016	62,6	54,0	60,4	✓	-	-	-	-
18/10/2016	60,1	54,9	61,4	✓	-	-	-	-
19/10/2016	62,1	54,5	61,0	✓	-	-	-	-
20/10/2016	61,5	55,6	62,0	✓	-	-	-	-
21/10/2016	62,1	56,7	63,2	✓	-	-	-	-
22/10/2016	54,1	56,7	63,2	-	-	-	-	-
23/10/2016	40,8	56,7	63,2	-	-	-	-	-
24/10/2016	59,5	57,6	64,0	✓	-	-	-	-
25/10/2016	62,7	58,7	65,1	✓	-	-	-	-
26/10/2016	63,3	59,8	66,2	✓	-	-	-	-
27/10/2016	60,0	59,8	66,2	✓	-	-	-	-
28/10/2016	59,8	59,3	65,8	✓	✓	-	✓	-
29/10/2016	55,6	59,3	65,8	-	-	-	-	-
30/10/2016	52,4	59,3	65,8	-	-	-	-	-
31/10/2016	56,1	59,0	65,4	-	-	-	-	-

	Ingreso Medio que podría haber obtenido en MD (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un único grupo (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un segundo grupo (€/MWh)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado y aun así no entró en el MD	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste de estimado, no entró en MD v BESOS 3 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste estimado, no entró en MD y BESOS 5 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos habrían sido superiores al coste estimado de un segundo grupo, y no resultó despachado en MD (**)
01/11/2016	52,8	60,6	67,0	-	-	-	-	-
02/11/2016	65,1	61,8	68,2	✓	✓	-	✓	-
03/11/2016	66,1	61,5	67,9	✓	✓	-	✓	-
04/11/2016	63,9	60,1	66,5	✓	✓	-	-	-
05/11/2016	52,3	60,1	66,5	-	-	-	-	-
06/11/2016	47,9	60,1	66,5	-	-	-	-	-
07/11/2016	61,2	59,5	65,9	✓	✓	-	-	-
08/11/2016	57,5	58,9	65,3	-	-	-	-	-
09/11/2016	57,0	58,9	65,3	-	-	-	-	-
10/11/2016	63,0	59,2	65,6	✓	✓	-	✓	-
11/11/2016	64,2	59,3	65,7	✓	✓	-	✓	-
12/11/2016	61,2	59,3	65,7	✓	✓	✓	-	-
13/11/2016	54,2	59,3	65,7	-	-	-	-	-
14/11/2016	59,4	58,1	64,5	✓	✓	✓	-	-
15/11/2016	63,0	58,9	65,4	✓	✓	-	✓	-
16/11/2016	66,8	60,3	66,7	✓	-	-	-	✓
17/11/2016	63,9	60,7	67,1	✓	✓	✓	-	-
18/11/2016	61,8	61,2	67,6	✓	✓	✓	-	-
19/11/2016	54,0	61,2	67,6	-	-	-	-	-
20/11/2016	42,8	61,2	67,6	-	-	-	-	-
21/11/2016	53,5	60,1	66,5	-	-	-	-	-
22/11/2016	64,8	60,5	66,9	✓	✓	✓	-	-
23/11/2016	60,9	60,8	67,2	✓	✓	✓	-	-
24/11/2016	59,4	61,0	67,4	-	-	-	-	-
25/11/2016	59,5	61,0	67,4	-	-	-	-	-
26/11/2016	50,1	61,0	67,4	-	-	-	-	-
27/11/2016	53,7	61,0	67,4	-	-	-	-	-
28/11/2016	66,6	60,9	67,3	✓	✓	✓	-	-
29/11/2016	67,2	62,4	68,8	✓	✓	✓	-	-
30/11/2016	60,2	62,7	69,1	-	-	-	-	-
01/12/2016	68,0	59,9	66,3	✓	✓	-	✓	✓
02/12/2016	67,5	60,6	67,0	✓	✓	-	✓	✓
03/12/2016	58,2	60,6	67,0	-	-	-	-	-
04/12/2016	48,3	60,6	67,0	-	-	-	-	-
05/12/2016	66,5	60,7	67,1	✓	✓	-	-	-
06/12/2016	66,5	60,8	67,2	✓	✓	-	✓	-
07/12/2016	65,5	59,6	66,0	✓	✓	-	✓	-
08/12/2016	55,5	58,4	64,9	-	-	-	-	-
09/12/2016	58,5	59,4	65,8	-	-	-	-	-
10/12/2016	62,0	59,4	65,8	✓	✓	✓	-	-

	Ingreso Medio que podría haber obtenido en MD (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un único grupo (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un segundo grupo (€/MWh)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado y aun así no entró en el MD	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste de estimado, no entró en MD v BESOS 3 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste estimado, no entró en MD y BESOS 5 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos habrían sido superiores al coste estimado de un segundo grupo, y no resultó despachado en MD (**)
11/12/2016	63,2	59,4	65,8	✓	✓	✓	-	-
12/12/2016	69,2	60,0	66,4	✓	✓	✓	-	✓
13/12/2016	68,3	60,0	66,4	✓	✓	✓	-	✓
14/12/2016	68,8	62,1	68,5	✓	✓	✓	-	✓
15/12/2016	70,0	63,9	70,3	✓	-	-	-	-
16/12/2016	68,4	64,2	70,7	✓	✓	✓	-	-
17/12/2016	55,9	64,2	70,7	-	-	-	-	-
18/12/2016	53,6	64,2	70,7	-	-	-	-	-
19/12/2016	69,9	64,3	70,8	✓	✓	✓	-	-
20/12/2016	67,8	67,5	73,9	✓	✓	✓	-	-
21/12/2016	68,8	69,8	76,3	-	-	-	-	-
22/12/2016	69,7	71,4	77,8	-	-	-	-	-
23/12/2016	68,0	71,5	77,9	-	-	-	-	-
24/12/2016	59,2	71,5	77,9	-	-	-	-	-
25/12/2016	49,7	71,5	77,9	-	-	-	-	-
26/12/2016	52,8	71,5	77,9	-	-	-	-	-
27/12/2016	67,2	71,5	77,9	-	-	-	-	-
28/12/2016	61,7	70,4	76,8	-	-	-	-	-
29/12/2016	61,7	70,4	76,8	-	-	-	-	-
30/12/2016	66,9	70,5	76,9	-	-	-	-	-
31/12/2016	60,6	70,5	76,9	-	-	-	-	-
01/01/2017	50,4	70,0	79,6	-	-	-	-	-
02/01/2017	64,9	69,8	79,4	-	-	-	-	-
03/01/2017	71,2	69,5	79,1	✓	✓	✓	-	-
04/01/2017	70,2	70,9	80,5	-	-	-	-	-
05/01/2017	70,6	72,4	82,0	-	-	-	-	-
06/01/2017	69,4	71,4	81,0	-	-	-	-	-
07/01/2017	68,7	71,4	81,0	-	-	-	-	-
08/01/2017	61,3	71,4	81,0	-	-	-	-	-
09/01/2017	75,7	75,5	85,2	✓	✓	-	✓	-
10/01/2017	67,9	81,1	90,8	-	-	-	-	-
11/01/2017	79,6	82,7	92,3	-	-	-	-	-
12/01/2017	79,2	87,0	96,6	-	-	-	-	-
13/01/2017	74,7	87,0	96,6	-	-	-	-	-
14/01/2017	68,1	87,0	96,6	-	-	-	-	-
15/01/2017	64,3	87,0	96,6	-	-	-	-	-
16/01/2017	76,8	86,8	96,5	-	-	-	-	-
17/01/2017	78,6	79,7	89,3	-	-	-	-	-
18/01/2017	85,5	78,5	88,1	✓	✓	✓	-	-
19/01/2017	90,7	76,9	86,5	✓	✓	✓	-	✓
20/01/2017	93,8	76,9	86,6	✓	-	-	-	✓

	Ingreso Medio que podría haber obtenido en MD (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un único grupo (€/MWh)	Coste estimado suponiendo el funcionamiento de un segundo grupo (€/MWh)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste marginal estimado y aun así no entró en el MD	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste de estimado, no entró en MD y BESOS 3 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos del MD habrían sido superiores al coste estimado, no entró en MD y BESOS 5 entró por RT (*)	Días en los que los ingresos habrían sido superiores al coste estimado de un segundo grupo, y no resultó despachado en MD (**)
21/01/2017	81,2	76,9	86,6	✓	✓	✓	-	-
22/01/2017	75,7	76,9	86,6	-	-	-	-	-
23/01/2017	91,2	86,0	95,6	✓	✓	✓	-	-
24/01/2017	92,1	83,6	93,3	✓	✓	-	-	-
25/01/2017	95,2	83,2	92,8	✓	✓	-	-	-
26/01/2017	90,0	81,1	90,7	✓	✓	-	✓	-
27/01/2017	80,0	76,2	85,8	✓	✓	-	✓	-
28/01/2017	67,9	76,2	85,8	-	-	-	-	-
29/01/2017	68,6	76,2	85,8	-	-	-	-	-
30/01/2017	77,3	76,9	86,6	✓	✓	-	✓	-
31/01/2017	80,5	77,9	87,5	✓	✓	-	✓	-
Número de días del periodo				61	47	22	19	8

* Se han excluido días en que el grupo estuviera indisponible o hubiera tenido que arrancar para funcionar.

** Se han excluido días que, de haber funcionado, el grupo habría obtenido un despacho puntual

SEXTO. Las características de la zona en la que se encuentran Besós 3 y Besós 5 hacen que su programación sea necesaria con una alta probabilidad. En consecuencia, en el caso de que estos grupos no hayan sido despachados en PDBF, el Operador del Sistema los despachará en el mercado de restricciones técnicas.

Las centrales objeto de este expediente pertenecen a la zona geográfica de Cataluña, que presenta habitualmente problemas de seguridad zonal, por lo que resulta necesario la programación de estos grupos para resolverlos si no han resultado previamente despachadas en el mercado diario. Esta programación la realiza el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones técnicas una vez realizados los análisis de seguridad oportunos.

Este hecho representa el conocimiento por parte de los grupos que no son despachados en el mercado diario de que van a ser llamados por restricciones técnicas con una alta probabilidad.

Tal y como se muestra en la siguiente tabla, en todos los días del periodo analizado ha sido necesaria la programación de alguna central por restricciones técnicas en la zona de Cataluña, en concreto durante los 123 días del periodo.

Se observa también como, del total de días que los grupos de Besós 3 o Besós 5¹⁰ se encuentran disponibles y no han sido despachadas en mercado diario, resultan programadas por restricciones técnicas una gran parte de ellos: en términos medios, el 87% de las ocasiones en que su despacho es posible, es decir, siempre que está disponible y no ha resultado despachada previamente en mercado diario, alcanzando en varios meses cifras del 96- 97%. La siguiente tabla está incorporada al expediente mediante diligencia de 7 de noviembre de 2018 (folios 339 y 340).

