

RESOLUCIÓN DEL PROCEDIMIENTO SANCIONADOR INCOADO A NATURGY GENERACIÓN, S.L.U. (ANTERIORMENTE GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.) POR LA REALIZACIÓN DE OFERTAS ANORMALES O DESPROPORCIONADAS PARA LA ALTERACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN.

SNC/DE/175/17

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 período 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, con los datos procedentes del Operador del Mercado Ibérico-Polo Español S.A. (OMIE) y del Operador del Sistema (Red Eléctrica de España S.A.), se detectó 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 las centrales de carbón y una buena parte de los ciclos combinados fueron despachados en el mercado diario¹.

Sin embargo, mientras que la mayoría de centrales de ciclo combinado que funcionaban en este periodo fueron despachadas en mercado diario, las centrales de ciclo combinado Besós 4, los grupos 1 y 2 de la central Puerto de Barcelona, los grupos 1, 2 y 3 de Sagunto, la central de Málaga 1 y la central de San Roque 1, todas ellas propiedad de Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. (sociedad actualmente denominada Naturgy Generación, S.L.U.²), no resultaron despachados, aun siendo de similares características a las anteriores.

Al analizar la programación de estas centrales diariamente y por segmentos de mercado, se observó que estos grupos y centrales 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 las zonas en las que se encuentran estas centrales de ciclo combinado (Cataluña, Levante Norte, Andalucía Oriental y Campo de Gibraltar) existen problemas de seguridad de suministro estructural en la zona, por lo que es necesaria la programación de estas centrales para el control de tensión y la cobertura de la demanda.

Al no resultar despachadas estas centrales en el mercado diario, el operador del sistema necesitó programar de forma sistemática a estos grupos y centrales en el proceso de resolución de restricciones con el fin de poder garantizar la seguridad del sistema.

Al resultar estas centrales despachadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas, tratándose este proceso de un mercado menos competitivo que el mercado diario³, los ingresos que obtuvieron fueron

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.

Por otra parte, 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.

² Escritura de cambio de denominación de fecha 12 de septiembre de 2018, la cual figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid.

³ En los procesos de restricciones técnicas la competencia por el servicio es muy limitada debido al carácter local de dichas restricciones. Adicionalmente, la liquidación del proceso de resolución

superiores a los que consiguieron cuando resultaban despachadas en el mercado diario.

Estas centrales consiguieron no resultar despachadas en el mercado diario en el periodo de análisis, a pesar de tratarse de un periodo de precios elevados, al presentar unas ofertas elevadas a ese mercado. Dado que no existía una justificación para que esas centrales presentasen unas ofertas tan elevadas, resultaba preciso recabar información sobre el precio del combustible que utilizan estas centrales, esto es, del gas natural. Para ello, se consideró necesario la apertura de un expediente informativo [---] 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 septiembre 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.
- 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, en lo que interesa al presente procedimiento, a Gas Natural SDG, S.A., grupo al que pertenece Gas Natural Fenosa Generación, S.L (actualmente Naturgy Generación, S.L.U.), a fin de poder conocer las

de restricciones técnicas es un “pay-as-bid” (el precio que se recibe se corresponde con el ofertado).

condiciones de los aprovisionamientos de gas natural que realiza la matriz para las centrales de generación del grupo empresarial.

SEGUNDO.2 Información remitida por Gas Natural SDG, S.A.

Mediante escrito de 17 de febrero de 2017 se recibió en la CNMC la contestación de Gas Natural SDG, S.A al requerimiento de información enviado. En la contestación remitida por esta empresa se expresa lo siguiente:

- La empresa indicó que la sociedad que concentra las operaciones logísticas y la importación del gas en España es [CONFIDENCIAL].
- La empresa aportó información sobre los volúmenes y precios en relación con la cartera de aprovisionamiento y con las transacciones realizadas dentro del sistema español, para el periodo septiembre 2016 – enero 2017.
- La empresa aportó información sobre las desviaciones entre la previsión inicial y el consumo real de gas, indicando las actuaciones llevadas a cabo para resolver dichas desviaciones. Asimismo, se informó sobre la cancelación de descargas de buques previstas, así como restricciones en el suministro de los proveedores de gas.
[CONFIDENCIAL]

SEGUNDO.3 Nuevo requerimiento de información.

Mediante escrito de fecha 13 de marzo de 2017, el Director de Energía procedió a realizar nueva petición de información a Gas Natural SDG, S.A, al entender que parte de la información solicitada mediante el oficio del 1 de febrero había sido aportada de manera incompleta, en particular, la referida a los contratos de aprovisionamiento de gas y de suministro a ciclos combinados. Asimismo, se solicitó información adicional en relación con el plazo de las transacciones de OTC y en relación con los contratos de suministro con [CONFIDENCIAL] para sus ciclos combinados.

SEGUNDO.4 Información remitida por Gas Natural SDG, S.A.

Con fecha 28 de marzo de 2017 se recibió en la CNMC la contestación de Gas Natural SDG, S.A a este nuevo requerimiento de información.

En esta segunda contestación, la empresa aporta información individualizada sobre las transacciones realizadas por Gas Natural Aprovisionamientos, SDG, S.A con destino a España en el periodo considerado (en el primer envío, únicamente se informaba de las transacciones realizadas por Gas Natural Comercializadora -empresa que es suministrada a su vez por Gas Natural Aprovisionamientos, SDG, S.A.-, reflejándose precios medios de transferencia intragrupo).

TERCERO. Incoación del expediente sancionador a Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. (actualmente Naturgy Generación, S.L.U.)