Tabla 2. Número de días con programación por restricciones técnicas en la zona de Cataluña y número de días en los que, estando disponibles y no despachadas en el PDBF, resultan programadas las centrales por restricciones técnicas:

		2016			2017	Media
		oct	nov	dic	ene	Oct16-ene17
Cataluña	Días requeridos de RRTT por el OS	31	30	31	31	Todos los días
	Porcentaje de Días en los que Besós 3 o 5 resultan programadas por restricciones técnicas	76%	96%	97%	77%	87%

Fuente: CNMC, basado en datos del Operador del Sistema (folios 339 y 340).

SÉPTIMO. Como resultado de la conducta de Endesa Generación, S.A., sus centrales fueron requeridas por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones técnicas en 41 días en los que podrían haber resultado despachadas en el mercado diario. De dicho comportamiento, la empresa ha obtenido un beneficio mínimo de 3.903.231 euros.

Tal como se ha mostrado en el Hecho Probado quinto, la central de ciclo combinado de Besós (grupos 3 y 5), de haber funcionado con uno de sus grupos, habría obtenido unos ingresos superiores a sus costes estimados en 61 días del periodo octubre 2016-enero 2017. Sin embargo, en 47 de estos días no fue despachado en el mercado diario ninguno de sus grupos. En lugar de ello, en 41 de estos días (22 días en el caso de la unidad de Besós 3 y 19 en el caso de la

¹⁰ Se han considerado conjuntamente. El hecho de que uno de ellos esté indisponible no implica que otro no pueda ser despachado por restricciones técnicas.

unidad de Besós 5), la central sí fue requerida por el Operador del Sistema y por tanto acabó siendo despachada por restricciones técnicas.

Se señalan, a continuación, los 41 días concretos en los que, sin haber participado en el mercado diario y habiendo sido despachada por restricciones técnicas, los costes estimados en el Hecho probado cuarto son inferiores a los ingresos que la central podría haber obtenido si hubiera resultado despachada en el mercado diario. La Tabla siguiente procede de la documentación incorporada mediante diligencia de 14 de noviembre de 2018 y ya indicada, con carácter más amplio en la Tabla 1 (folios 341 a 343).

Tabla 3. Días en los que las centrales no resultaron despachadas en el mercado diario y sí fueron programadas en el proceso de restricciones técnicas y, sin embargo, los ingresos que habrían obtenido en el mercado diario habrían sido superiores a sus costes marginales:

Besós 3		Besós 5	
04/10/2016	12/12/2016	06/10/2016	02/12/2016
12/11/2016	13/12/2016	07/10/2016	06/12/2016
14/11/2016	14/12/2016	10/10/2016	07/12/2016
17/11/2016	16/12/2016	11/10/2016	09/01/2017
18/11/2016	19/12/2016	28/10/2016	26/01/2017
22/11/2016	20/12/2016	02/11/2016	27/01/2017
23/11/2016	03/01/2017	03/11/2016	30/01/2017
28/11/2016	18/01/2017	10/11/2016	31/01/2017
29/11/2016	19/01/2017	11/11/2016	
10/12/2016	21/01/2017	15/11/2016	
11/12/2016	23/01/2017	01/12/2016	

Nota: Los días anteriores corresponden a aquellos días en los que los ingresos que habría obtenido un ciclo combinado (estimados éstos como la media de los ingresos de los ciclos despachados en mercado diario) habrían sido superiores al coste estimado en el Hecho Probado cuarto.

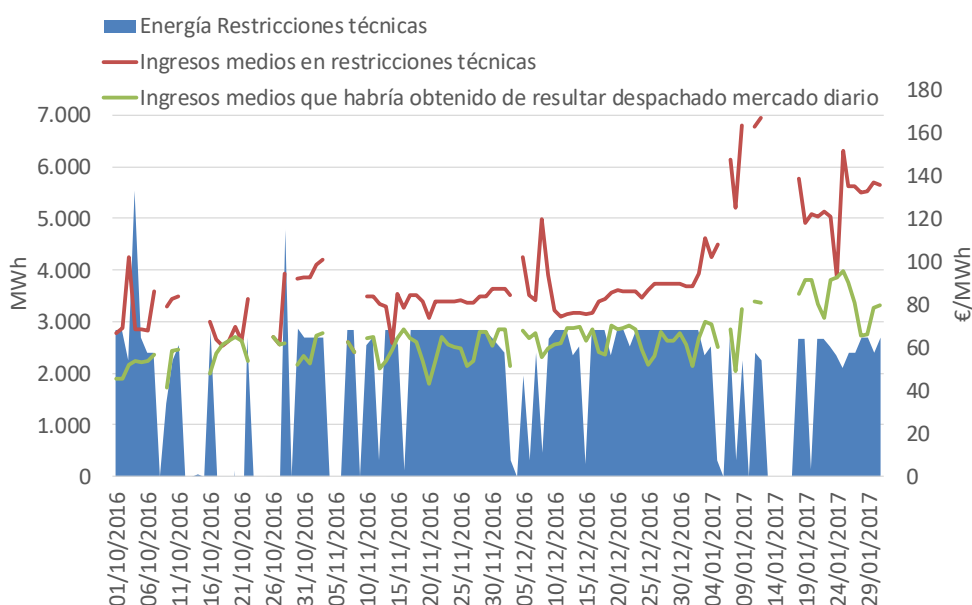
Se excluyen, tomando un criterio conservador, los días en que la central ha tenido que arrancar al suponer que la central tiene que afrontar los costes de arranque.

Fuente: CNMC (con información de los folios 341 a 343).

El comportamiento de Endesa Generación le ha permitido obtener durante los días citados en la tabla anterior unos ingresos superiores a los que podría haber obtenido de resultar despachado en el mercado diario, en periodos de precios del mercado diario superiores a sus costes marginales.

El gráfico siguiente, que procede de la documentación incorporada mediante la mencionada diligencia de 14 de noviembre de 2018, muestra como los ingresos de la central de Besós (grupos 3 y 5) obtenidos en el proceso de resolución de restricciones superan, en términos medios, en unos 30 €/MWh a los que habría obtenido de resultar despachado en el mercado diario, durante el periodo de análisis.

Gráfico 9 Energía e ingresos en el proceso de restricciones técnicas de Besos 3 y 5 frente a los ingresos que obtendría si hubiera resultado despachado en mercado diario durante el periodo de análisis



Nota: Se muestran en el gráfico la media de ingresos en las horas 8-24 de cada día del periodo de análisis.

Fuente: CNMC

Considerando los días incluidos en la Tabla 3, días en los que las centrales participaron en el proceso de restricciones técnicas y, sin embargo, los ingresos que habrían obtenido en el mercado diario habrían sido superiores a sus costes marginales, se ha evaluado que el beneficio mínimo que habría obtenido cada central de ciclo combinado. Dicho beneficio mínimo se calcula como la diferencia entre el valor de la energía vendida en el mercado de restricciones técnicas respecto al mismo volumen de energía valorado al precio del mercado diario durante los días señalados, por lo que la empresa habría alcanzado un beneficio mínimo de 3.903.231 euros (1.697.942 euros por Besós 3 y 2.205.289 por Besós 5).

Así, el beneficio mínimo obtenido por Endesa Generación, de acuerdo con la estimación realizada, radica en la diferencia que hay entre el precio obtenido por la energía vendida en el mercado de solución de restricciones técnicas los 41 días mencionados y el precio que esa energía habría tenido en el mercado diario (en el que debería haber obtenido casación).

FUNDAMENTOS JURIDICOS

I. COMPETENCIA DE LA CNMC.

De conformidad con el artículo 29.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y conforme al artículo 23 del Estatuto Orgánico de la CNMC (aprobado por el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto), corresponde al Director de Energía de la CNMC la instrucción de los procedimientos sancionadores relativos al sector energético, debiendo realizar la propuesta de resolución.

El artículo 73 3.b) de la Ley 24/2013 establece que corresponde a la CNMC la imposición de las sanciones por la comisión infracciones graves tipificadas en el artículo 65.34 de dicha Ley.

En concreto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 20 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del Estatuto Orgánico de la CNMC, corresponde a la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC la resolución de este procedimiento.

II. PROCEDIMIENTO APLICABLE.

El procedimiento aplicable es el establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, de Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Asimismo, resultan de aplicación los principios de la potestad sancionadora contenidos en el Capítulo III del Título preliminar de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público. Por último, resultan de aplicación las especialidades procedimentales contempladas en el capítulo III del título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y, en concreto, su artículo 79, conforme al cual el plazo máximo para resolver y notificar los procedimientos sancionadores por la comisión de infracciones graves y muy graves es de dieciocho meses.

III. TIPICIDAD DE LOS HECHOS PROBADOS.

III.1. Consideraciones generales sobre el tipo infractor.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tipifica como infracción grave, en su artículo 65, apartado 34, «*La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado*».

El tipo infractor citado, que no estaba presente en el texto de la precedente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, forma parte de un nuevo grupo de comportamientos sancionables mediante los cuales, el legislador, atendiendo a las peculiaridades del mercado organizado de producción de energía eléctrica en España, ha buscado la prevención y corrección de comportamientos que, sin alcanzar la dimensión y gravedad del comportamiento definido como “manipulación del mercado” (el cual continúa tipificado como falta muy grave en el artículo 64.38 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre), sí son susceptibles de provocar distorsiones en determinados segmentos del mercado, en el despacho por restricciones técnicas o en el precio de los servicios de ajuste.

Así, el tipo del artículo 65.34 de la Ley 24/2013, se ha configurado por el legislador en torno a los siguientes elementos: i) la presentación de ofertas con valores calificados de *anormales* o *desproporcionados*; calificaciones éstas que hacen preciso concretar dichos conceptos jurídicos mediante su comparación y contraste con los que serían valores *normales* o *proporcionados*; ii) el objeto o finalidad de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación, como motivación de dicha conducta.

En cuanto al primero de los elementos de hecho sobre los que el legislador ha configurado este tipo infractor, es claro que la referencia a la normalidad y proporcionalidad de las ofertas ha de buscarse en las ofertas realizadas por las instalaciones de generación de similares características técnicas, que tienen similares costes y que, con arreglo a los parámetros de un comportamiento racional en un contexto de economía competitiva y de mercado, deben ofertar en términos similares. También resulta conveniente valorar la normalidad de sus ofertas contrastando las mismas con los costes marginales que deberían haber servido para su elaboración.

En cuanto al segundo de los elementos del tipo, se trata de una motivación de la conducta, de un objetivo buscado consistente en alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación. El legislador no exige, como parte del tipo infractor definido, que el resultado pretendido por el autor del comportamiento se materialice en una efectiva alteración de la casación. Como resulta de los hechos probados, y se argumentará en el presente fundamento jurídico, en el supuesto que aquí se analiza, el comportamiento infractor se ha prolongado durante una serie de días a lo largo de cuatro meses, aunque solo en algunos de estos días se ha materializado el objetivo perseguido de alteración del despacho.

Los hechos probados en la presente resolución configuran el comportamiento típico descrito en el precepto citado respecto a los grupos Besós 3 y Besós 5 de la central de ciclo combinado, en los días que para cada una se identifica en el hecho probado séptimo (dentro del período de precios altos del mercado diario de octubre de 2016 – enero de 2017), en los que Endesa Generación ha buscado que resultaran incluidas en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, para percibir por ello un ingreso superior al del mercado diario, a pesar de que su coste marginal era cubierto con el elevado precio del mercado diario.

III.2. Concurrencia de los elementos del tipo infractor en la conducta de Endesa Generación, S.A. en relación con los grupos Besós 3 y 5.

Con la finalidad de justificar la concurrencia de los elementos del tipo infractor, han de tomarse en consideración las siguientes circunstancias: 1) la situación de la seguridad de suministro en las zonas donde se sitúan estas centrales, por ser éste el contexto en que se ha producido el comportamiento analizado, 2) las razones por las que los precios ofertados en el mercado diario por la producción de las centrales citadas en el periodo referido son anormales y desproporcionados, por comparación con otras instalaciones similares y por comparación asimismo con costes estimados para las propias centrales en el marco de un mercado competitivo, y 3) el resultado de la estrategia de Endesa Generación, S.A. sobre el mencionado mercado para el periodo de análisis.

Las centrales objeto de este expediente pertenecen a la zona geográfica de Cataluña que presenta habitualmente problemas de seguridad zonal, por lo que resulta necesaria la programación de estas centrales para resolverlos, si no han resultado previamente despachadas en el mercado diario. Esta programación la realiza el Operador del Sistema en el proceso de resolución de restricciones técnicas una vez realizados los análisis de seguridad oportunos. En concreto, las restricciones técnicas que se identifican con una mayor frecuencia en la Zona

Catalana están localizadas en la alimentación al anillo metropolitano de Barcelona, y aunque su resolución en algunos casos puede llegar a requerir la programación de otros grupos situados en Tarragona, se resuelven normalmente con la programación de los grupos de Besós y de Puerto de Barcelona, al tener estos grupos una efectividad significativamente mayor. Por tanto, los únicos grupos en la zona son los grupos 3 y 5 de Besós, propiedad de Endesa Generación, S.A. y los grupos de Besos 4 y los grupos 1 y 2 de Puerto de Barcelona, propiedad de otra empresa de generación objeto de otro expediente sancionador por el mismo comportamiento en idéntico período (expte. SNC/DE/175/17).

En la zona de Cataluña, ha sido necesaria la programación por restricciones técnicas de alguna central para mantener la seguridad del sistema durante todos y cada uno de los días del periodo analizado. En concreto, durante los 123 días del periodo, tal y como se ha indicado en el Hecho probado sexto.

Como consecuencia de ello, las empresas titulares de las instalaciones situadas en la zona conocen previamente que, si sus centrales no resultan programadas en el mercado diario como resultado de la casación de sus ofertas, existe una alta probabilidad de que sean llamadas para su programación por restricciones técnicas.

Como se ha indicado en el Hecho probado sexto, en el caso concreto de Besós 3 y 5, alguno de ellos resultó despachado en el periodo en el 87% de las ocasiones en que su despacho era posible, es decir, siempre que estén disponibles y no hayan resultado despachados previamente en el mercado diario, alcanzando en algún mes hasta el 97%, es decir, la casi totalidad de los días del mes. En consecuencia, puede afirmarse que es habitual que estos grupos resulten despachados en el mercado de restricciones técnicas, como reconoce la propia Endesa Generación, S.A. en sus alegaciones (folio 238 del expediente).

Resultaría asimismo lógico, y aquí es donde se produce la primera quiebra de la normalidad, que dicha programación se hubiera producido en el mercado diario ya que, durante el periodo de análisis se registraron precios en ese mercado elevados y superiores a los costes marginales de este tipo de centrales. Tal es el comportamiento que cabe esperar de un agente económico eficiente atendiendo a las leyes del mercado: ofertar lo más barato posible a partir del precio en que resultan cubiertos los costes marginales de su instalación productora y, con ello, conseguir la casación de su oferta en el mercado diario, desplazando a sus competidores y obteniendo como retribución el precio de casación del mercado diario, más aún cuando se argumenta por Endesa

Generación que le es más costoso producir en restricciones (folio 237 del expediente).

Tal ha sido el comportamiento seguido por otras instalaciones de ciclo combinado en el mismo periodo, en el que el resto de centrales de este tipo con costes similares fueron despachadas en el mercado diario coincidiendo con precios elevados del mercado diario, tal y como se desprende del Hecho probado tercero, con total normalidad.

Ello no fue así porque Endesa Generación, S.A. ofertó –hecho probado primero– de forma más cara que el resto de centrales de similares características, mientras que sus costes marginales, tal como se ha demostrado en el Hecho probado segundo, resultaban similares a los de sus competidores.

Adicionalmente, las ofertas de las centrales de Endesa Generación se han comparado en el Hecho probado cuarto con sus propios costes marginales, estimados éstos a partir de las referencias internacionales de cotizaciones de gas en los mercados de spot, relevantes y con suficiente liquidez para el aprovisionamiento de ciclos combinados en el periodo de análisis en la península. Dicha referencia recoge lógicamente el fuerte incremento que experimentó el precio del gas durante el periodo analizado en el mercado spot. Además, la referencia utilizada coincide con el precio de las transacciones realizadas por el grupo Endesa (tanto de barcos comprados por la empresa en el periodo como de las transacciones realizadas en España) durante el periodo de análisis, tal y como se muestra en el Gráfico 4 ([Confidencial], lo que confirma la validez de la referencia utilizada en este expediente. Asimismo, dicha referencia se ajusta, en términos medios y durante el periodo de análisis, al precio de las transacciones realizadas en la península por los operadores de gas, de acuerdo con la información recabada por esta Comisión en el expediente supervisión [---].

De la comparación realizada en el mencionado Hecho probado cuarto, se concluye que las ofertas presentadas no responden a la racionalidad económica puesto que resultan superiores a las estimaciones realizadas. De hecho, incluso resultarían superiores a las que corresponderían si se hubiera utilizado como coste marginal de producción el precio del gas con entrega en D+1, tal y como afirma Endesa Generación, S.A. en sus alegaciones, opción rechazada en la presente resolución, tal y como se razonará en el fundamento jurídico V¹¹. No

¹¹ Las ofertas de Endesa por sus centrales de Besos 3 y 5 incorporan un importe en el término fijo de la condición de ingresos mínimos lo que encarece sus ofertas por encima del precio del gas con entrega en el D+1.

son, por tanto, ofertas normales y proporcionadas ya que se apartan de la racionalidad económica.

Solo el conocimiento previo por parte de Endesa Generación, S.A. de la necesidad de programación de sus grupos en su zona por seguridad de suministro permite ofrecer una explicación más racional a la cuantía de sus ofertas: la alta probabilidad de ser programada por restricciones técnicas, en cuyo caso su producción será retribuida a un precio superior al del mercado diario, al tratarse el proceso de restricciones de un mercado con menos oferentes (únicamente las centrales localizadas en la zona de Cataluña pueden proveer el servicio) y, por tanto, menos competitivo.

El análisis de la programación por restricciones de los ciclos combinados, en las que han sido despachados sistemáticamente entre el 1 de octubre de 2016 y el 31 de enero de 2017 pone de manifiesto el resultado de la estrategia de ofertas de Endesa Generación, S.A.

Finalmente, cabe señalar que se han detectado 47 días en los que esta central no resultó despachada aun cuando, atendiendo a sus costes marginales estimados, los ingresos que podría haber obtenido en ese mercado le habrían bastado para funcionar. Así se concreta en el Hecho probado quinto, donde se detectan los días en los que los costes marginales de la central estimados a partir de las cotizaciones del gas en los mercados internacionales fueron inferiores a los ingresos que habría percibido de resultar casada en el mercado diario, no justificándose, por tanto, su falta de despacho.

De estos 47 días, se identifican 41 días (22 días en el caso de Besós 3 y 19 en el caso de Besós 5) en el Hecho probado séptimo, en los que el comportamiento de Endesa Generación, S.A. consiguió que sus centrales resultaran despachadas en el proceso de restricciones técnicas. Por tanto, durante 47 días se produce una alteración del despacho por la falta de programación de estas centrales en el mercado diario como sería económicamente esperable, provocando el despacho de otras centrales más caras en ese mercado para cubrir la demanda y, además, durante 41 días, esa alteración del despacho tiene como resultado la programación de las centrales por restricciones en la zona para garantizar la seguridad de suministro.

Su despacho por restricciones técnicas le permitió la obtención de unos ingresos superiores a los que podría haber obtenido de resultar despachada en el mercado diario. En el Hecho probado séptimo se ha valorado el beneficio mínimo obtenido como la diferencia entre el valor de la energía vendida en el mercado de restricciones técnicas respecto al mismo volumen de energía valorado al

precio del mercado diario en dichos días, alcanzándose un importe mínimo estimado de 3.903.231 euros (1.697.942 euros por Besós 3 y 2.205.289 por Besós 5).

Este mayor beneficio obtenido por Endesa Generación, S.A. supuso un incremento, en igual cuantía, del coste que ha representado el proceso de restricciones técnicas para la demanda– esto es, para los comercializadores que compren la energía en el mercado para suministrar a los consumidores de electricidad-, durante los días señalados en el Hecho probado séptimo. Todo ello, sin perjuicio del posible incremento de precio diario que pudo suponer la falta del despacho de estas centrales en el mercado diario.

Finalmente, debe señalarse que el tipo infractor contemplado en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013 define un comportamiento en el que, como elemento constitutivo del mismo, se contempla la finalidad perseguida (“...*con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado.*”) Es decir, el legislador sanciona un comportamiento orientado a un objetivo, pero no exige que se haya alcanzado dicho objetivo para considerar consumado el comportamiento infractor. En otros términos: no es una infracción de resultado. En consecuencia, el beneficio obtenido no forma parte del tipo infractor, aunque permite graduar la cuantificación de la correspondiente sanción.

Por ello, resulta sancionable en el marco de dicho precepto, el comportamiento probado de Endesa Generación, S.A., durante varios días durante el periodo 1 de octubre de 2016 hasta el 31 de enero de 2017, con independencia de que, por los diferentes precios de casación del mercado, los cuales no dependen de la voluntad del sujeto infractor, los resultados de dicho comportamiento no hayan sido los mismos en los diferentes días contemplados.

El resultado del comportamiento de Endesa Generación, S.A. para los días incluidos en la Tabla 3 del Hecho probado séptimo sí debe ser tenido en cuenta, en cambio, a los efectos de evaluar el beneficio obtenido y, con ello, graduar el importe de la sanción, lo que se hará en el Fundamento jurídico VI.

III.3. Comisión de dos infracciones independientes por los grupos de generación Besos 3 y Besós 5.

ENDESA GENERACIÓN ha cometido la conducta tipificada de modo independiente a través de las ofertas presentadas por las unidades o grupos de generación (Besós 3 y Besós 5).

La alteración del despacho, núcleo del tipo infractor considerado, se consigue de forma independiente con cada unidad o grupo de generación. La “unidad de producción” constituye la base a los efectos de la formulación de ofertas y de la definición de la programación o despacho. Así, el artículo 23.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, señala: *“Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas, salvo en aquellas instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal de acuerdo a la normativa de aplicación.”*

Si a través de las ofertas realizadas con cada unidad o grupo (y de la coordinación de la mismas) se hubiera buscado una retirada de la capacidad productiva de las plantas o un resultado global sobre el precio del mercado (en beneficio de la posición del agente generador frente a otros generadores) se podría haber planteado una infracción de tipología diferente, como sería, por ejemplo, la infracción muy grave de manipulación del mercado prevista en el artículo 64.38 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.¹² A este respecto, alude ENDESA GENERACIÓN en sus alegaciones a la inconsistencia del órgano instructor con actuaciones pasadas de la CNMC y, en particular, se refiere al expediente SNC/DE/046/14 relativo al procedimiento sancionador incoado a IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U. por manipulación fraudulenta tendente a alterar el precio de la energía mediante el incremento de las ofertas de las unidades de gestión hidráulica de Duero, Sil y Tajo. En el citado expediente, esta Sala concluyó que existía una única infracción. Pues bien, las conductas analizadas en ambos expedientes no guardan similitud alguna a los efectos postulados por la interesada. Y ello en la medida en que en el expediente SNC/DE/046/16, la conducta consistió en un incremento sostenido y progresivo de las ofertas de las unidades de gestión hidráulica aludidas con la intención de manipular el precio del mercado diario. Ello produjo una reducción en el volumen de energía despachado desde los 51 GWh hasta incluso cantidades inferiores a los 20 GWh. Todo ello determinó un incremento del precio del mercado diario estimado en torno a los 7 euros/MWh y con el objetivo único de beneficiar a las centrales inframarginales del sujeto infractor. Por tanto, se trataba de una estrategia de manipulación conjunta de la empresa a través de las diferentes

¹² “Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto, así como la inexactitud o falsedad de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que suponga una alteración del mercado de producción”.

unidades implicadas con el objetivo de alterar el precio del mercado para beneficio de la propia empresa, y no de las propias unidades objeto de sanción.

En el presente caso, a pesar de las características comunes de las conductas ejecutadas con respecto de las dos unidades de que se trata, se considera que el objetivo que se persigue con esas conductas está individualizado en relación a cada unidad, tratándose, en particular, de la alteración del despacho de esa unidad autoexcluyéndose del mercado diario a fin de que la misma sea llamada para resolver las restricciones técnicas de su zona.

El hecho de que se produzca una utilización alternativa -por parte de Endesa Generación, en la zona de Cataluña- de una o de otra unidad (Besós 3 y Besós 5) no es obstáculo para la conclusión expuesta: unas veces, Endesa Generación realiza la alteración de despacho con Besós 3 y otras con Besós 5, resultando que no son coincidentes entre sí ninguno de los días considerados para una y otra unidad de generación (ver tabla 3, ubicada en el Hecho probado séptimo).

Desde esta perspectiva, no cabe apreciar en modo alguno la concurrencia de *bis in idem* en la medida que no concurre la triple identidad requerida de sujeto, hechos y fundamento, identidad alegada por la interesada. Concurren dos infracciones, cometidas con respecto a las ofertas desproporcionadas de dos unidades de generación distintas, mediante la formulación de ofertas distintas, con el objeto de alterar el despacho de cada central.

Con cada una de las unidades de generación se consuma la infracción, y se lesiona de forma completa el bien jurídico protegido (porque tanto una como otra infracción es apta por sí misma para consumir el ilícito).

También cabe advertir que la alteración de despacho al resultar programadas los grupos por restricciones técnicas da lugar a unos beneficios singulares de cada unidad:

- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **22 días** en el caso de **Besós 3**, y por ella se obtienen unos beneficios mínimos de **1.697.942 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **19 días** en el caso de **Besós 5**, y por ella se obtienen unos beneficios mínimos de **2.205.289 euros**.

En definitiva, concurren dos infracciones del tipo previsto en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, cada una de las cuales se ha desarrollado en el tiempo, a través de una conducta reiterada en diferentes días, dentro del período octubre de 2016- enero de 2017.

IV. CULPABILIDAD EN LA COMISIÓN DE LA INFRACCIÓN

IV.1 Consideraciones generales.

La necesidad de que exista una conducta dolosa o culposa por parte del administrado para que proceda la imposición de una sanción administrativa es reconocida por la Jurisprudencia, de tal modo que «la acción u omisión calificada de infracción administrativa ha de ser, en todo caso, imputable a su autor, por dolo o imprudencia, negligencia o ignorancia inexcusable»¹³.

Por su parte, el artículo 28.1 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, dispone que *“Sólo podrán ser sancionadas por hechos constitutivos de infracción administrativa las personas físicas y jurídicas, así como, cuando una Ley les reconozca capacidad de obrar, los grupos de afectados, las uniones y entidades sin personalidad jurídica y los patrimonios independientes o autónomos, que resulten responsables de los mismos a título de dolo o culpa”*.

En todo caso, el elemento subjetivo que la culpabilidad supone, se refiere a la acción en que la infracción consiste y no a la vulneración de la norma, tal y como ha declarado reiteradamente la jurisprudencia. Así, la sentencia del Tribunal Supremo de 30 de enero de 1991 (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 7ª), en su Fundamento de Derecho 4, indica:

«Por último, en cuanto a la alegada ausencia de intencionalidad de incumplir las disposiciones legales, referidas en la resolución sancionadora, y a la necesidad del dolo o culpa como elemento de la infracción administrativa, debe señalarse que, sin negar este elemento, no puede afirmarse que el dolo o la culpa deban entenderse como acto de voluntad directamente referido a la vulneración de la norma que define el tipo de falta, sino que con lo que debe relacionarse dicha voluntad, como elemento del dolo o culpa, es con la conducta y el resultado de ella que dicha norma contempla como supuesto del tipo de falta. No es que se quiera vulnerar la norma, sino que se quiera realizar el acto que la norma prohíbe».

IV.2 Examen de las circunstancias concurrentes en el presente caso.

Siguiendo lo indicado en el precedente Fundamento Jurídico III, el tipo infractor contemplado en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013 define un comportamiento

¹³ Entre otras, Sentencias del Tribunal Supremo de 22 de abril de 1991, Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 6ª, de 12 de mayo de 1992, Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 6ª, y 23 de febrero de 2012, Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 2ª.

finalista, que persigue un objetivo: mediante la presentación de ofertas anormales o desproporcionadas se busca alterar el despacho de generación. Esto es lo sancionable, se logre o no el objetivo, como se ha expuesto anteriormente. Por ello, es difícil concebir un supuesto de hecho en que, por negligencia o descuido, pueda un sujeto del mercado incurrir en el mismo. Es un comportamiento doloso por definición, en la medida en que la intención del autor forma parte de la definición del tipo.

Se hace preciso no obstante explicitar, en referencia directa a los hechos constatados en este procedimiento, los diferentes elementos de conocimiento e intencionalidad que llevan a la calificación como doloso del comportamiento de Endesa Generación, S.A. y que han sido expuestos de modo genérico a lo largo del análisis de la tipicidad de los hechos. El comportamiento doloso exige conocimiento de las consecuencias de la acción y voluntad inequívoca de que se produzcan.

A estos efectos, cabe destacar que la situación provocada por la seguridad de suministro en las zonas donde se ubican estos grupos y centrales de ciclo combinado permite conocer de antemano la alta probabilidad de que las centrales de referencia resulten despachadas por restricciones cuando no resultan casadas en el mercado diario, por lo que la elevación del precio de las ofertas, comportamiento contrario a la racionalidad económica, podía recibir con frecuencia la recompensa de ser despachado en el mercado de restricciones técnicas. Por tanto, hay una razonable expectativa por parte de Endesa Generación S.A. de que, al elevar el precio de las ofertas, se puede producir con mucha probabilidad la autoexclusión de la unidad de generación o, dicho de otro modo, se altera el despacho ordinario o normal de las distintas unidades de generación para dar paso a otro despacho que ya no es el que correspondería a la formación de precios en atención a costes marginales.

Endesa Generación, S.A. decide realizar sus ofertas al mercado diario por Besós 3 y Besós 5 a un precio elevado, siendo consciente de que dicho valor elevado de sus ofertas le impediría casar en dicho mercado diario. Y procede de este modo conociendo el contexto generalizado de precios altos del mercado diario en el período octubre 2016 – enero 2017, el cual le podría permitir cubrir sus costes marginales. Endesa Generación, S.A. está al corriente de que las restricciones técnicas en la zona de Cataluña obligarán –casi con seguridad- a programar sus centrales en ese segmento del mercado, en el que sabe que obtiene unos ingresos superiores a los que se obtienen en el mercado diario, circunstancia de la que busca aprovecharse, excluyéndose del mercado diario.

Tal como se ha expuesto ampliamente en el precedente fundamento jurídico III, el comportamiento de Endesa Generación, S.A. es el resultado de una estrategia

de ofertas consciente, deliberada y orientada a lograr que la producción de sus centrales de ciclo combinado de Besós 3 y 5 resultaran retribuidas al precio de sus ofertas por restricciones técnicas.

V. VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES EFECTUADAS POR ENDESA GENERACIÓN.

V.1 Endesa Generación S.A. afirma que las ofertas al mercado diario de las centrales de Besós 3 y 5 se encuentran en un rango medio de precio, de acuerdo a su criterio de comparación.

Endesa Generación, S.A. considera que la comparativa de las ofertas con aquellas presentadas por otros agentes es incorrecta tanto por cómo se muestran las ofertas, como por la selección de centrales de ciclo combinado con las que se comparan.

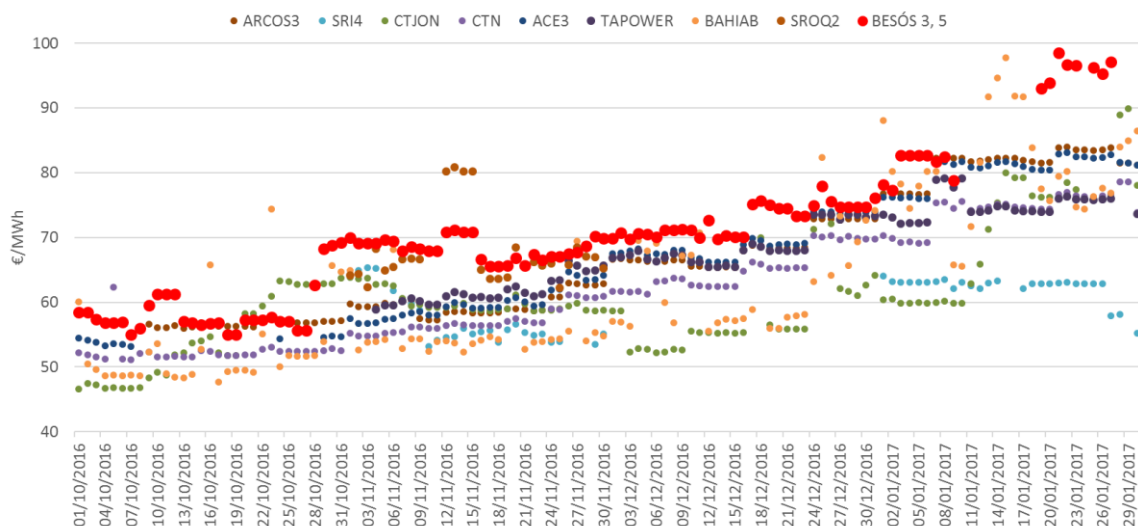
En particular, Endesa Generación S.A. considera que el criterio usado por la CNMC para determinar el precio de oferta de una central (considerando como ofertas para los bloques supramarginales su oferta simple, y para los bloques inframarginales, su oferta simple salvo que la condición de ingresos mínimos de las ofertas complejas aplicados sobre estos bloques resulta más restrictiva) no es el adecuado ya que los bloques supramarginales no reflejan el coste real ofertado al no incorporar las condiciones complejas que podrían ser más restrictivas.

A este respecto, cabe señalar que el criterio aplicado en esta resolución muestra las ofertas de cada una de las centrales de la misma forma, consistente con el proceso de casación en el mercado diario. Así, para que un bloque quede dentro o fuera de la casación, se contrasta su precio de oferta simple y, posteriormente, se comprueba si cumple la condición compleja. En el caso de los bloques que debido a su precio de oferta simple ya han sido excluidos de la casación, ya no se contemplan sus condiciones complejas, puesto que la propia oferta simple ya autoexcluye a la central de su casación.

En cualquier caso, aun contemplando el criterio propuesto por Endesa Generación S.A en sus alegaciones, en aras de aplicar el método más conservador para la empresa, el resultado sería idéntico a las ofertas mostradas en el Hecho probado primero¹⁴, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

¹⁴ Se ha realizado el ejercicio de aplicar el criterio más conservador planteado por Endesa Generación en sus alegaciones, sin que ello suponga ninguna variación con respecto a las ofertas presentadas mediante la aplicación del criterio de la CNMC.

Gráfico 10 Ofertas de Besós 3 y 5 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características aplicando el criterio de cálculo de ofertas propuesto por Endesa Generación en sus alegaciones



Fuente: CNMC, basado en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

Adicionalmente, Endesa Generación S.A afirma que la CNMC realiza una comparación sesgada puesto que sólo hace referencia a 8 centrales de un total de 51 que existen en España.

A este respecto, cabe señalar que, tal y como se indica en la presente resolución, el criterio de selección de la CNMC es el de mostrar “aquellos ciclos combinados que cuentan con similares características de contratación”. En particular, se detalla que la muestra se ha realizado seleccionando aquellas centrales con un régimen de funcionamiento similar al de las centrales investigadas, lo que determina, en última instancia, la modalidad de contratación de los peajes de acceso a la red de gas y, en definitiva, que oferten en el mercado con una estructura de costes marginales análogos. Así, se descartaron aquellas centrales que, a diferencia de las centrales investigadas, registraban un régimen de funcionamiento reducido y, por tanto, que no contaban con peajes de acceso de largo plazo (los peajes de acceso a la red de gas de corto plazo resultaban entre 8 y 11 €/MWh más caros que las que contaban con peajes de largo plazo).

Adicionalmente, del total de ciclos combinados, se descartan aquellas centrales que no tenían la posibilidad de vender su gas en otros mercados y, por tanto,

sus costes marginales son menores que los que podría tener Endesa Generación.

Tomando en consideración los criterios anteriores, la muestra formada por las centrales expedientadas en el periodo más las utilizadas para la comparación - en total 20 centrales- representaron el 70% de la producción de los ciclos combinados, mientras que las 31 restantes representaron el 30%¹⁵. Por todo ello, se concluye que la muestra resulta plenamente significativa.

V.2 Endesa Generación, S.A. afirma que su coste marginal fue superior al de otros titulares de CCGT debido a las compras de gas natural que realizó la empresa en el mercado MIBGAS.

Sobre esta cuestión, Endesa Generación, S.A. justifica sus ofertas alegando que éstas se calcularon a partir de precio del mercado ibérico de gas MIBGAS, referencia que refleja fundamentalmente las transacciones que se hicieron en el mercado del gas con entrega en el día siguiente D+1. A este respecto, Endesa Generación, S.A. aporta en sus alegaciones el Informe elaborado por [CONSULTORA] (folio 251 del expediente), en el que se manifiesta que *“El producto que mejor representa el coste de oportunidad de una central de ciclo combinado cuando realiza sus pujas en el día D para el mercado diario mayorista de electricidad del día D+1 (denominado mercado diario eléctrico o “pool”) es el precio del mercado de gas para el día D+1 (denominado precio diario de gas)”*. Y esto se justifica porque, según dicho informe, una central que dispone de gas el día D+1 tiene la opción de generar electricidad o vender el gas en el mercado diario (D+1) de gas (folio 265 de expediente).

A este respecto, es importante recalcar que el precio de las transacciones de gas realizadas con entrega en el día siguiente D+1 fue lógicamente más elevado que el precio de las transacciones con entrega en horizontes con un plazo superior (por ejemplo, mensual, trimestral, etc.), dado que el consumo de gas para el periodo septiembre de 2016 a enero de 2017 fue superior al previsto, tal y como se aprecia en la tabla siguiente, por lo que es obvio que Endesa Generación, S.A. quiera elegir esta referencia para justificar así el elevado precio de sus ofertas:

¹⁵ Estos porcentajes se mantienen si el análisis se realiza considerando todo el año 2016 lo que da muestra de que el comportamiento de unas centrales frente a otras se encuentra muy influido por la contratación de los peajes de largo plazo.

Tabla 4. Precio medio ponderado de negociación en el mercado OTC y MIBGAS con entrega diaria (D+1) frente a otros horizontes de mayor largo plazo

€/MWh	Día						
	D+1	Semana	En el mes M	M+1	Estacional	Trimestral Q	Anual Y
Oct 16	20	19	18	19		19	18
Nov 16	22	22	22	21	17	20	18
Dic 16	24	23	23	24	18	22	18
Ene 17	37	34	30	28	19	19	20

Fuente: Información aportada por los *brokers* que operan con subyacente el PVB de gas español, de la que se hace eco la Propuesta de Resolución (folio 534 del expediente administrativo)

Es ampliamente aceptado, que ofertar al coste de oportunidad es consistente con el comportamiento competitivo en los mercados de electricidad, tal y como indica el informe aportado por Endesa Generación, S.A. En particular, dicho coste de oportunidad viene dado por los ingresos a los que renuncia la central por el hecho de producir, es decir, el precio al que puede vender el combustible si existe un mercado para el combustible, tal y como se ha indicado en el Hecho probado cuarto.

Pues bien, el mercado de gas con entrega D+1 no puede considerarse como un mercado de referencia para los ciclos combinados a la hora de calcular este coste de oportunidad en aquel momento o el coste marginal de producción, a la vista de los volúmenes que se negociaban en el mismo. En la tabla siguiente se puede apreciar que simplemente el gas consumido por los ciclos combinados supera ampliamente el volumen que se negoció en este mercado en el periodo de análisis. Así, en el supuesto irreal de que todo el gas que se negocia en productos con entrega en D+1 hubiese sido destinado al consumo de los ciclos combinados, ese volumen únicamente hubiera permitido cubrir el suministro del 24% de las necesidades de los ciclos combinados. Asimismo, solamente el consumo de gas de los ciclos de Endesa Generación en el cuarto trimestre de 2016 y enero de 2017 ([CONFIDENCIAL]) hubiese supuesto el [CONFIDENCIAL] % del volumen de gas negociado en MIBGAS y en el mercado OTC mediante contratos diario e intradiarios. Esto implica que la escasa liquidez del mercado no hubiera permitido a los titulares de estas centrales realizar operaciones de compra o de venta por el volumen de su consumo de gas sin alterar radicalmente el precio del mercado, a la baja en el caso de intentar vender el gas que no se quiere consumir o al alza en el caso de intentar comprar el gas necesario para producir electricidad. Por ello, no es posible aceptar esta referencia de entrega diaria como coste de oportunidad de los ciclos combinados de Endesa Generación, S.A., tal y como manifiesta la propia empresa. Es cierto que, tal como indica la empresa, *“en el caso de las centrales que generan con*

gas, el coste de oportunidad viene dado por el precio del gas en el mercado de corto plazo (*spot*)”, pero ello solo se produce cuando el citado mercado spot tiene suficiente liquidez para ser una referencia válida, tal y como se reconoce en el Informe elaborado por [CONSULTORA] (folio 258 del expediente). En las fechas analizadas esta situación no concurrió.

Tabla 5. Volumen total de negociación de gas en el mercado OTC y MIBGAS con entrega diaria e intradiaria frente al consumo de gas de los ciclos combinados

	Volumen negociado (diario e intradiario) GWh	Consumo de gas de los Ciclos combinados GWh	Volumen negociado / Consumo gas Ciclos
Oct 16	1.524	7.206	21%
Nov 16	1.457	7.493	19%
Dic 16	1.681	7.218	23%
Ene 17	2.147	6.536	33%
Total	6.809	28.453	24%

Fuente: MIBGAS. Datos aportados por Endesa en sus alegaciones (Folio 230 del expediente) y Enagas.

Nota: El volumen negociado en OTC se ha calculado [CONFIDENCIAL] (Informe de Supervisión del mercado mayorista de Gas de la CNMC).

En este mismo sentido, cabe destacar que, de acuerdo con la información aportada por la propia Endesa Generación, S.A. en sus alegaciones, las compras de gas con entrega en D+1 que realiza el grupo Endesa representan únicamente el [CONFIDENCIAL] % de sus compras totales en el periodo de análisis, y apenas el [CONFIDENCIAL] % de sus compras netas en el mercado spot. Resulta sorprendente que, con un porcentaje tan bajo de las transacciones de gas de Endesa, se afirme por esta sociedad que le sirve como referencia para la elaboración de las ofertas de todas sus centrales de ciclo combinado, y especialmente para aquellas centrales que además tienen un funcionamiento altamente probable en restricciones técnicas por motivos de seguridad del sistema.

A este respecto, cabe recordar que, en el periodo analizado, el mercado de gas español (MIBGAS y el mercado OTC) estaba poco desarrollado, su liquidez era reducida y las señales de precios estuvieron condicionadas por dicha liquidez. En particular, el ranking que ACER elabora anualmente valorando el funcionamiento de los hubs de gas europeos considera que el mercado de gas español era en 2016 emergente (véase ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016 – Gas

Wholesale Market Volume, October 2017)¹⁶. ACER considera que en los mercados emergentes solo las señales de precio a largo plazo son fiables. En la misma línea, una valoración del mercado de gas español complementaria a la de ACER elaborada por un instituto de investigación independiente de la Universidad de Oxford en el contexto de un estudio sobre el desarrollo de los mercados de gas europeos considera que el mercado español era en 2016 poco maduro (véase Heather, P., & Petrovich, B. (2017). European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration)¹⁷. Concretamente, el estudio valora el mercado de gas español en 2016 como un mercado poco líquido en tanto que su volumen negociado fue inferior a la demanda de gas (como referencia de mercados líquidos y accesibles cabe mencionar el mercado holandés (TTF), cuyo volumen negociado en 2016 fue 57 veces superior a su demanda de gas, y el mercado británico (NBP), cuyo volumen negociado fue 22 veces superior a su demanda de gas).

Asimismo, en las alegaciones presentadas a la Propuesta de Resolución se sostiene que el precio del MIBGAS se mueve en línea con otros mercados de gas cercanos con los que existe oportunidad de arbitraje, en particular con el mercado organizado de gas del sur de Francia (TRS). Sin embargo, el arbitraje no permite que converjan los precios en tanto en cuanto la capacidad de interconexión en el corto plazo es reducida y el coste del peaje de la interconexión entre España y Francia es uno de los más elevados de Europa, lo que limita la realización de operaciones de *trading* a corto plazo por parte de operadores sin reserva de capacidad a largo plazo¹⁸.

Endesa Generación, S.A vuelve a insistir en sus alegaciones que *“la CNMC cuestiona que MIBGAS sea una referencia válida para determinar el coste marginal, basándose en su supuesta falta de liquidez”*.

A este respecto, cabe indicar que la falta de liquidez del contrato con entrega en D+1 en MIBGAS y en el mercado OTC no implica que la señal de precios no sea válida, sino que dicha señal de precios no es representativa del coste de

¹⁶

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Market%20Monitoring%20Report.%20CONSUMER%20PROTECTION%20AND%20EMPOWERMENT.pdf

¹⁷ <https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-updated-analysis-liquidity-maturity-barriers-market-integration/>

¹⁸ Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2017 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado –MIBGAS. https://www.cnmc.es/sites/default/files/2184061_11.pdf

oportunidad de los ciclos combinados¹⁹. [CONFIDENCIAL]. En definitiva, el coste de oportunidad de un ciclo combinado en un momento determinado son aquellos ingresos que se derivarían de la venta de su combustible si existiera un mercado alternativo líquido y accesible para el mismo, no pudiendo considerarse como tal el mercado de contratos D+1.

Por tanto, esta Sala no discute la validez de los precios que resultaron en los mercados MIBGAS y OTC para los contratos D+1. Lo que no puede aceptarse es que dichos precios reflejen el coste de oportunidad de todo el gas necesario para el funcionamiento de sus ciclos combinados ([CONFIDENCIAL]) ni, más aun, del gas necesario para el funcionamiento de todos los ciclos combinados (28.453 GWh), ya que la liquidez de dichos contratos en MIBGAS y en el mercado OTC no es suficiente para comprar y vender cantidades relevantes sin alterar el precio.

Endesa Generación, S.A. alega *“Que la hipotética falta de liquidez de MIBGAS no invalida el uso del precio de MIBGAS queda probado por el hecho de que existe una convergencia casi perfecta entre los precios de los productos con entrega inmediata (D+1 o intradía) en el mercado OTC y MIBGAS”*. Asimismo, alega que *“La referencia del precio de MIBGAS no puede ser descartada aludiendo que es un mercado poco líquido, sin analizar también la liquidez del propio mercado del OTC en España, dada la muy elevada convergencia de los precios”*. La CNMC coincide con Endesa Generación, S.A en que los precios de ambos mercados están alineados en tanto no existen barreras a la negociación y ambos deben considerarse en los análisis a efectos de valorar la liquidez de los contratos de entrega inmediata²⁰. Por ello, todas las consideraciones sobre liquidez del mercado de gas realizadas en esta resolución se han calculado teniendo en cuenta los volúmenes negociados tanto en MIBGAS, como en el mercado OTC.

Endesa Generación, S.A. también alega que *“La supuesta falta de liquidez de MIBGAS D+1 NO justifica que se pueda utilizar la referencia M+1 por el simple hecho de que sea más líquida. En un caso extremo, no tiene sentido usar como*

¹⁹ El coste de oportunidad de un ciclo combinado en un momento determinado, se define como aquellos ingresos que la central podría conseguir dedicando la energía o el combustible necesario para producirla en un uso alternativo; en particular, serían sus costes de oportunidad aquellos ingresos que se derivarían de la venta de su combustible si existiera un mercado líquido y accesible para el mismo.

²⁰ En el caso de que los precios fueran diferentes, los agentes económicos aprovecharían la existencia de dichas diferencias (comprando en el mercado barato y vendiendo en el mercado caro) obteniendo un beneficio seguro por arbitraje entre dichos mercados.

referencia en España el precio del gas en EEUU (Henry Hub) por el simple hecho de que sea mucho más líquido el D+1 que MIBGAS. De la misma forma que no es posible traer el gas de EEUU para quemarlo en Besós al día siguiente, tampoco es posible traerlo del futuro (cuando se usa la referencia M+1, el gas se entrega en el mes siguiente)”. A este respecto, se señala que, existen tres grandes mercados regionales de gas en el mundo: Norteamérica, Europa y Asia, cada uno de ellos con una estructura diferente en función de su grado de madurez, las fuentes de aprovisionamiento, la dependencia de las importaciones y otros factores geográficos y políticos. Por tanto, son mercados geográficos distintos que presentan diferenciales de precios significativos que derivan de las barreras logísticas existentes (principalmente el coste de transporte), las cuales imposibilitan la convergencia de precios mediante arbitraje. Así, la referencia citada por Endesa Generación en sus alegaciones correspondiente al mercado de Estados Unidos, a pesar de ser mucho más barata que las europeas, no habría sido utilizada por la CNMC en ningún caso, al no ser posible el aprovisionamiento de los ciclos combinados en España en el corto plazo desde ese mercado. Tampoco se han utilizado otras referencias europeas como pueden ser las relativas a los mercados de Holanda (TTF) y Gran Bretaña (NBP), que aun contando con mucha liquidez (entre los dos totalizan el 85% de la negociación en Europa), no reflejaron el precio de las transacciones en la península, dada la existencia de limitaciones en la infraestructura de transporte de gas con el resto de Europa que imposibilitan la convergencia de los precios. En particular, durante el periodo analizado, el incremento del precio de los cargamentos de gas (GNL) provocó un aumento del precio del gas en España, que no fue reflejado en otros mercados europeos. Por ello, con el fin de no subestimar el coste de generación de los ciclos investigados, el análisis se ha realizado tomando una referencia pública construida a partir de las transacciones que se realizaron en la península durante el periodo. Dicha referencia, además se encuentra en línea con el precio de los aprovisionamientos y transacciones realizadas por el grupo Endesa en el sistema español con horizonte de entrega mensual o superior (ver gráfico 4 [Confidencial] del Hecho probado segundo de esta resolución).

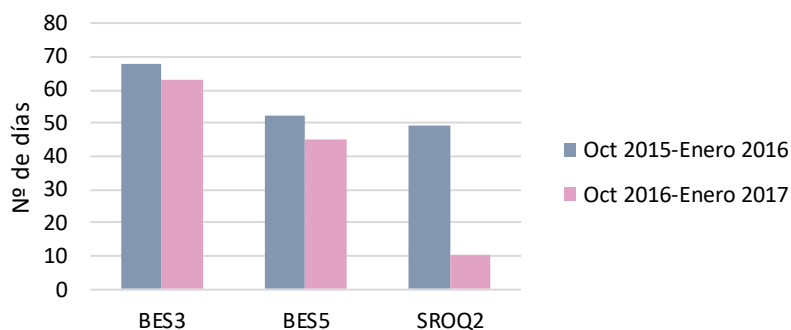
Adicionalmente, Endesa alega que *“si hubiese podido aprovisionarse para hacer frente a sus necesidades de gas mediante un producto M+1, a un coste inferior que el del producto D+1, lo habría hecho, ya que los productos con entrega a corto tuvieron un precio superior a los de entrega a largo”*. A este respecto, cabe señalar que Endesa sí se aprovisionó mediante productos M+1 durante el periodo análisis, tal y como se refleja en el gráfico 4 mencionado anteriormente

y, además, nada le impedía haberse aprovisionado con mayores volúmenes de dicho producto tal y como lo hicieron otros titulares de ciclos combinados mediante dicho contrato. Es decir, el hecho de que Endesa Generación decidiera no realizar unas mayores compras mediante productos M+1, no es razón para el precio de dicho contrato deje de ser una mejor estimación del coste de oportunidad, dado que era el único que contaba con liquidez suficiente tanto para poder vender o comprar el gas correspondiente al consumo de los ciclos combinados. En este mismo sentido, se ha de indicar que no tendría sentido pensar que cada ciclo combinado instalado en España debe reflejar diferente coste de oportunidad en función del mercado donde su titular decide aprovisionarse para una pequeña parte del consumo de su gas.

Hay que recordar que, a diferencia de lo que ocurre a otros titulares de ciclos combinados, los grupos de la central de Besós de Endesa Generación, S.A. objeto de este expediente se encuentran situados en zonas de restricciones técnicas estructurales, por lo que su despacho resulta habitual en cualquier periodo por parte del operador del sistema, independientemente de las condiciones de viento o agua que se den en el sector eléctrico o del contexto de precios energéticos. Esta alta probabilidad sobre el funcionamiento de sus ciclos que no tienen el resto de las empresas, debería suponer para Endesa Generación, S.A. disponer de suministro de gas para sus ciclos combinados que es incompatible con un abastecimiento en un mercado a corto plazo, orientado fundamentalmente a permitir los ajustes de los agentes sobrevenidos en el propio día, y no a permitir el despacho continuo de una central. No se justifica en ningún caso que el grupo Endesa disponga de ese compromiso firme de entrega con sus clientes industriales y domésticos, tal y como indica en sus alegaciones (folio 265 del expediente) y, sin embargo, no lo tenga con unas centrales que resultan necesarias para garantizar la seguridad de suministro.

Así, si se compara el despacho por restricciones de sus centrales en el año anterior con el periodo de análisis de este expediente, no se aprecian variaciones significativas, detectándose incluso reducciones en el número de días de despacho con respecto al año anterior, tal y como se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 11 Número de días en los que las centrales de Endesa Generación, S.A. (Besós 3, Besós 5 y San Roque 2) resultan programadas por restricciones técnicas en Octubre 2016-Enero 2017, y en Octubre 2015-Enero 2016



Fuente: CNMC

Finalmente, también indica Endesa Generación, S.A. que siguió aplicando el mismo criterio de ofertar a precio de MIBGAS en el periodo febrero a abril de 2017, aun cuando el coste medio de su cartera de aprovisionamiento de gas estaba por encima de ese precio. Cuestiona aquí la empresa que, si su interés hubiera sido el de autoexcluirse del mercado diario en este periodo, no habría ofertado aquí con el precio del MIBGAS sino con su coste marginal de adquisición. A este respecto cabe señalar que, durante ese periodo, tanto el precio del MIBGAS D+1 como el precio del gas de los productos M+1 como el precio medio de adquisición del gas se encontraban, con carácter general, significativamente por encima del precio del mercado diario, por lo que, independientemente del precio de referencia de gas utilizado por la empresa para elaborar su oferta, sus centrales no hubieran resultado despachadas en el mercado diario durante ese periodo, y por tanto, no hubiera existido, ni autoexclusión ni alteración del despacho. Por tanto, nada tiene que ver ese periodo referenciado por Endesa Generación con los meses investigados, en los que se registró un escenario de precios elevados en el mercado diario, superiores a los costes marginales de generación de los ciclos combinados de gas.

V.3. Endesa Generación S.A. afirma que las ofertas al mercado diario de las centrales de Besós 3 y 5 coinciden con su coste marginal.

Endesa Generación defiende que la estimación del coste marginal de las centrales por parte de la CNMC es errónea, al utilizar un precio de referencia de gas erróneo, suponer un contrato de acceso a la red de gas erróneo y utilizar un rendimiento medio para todos los ciclos. Al cambiar estos componentes del coste con los que la empresa considera adecuados, la curva de oferta de Besós 5 coincide con la del coste estimado según su criterio.

En cuanto al precio de referencia de gas, Endesa Generación utiliza el precio del MIBGAS (D+1) para la construcción de sus ofertas al mercado diario. Sin embargo, como ya se ha explicado en el segundo punto de este Fundamento Jurídico, éste no puede considerarse un precio de referencia válido en el periodo analizado.

Con respecto al rendimiento de las centrales de ciclo combinado, Endesa Generación indica que la utilización por parte de la CNMC de un rendimiento medio de un [CONFIDENCIAL] para todo el periodo y para los dos grupos no es correcto, dado que el rendimiento de un ciclo combinado depende de múltiples factores; temperatura, humedad ambiente, presión, régimen de funcionamiento, etc. A este respecto, la CNMC considera que el rendimiento medio utilizado en la resolución corresponde con un funcionamiento conservador con el fin de no subestimar los costes de generación de las centrales investigadas. Prueba de que es conservador es que la propia empresa afirma que, en general, el rendimiento utilizado por la empresa para elaborar sus ofertas es superior al usado por la CNMC. En este sentido, aporta un gráfico en el folio 675 del expediente con la curva de rendimientos de sus ciclos combinados, donde se pone de manifiesto que el peor rendimiento que presentan estas dos centrales en su punto óptimo de funcionamiento (que según la empresa es el que utiliza para calcular la oferta al mercado diario) supera el [CONFIDENCIAL]²¹, siendo por tanto, este porcentaje superior al considerado por la CNMC en sus estimaciones de costes. Se confirma, por tanto, que el criterio de la CNMC ha sido conservador en cuanto a que ha estimado un mayor coste, a partir de un peor rendimiento, que el que considera Endesa Generación.

Por otra parte, Endesa Generación afirma también que en las ofertas se debe reflejar el término fijo del peaje diario dado que, en caso de resultar casada la central, tendría que contratar ese peaje, mientras que la CNMC no lo ha tenido en cuenta a la hora de estimar los costes de generación cuando únicamente

²¹ Rendimiento PCS

funciona uno de sus grupos. A este respecto, la CNMC considera que el argumento de Endesa Generación no es correcto ya que las centrales investigadas cuentan con un peaje de largo plazo que les permitiría funcionar a un determinado nivel de carga, sin necesidad de contratar peajes diarios. El incorporar en sus ofertas unos peajes diarios asociados a un eventual nivel de carga superior supondría la renuncia a la posibilidad de resultar despachada, y por tanto, la renuncia a la obtención de un posible margen derivado de su despacho. No obstante lo anterior, se ha señalado que, incluso realizando el ejercicio con el criterio propuesto por Endesa Generación, resultarían 6 días sancionables para Besós 3 y 5, adicionales a los recogidos en el Hecho probado séptimo de esta Resolución estimados de acuerdo con los criterios de esta Comisión. Para realizar este ejercicio, se ha considerado la parte proporcional²² del peaje de gas diario que precisaría la central para alcanzar un funcionamiento con una carga de entre el [CONFIDENCIAL] y el [CONFIDENCIAL] según considera Endesa Generación en sus ofertas, y unos rendimientos acordes a ese nivel de carga²³.

V.4 Endesa Generación S.A. afirma que no tiene certeza de que las centrales de Besós 3 y 5 vayan a ser requeridas en el proceso de restricciones técnicas por parte del Operador del Sistema.

Endesa Generación afirma que la propia Comisión ha reconocido que el Tribunal Supremo, en su sentencia de 27 de enero de 2010, ha incrementado el estándar de prueba requerido para tipificar este tipo de conductas. Concretamente, cita el expediente S/104/08 en el que la extinta Comisión Nacional de Competencia llegó a la conclusión de que no podía acreditarse con el rigor exigido que los agentes pudieran tener certeza de ser efectivamente llamados a resolver restricciones técnicas.

A este respecto, cabe señalar que la infracción analizada en el citado expediente era principalmente relativa a abusos de posición de dominio al amparo del

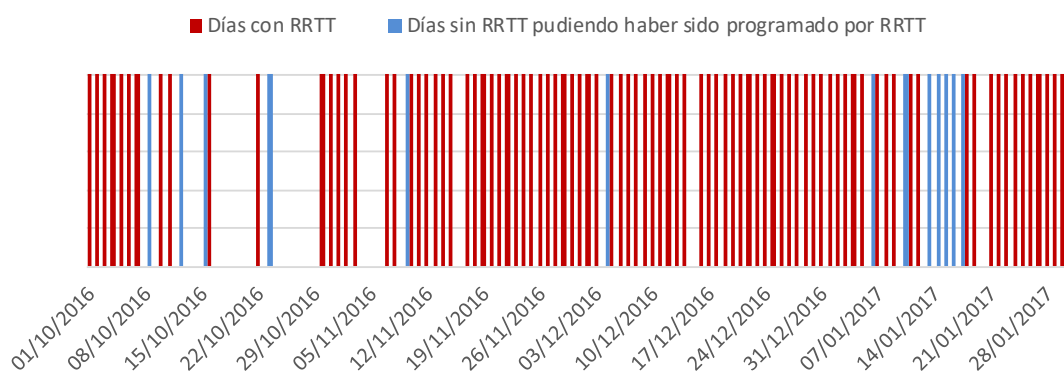
²² Si bien Endesa Generación afirma que se ha de considerar el coste del peaje diario para toda la energía ofertada, únicamente debe considerarse el coste ponderado entre el coste que representa el peaje diario y el que representa el peaje de largo plazo, teniendo en cuenta el consumo de gas asociado a cada peaje, reflejando así el coste real del modo de funcionamiento elegido por la empresa.

²³ Con el fin de poder considerar el rendimiento de cada periodo, según solicita Endesa Generación, se han considerado los rendimientos aportados por Endesa para cada mes y cada central en su escrito de alegaciones a la incoación del sancionador (Folio 232): [CONFIDENCIAL]. Se han considerado el porcentaje de ponderación entre peajes diarios y de largo plazo derivado del funcionamiento indicado por Endesa en sus alegaciones: la capacidad de gas contratada a largo plazo habría permitido el funcionamiento de [CONFIDENCIAL] MWe y el resto de potencia con contrato diario.

artículo 2 de la Ley de Defensa de la Competencia para el cual, es preciso demostrar, en primer lugar, la existencia de una posición de dominio. Así, la mencionada sentencia del Tribunal Supremo requiere como necesaria la demostración de la certeza de que las centrales serían llamadas para la solución de las restricciones técnicas para poder analizarse los supuestos de posición de dominio. Por el contrario, la tipificación de la conducta analizada en la presente resolución viene establecida en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre: *“la presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado”*. Esta infracción no precisa de la acreditación de cuestiones propias del ámbito de defensa de la competencia, en particular, la existencia de una posición de dominio, sino de otros elementos abordados ya extensamente en el Fundamento Jurídico III de esta resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, ha quedado demostrado en el Hecho probado sexto la elevada probabilidad con la que las centrales investigadas resultan despachadas por restricciones técnicas en el periodo investigado: en términos medios, el 87% de las ocasiones en que su despacho es posible, alcanzando en varios meses cifras del 96- 97%, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, donde se señalan en rojo los días concretos en los que resultaron despachadas por restricciones técnicas y, en azul, aquellos en los que no fue así.

Gráfico 12 Días en los que las centrales de Besós 3 o Besós 5 resultan despachadas por restricciones técnicas (en rojo) y días en los que, pudiendo haber sido llamado por restricciones, no resultó despachada (en azul):



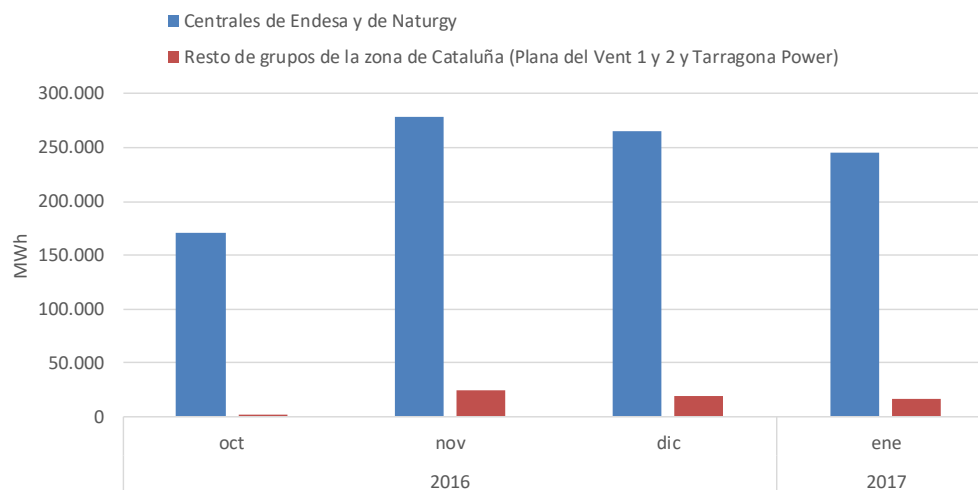
Fuente: CNMC

Por otro lado, afirma Endesa Generación que en la zona de Cataluña donde se sitúan Besós 3 y 5, existe un número de ciclos muy superior al que se necesita por restricciones técnicas, por lo que no existe garantía alguna de asignación. En concreto, destaca que existen nueve grupos de ciclos combinados de cinco propietarios diferentes.

Pues bien, a este respecto cabe señalar que, si bien existe en la zona un número mayor de ciclos del que precisa el Operador del Sistema para resolver los problemas de seguridad, las restricciones técnicas que se identifican con una mayor frecuencia en la Zona Catalana están localizadas en la alimentación al anillo metropolitano de Barcelona y, aunque su resolución en algunos casos puede llegar a requerir la programación de los grupos de Tarragona, se resuelven normalmente con la programación de los grupos de Besós y de Puerto de Barcelona, solución que tiene una efectividad significativamente mayor para la resolución de estas restricciones técnicas localizadas en la alimentación del anillo metropolitano.

Prueba de ello es que la programación por restricciones en la zona de Cataluña fue proporcionada mayoritariamente por dos empresas, Endesa Generación (titular de los ciclos de Besós 3 y 5) y Naturgy (titular de los ciclos de Puerto de Barcelona y Besós 4, objeto de otro expediente sancionador tramitado bajo la referencia SNC/DE/175/17). En consecuencia, si bien la existencia de nueve grupos y cinco titulares distintos en la zona pudiera hacer pensar en la existencia de una elevada presión competitiva y, por tanto, una falta de certeza en la programación, esto no es correcto ya que, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, y como bien conoce Endesa Generación, la programación por restricciones técnicas de estas dos empresas representa el 95% de la energía despachada por restricciones en la zona.

Gráfico 13 Energía programada en restricciones técnicas en la zona de Cataluña



Nota: Energía despachada en restricciones técnicas a subir, Fase I. Tarragona no funcionó durante el periodo analizado, consiguiendo la Resolución de Cierre de la central el 21 de septiembre de 2017

Fuente: CNMC

V.5. Endesa Generación afirma que el beneficio obtenido por Endesa como resultado de esta práctica no es el indicado por la CNMC debido a la estimación incorrecta del coste marginal de las centrales en mercado diario y en restricciones técnicas.

Endesa, en su escrito de alegaciones, cuestiona la estimación del beneficio obtenido por la infracción apreciada. Sostiene que la estimación del coste marginal por parte de la CNMC es incorrecta -cuestión que ya ha sido rebatida en los apartados precedentes – y que el cálculo de beneficio debería tener en cuenta que existe un incremento de costes de explotación cuando la central se programa por restricciones técnicas (sólo unas pocas horas y al mínimo técnico), al incurrir en costes de arranque y funcionar a un régimen con un rendimiento reducido.

Sobre esta cuestión cabe señalar, en primer lugar, que el objeto del expediente sancionador consiste en probar que las centrales investigadas deberían haber resultado despachadas en el mercado diario consiguiendo un programa de despacho óptimo. No cabe, por tanto, a la hora de determinar el beneficio obtenido por la empresa, detraer aquí unos mayores costes derivados de un peor funcionamiento de las centrales en el proceso de restricciones técnicas, que ha sido determinado voluntariamente por la propia empresa, a través de su autoexclusión del mercado diario. Adicionalmente, es preciso indicar que la

empresa cuenta con mercados posteriores al proceso de restricciones técnicas que le permiten optimizar su nivel de funcionamiento, posibilidad de la que la sociedad no ha hecho uso.

En segundo lugar, se recuerda que, en aras de aportar una estimación de beneficios conservadora, se han eliminado del cálculo realizado en el Hecho probado séptimo, los días en los que las centrales deberían arrancar y, por tanto, habrían contado con unos costes adicionales.²⁴

V.6. Endesa Generación afirma que los ciclos combinados no obtienen una rentabilidad mínima durante el periodo de comisión de la infracción.

Alega Endesa Generación que la central de Besós, grupos 3 y 5, no ha obtenido ni tan siquiera un mínimo de rentabilidad razonable durante el periodo analizado, para lo que aporta su cuenta de resultados.

Casi parece innecesario recordar que el objeto de este expediente no puede ser valorar el estado financiero de la central, ni su política de amortización, sino valorar un comportamiento estratégico con impacto sobre la demanda eléctrica y su encaje dentro de las infracciones previstas dentro del régimen sancionador del sector eléctrico.

V.7. Endesa Generación afirma que el grupo Endesa tuvo un saldo comprador en el mercado diario por lo que no tenía interés en alterar el precio del mercado.

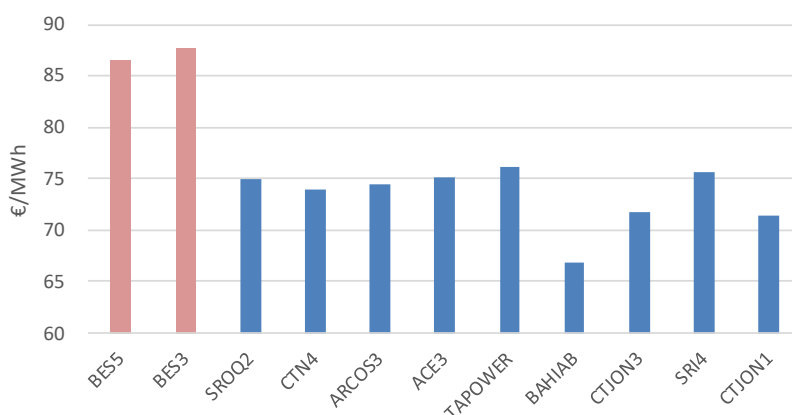
La empresa alega que el grupo Endesa tuvo un saldo comprador en el mercado diario de electricidad, por lo que los precios anormalmente altos que se produjeron en el mercado diario supusieron una pérdida económica para la empresa.

De nuevo, procede reiterar que el objeto de este expediente es demostrar la existencia de ofertas elevadas por parte de unos grupos concretos de concretas centrales de ciclo combinado con la intención de resultar autoexcluidos del mercado diario para resultar despachados posteriormente en el proceso de restricciones técnicas. En el presente procedimiento no se ha concluido en ningún caso que Endesa Generación, S.A. quisiera alterar el precio del mercado diario (en el que, por otra parte, los precios elevados que se cargan sobre las posiciones compradoras tienen la opción de ser trasladados al consumidor en periodos posteriores tras su reflejo en el mercado minorista), sino simplemente obtener unos ingresos superiores a través de su participación en otro mercado.

²⁴ Véase nota al pie de la tabla 3 del hecho probado séptimo.

El gráfico siguiente muestra que, como resultado de la actuación de la empresa, los ingresos medios durante el periodo de análisis de Besos 3 y 5 resultan claramente superiores a los del resto de centrales de similares características, lo que pone de manifiesto que consiguió su objetivo.

Gráfico 14 Ingresos medios obtenidos en el mercado de producción de electricidad por las centrales de Endesa Generación, S.A. y por el resto de centrales de similares características de contratación en Octubre 2016-Enero 2017



Nota: Se incluyen los ingresos medios obtenidos en los mercados diarios, intradiarios, restricciones técnicas y resto de servicios de ajuste. No se incluyen pagos por capacidad.

Fuente: CNMC a partir de las liquidaciones del Operador del Mercado y del Sistema

VI. SANCIÓN APLICABLE A LAS INFRACCIONES COMETIDAS POR ENDESA GENERACIÓN S.A.

El artículo 67 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico prevé, en su apartado 1, una multa no inferior a 600.000 euros, ni superior a 6.000.000 euros por la comisión de una infracción grave, si bien indica en su apartado 2 que la sanción no podrá superar el 10% del importe neto anual de la cifra de negocios del sujeto infractor.

Dicho límite máximo del artículo 67.2 se concreta en el presente caso en la cifra de 459.284.800 euros, cerca de quinientos millones de euros, dado que la cifra de negocios de Endesa Generación, S.A es de 4.592.848.000 euros, según resulta de sus cuentas anuales depositadas en el registro mercantil de Sevilla, correspondientes al ejercicio 2017.

Por su parte, el artículo 67.4 de la Ley 24/2013 establece que la cuantía de la sanción a imponer dentro de los límites indicados, se graduará teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.
- b) La importancia del daño o deterioro causado.
- c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.
- d) El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma.
- e) La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma.
- f) La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma entidad cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.
- g) El impacto en la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- h) Cualquier otra circunstancia que pueda incidir en el mayor o menor grado de reprobabilidad de la infracción.

Por su parte, la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, en su artículo 29, establece en su apartado 2 que *“El establecimiento de sanciones pecuniarias deberá prever que la comisión de las infracciones tipificadas no resulte más beneficiosa para el infractor que el cumplimiento de las normas infringidas”* siendo ésta una regla que conduce al necesario análisis del beneficio obtenido como consecuencia del comportamiento analizado.

Asimismo, el apartado 3 del mismo artículo 29 de la Ley 40/2015 establece que, en la determinación normativa del régimen sancionador, así como en la imposición de sanciones por las Administraciones Públicas, se deberá observar la debida idoneidad y necesidad de la sanción a imponer y su adecuación a la gravedad del hecho constitutivo de la infracción. Añade que la graduación de la sanción considerará especialmente los siguientes criterios:

- a) El grado de culpabilidad o la existencia de intencionalidad.
- b) La continuidad o persistencia en la conducta infractora.
- c) La naturaleza de los perjuicios causados.
- d) La reincidencia, por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma naturaleza cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.

Atendiendo a las circunstancias indicadas, tanto en la Ley 24/2013 como en la Ley 40/2015, se tiene en cuenta el hecho de que el incumplimiento no ha supuesto peligro para la vida o la salud de las personas, o la seguridad o el medio ambiente.

Sin embargo, se ha alterado o pretendido alterar de forma relevante el normal despacho de las unidades de generación, ya que durante un importante período de tiempo -cuatro meses, coincidente además con precios altos en el mercado- se ofertaron precios más elevados para conseguir la autoexclusión de una serie de unidades de generación para obtener, con una actuación que a la postre se ha revelado contraria a la racionalidad económica, un beneficio superior e ilícito del generador y, en última instancia, en perjuicio del conjunto de los consumidores del sistema eléctrico.

Adicionalmente, es preciso tener en cuenta la prohibición que establece el artículo 29.2 de la Ley 40/2015 de que la sanción no resulte más beneficiosa para el infractor que el incumplimiento de las normas infringidas. Ello justifica que la sanción que se imponga no pueda ser inferior al citado beneficio que ha sido calculado en el hecho probado séptimo y en el cuadro de ingresos que allí se contempla, así como en el fundamento jurídico III de la presente resolución.

Finalmente, como se ha puesto de manifiesto en el citado fundamento jurídico de la presente resolución, se han cometido en el presente caso dos infracciones, una por cada grupo o unidad de producción. Estas dos infracciones del artículo 65.34 de Ley 24/2013 han sido cometidas de forma independiente, en días y por unidades de generación diferentes. La pertenencia de las distintas unidades de generación a la misma sociedad determina, por razones obvias de celeridad y eficacia, la tramitación procedimental acumulada, pero a la hora de sancionar ha de entenderse que la mercantil ha cometido tantas infracciones, al menos, como unidades de generación en las que ofertó de modo anómalo o desproporcionado al objeto de alterar el despacho ordinario, por lo que ha de fijarse la correspondiente sanción por cada una de ellas.

Las circunstancias anteriormente citadas, la gravedad de la infracción como consecuencia del carácter repetido e intencionado de la conducta, así como las consideraciones derivadas del principio de proporcionalidad determinan que la sanción para cada una de las infracciones cometidas ha de ser necesariamente superior al beneficio obtenido por cada una de las unidades de generación.

Se considera ajustado al principio de proporcionalidad incrementar la sanción en un cincuenta por ciento respecto al beneficio, redondeando posteriormente a la centena de millar.

En consecuencia, para la infracción cometida por el grupo Besós 3, cuyo beneficio fue de 1.697.942 euros, se fija una sanción de 2.500.000 euros, y en el caso de la infracción cometida por el grupo Besós 5, cuyo beneficio fue de 2.205.289 euros, se fija una sanción de 3.300.000 euros, importe inferior en ambos casos, al máximo previsto para las faltas graves en el artículo 67.1 de la Ley 24/2013, ascendiendo en total a la cifra de 5.800.000 euros.

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

ACUERDA

PRIMERO. Declarar que Endesa Generación, S.A. es responsable de la comisión de dos infracciones graves, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, como consecuencia de las ofertas realizadas al mercado diario por las unidades de generación Besós 3 y Besós 5 de la central de ciclo combinado de Besós, durante el período comprendido entre octubre de 2016 y enero de 2017.

SEGUNDO. Imponer, a la citada sociedad, las siguientes sanciones: una multa de 2.500.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Besós 3 y una de multa de 3.300.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Besós 5. Ello determina la imposición de una sanción total de 5.800.000 euros.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese al interesado.

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.