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 Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. en su condición de titular de las centrales de ciclo combinado de Sagunto 1, 2, y 3, San Roque 1, Málaga 1, Puerto de Barcelona 1 y 2, y Besós 4, 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 GNFG [Gas Natural Fenosa Generación] al haber procedido en las centrales indicadas a asignar valores de precio a las ofertas al mercado diario de carácter anormal o desproporcionado. El objeto de estas ofertas sería excluir a estas centrales 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 las indicadas centrales 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 GNFG es la asignación de precio para las ofertas de las centrales de referencia a un precio que resulta superior a sus costes marginales⁴, 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 estas centrales resultaran programadas por restricciones técnicas en caso de no ser despachadas en el mercado diario, al ser necesario habitualmente algún grupo térmico para la seguridad del sistema eléctrico en las zonas donde estas centrales se ubican, pudiendo obtener unos ingresos superiores a los que hubieran obtenido derivados de su participación en el 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 las centrales se encontraban disponibles, las ofertas no fueran casadas en el mercado

⁴ 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., “Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets”; *The Electricity Journal*, 13(6), 49-57; 2000).

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 Gas Natural Fenosa Generación S.L.U. de ampliación de plazo y vista del expediente (actualmente Naturgy Generación, S.L.U.)

Mediante escrito de 5 de diciembre de 2017, Gas Natural Fenosa Generación solicitó, al amparo del artículo 32 de la Ley 39/2015, la ampliación del plazo conferido para alegaciones (hasta el máximo que prevé la Ley citada) y la vista del expediente administrativo. Ambas peticiones le fueron concedidas mediante acuerdo de 11 de diciembre de 2017, ampliándose el plazo hasta el 4 de enero de 2018 y poniendo a su disposición el expediente por vía telemática.

QUINTO. Solicitud de Gas Natural Fenosa Generación S.L.U. de incorporación de información al expediente (actualmente Naturgy Generación, S.L.U.)

Con fecha 13 de diciembre de 2017 tuvo entrada escrito de la misma fecha de Gas Natural Fenosa Generación, por el que solicita, con suspensión del plazo para presentar alegaciones, “*se acuerde la incorporación al expediente de la totalidad de informes o documentos que hayan servido de base para la adopción del acuerdo de incoación del expediente sancionador y en su caso sustentarán la resolución definitiva del mismo.*”

El 21 de diciembre de 2017, el Director de Energía contestó a dicha solicitud desestimando la petición de incorporación al expediente de lo solicitado, por no existir en ese momento más documentación que debiera obrar en el expediente administrativo.

SEXTO. Escrito de alegaciones de Gas Natural Fenosa Generación (actualmente Naturgy Generación, S.L.U.)

Con fecha 29 de diciembre de 2017, tuvo entrada en el registro de la CNMC escrito de Gas Natural Fenosa Generación, por el que formula alegaciones al acuerdo de incoación, las cuales, en síntesis, son las siguientes.

Como alegación primera manifiesta la situación de indefensión con la que Gas Natural Fenosa Generación tiene que enfrentarse a este expediente sancionador. En relación con ello cita el desconocimiento del alcance de la investigación llevada a cabo por la CNMC y de su resultado, así como la espontaneidad de la incoación del expediente tras un año de investigación sin mayor carga probatoria que la incorporación al expediente de la contestación formulada por Gas Natural Fenosa Generación a los requerimientos, sin que conste valoración de la CNMC sobre dicha contestación y sin formular juicio de relación entre lo revelado por Gas Natural Fenosa Generación y el tipo sancionador.

Por ello, afirma que se desconoce la conducta merecedora de sanción, la fechas de la misma y con base en qué elementos la CNMC considera que hay indicios de que Gas Natural Fenosa Generación ha incurrido en dicha conducta que integra el tipo descrito en el artículo 65.34 de la Ley 24/2013 que justifica la apertura del expediente sancionador.

Como alegación segunda, afirma que los hechos a los que se refiere el acuerdo de incoación no tienen encaje en el tipo aplicado, el descrito en el art. 65.34 de la Ley 24/2013, ya que *“No ha presentado ofertas con valores anormales o desproporcionados, ni ha actuado con la intención de alterar indebidamente el despacho de sus unidades de generación o la casación en el mercado, por lo que su conducta no tiene encaje en el tipo sancionador descrito en el art. 65.34. LSE”*. Por ello indica que la imposición de sanción supondría la conculcación del principio de tipicidad amparado por el artículo 25.1 de la Constitución Española y pide el archivo del expediente sancionador.

Como alegación tercera, afirma no poder ejercer su derecho de defensa mediante el trámite de alegaciones al desconocer el alcance de la infracción cometida. Además, basándose en la presunción de inocencia, al no realizarse una imputación formal identificando la conducta constitutiva de infracción, afirma que Gas Natural Fenosa Generación no está en disposición de proponer la práctica de medios de prueba que acrediten que no ha cometido los hechos que se le imputan.

Como alegación cuarta, afirma que, con base en la presunción de inocencia, es responsabilidad de la Administración la incorporación en el expediente de los medios probatorios en que se base la imputación y que *“las pruebas que obran en el expediente sancionador no son suficientes, ni siquiera permiten apreciar de forma indiciaria la comisión por esta parte de la conducta descrita en el art. 65.34 LSE y por tanto no es capaz de destruir la presunción de inocencia.”* Por no poderse concretar los valores desproporcionados de las ofertas, cuándo se produjeron y con base en qué criterios se ha considerado, pide el archivo del expediente.

Concluye el escrito solicitando el archivo de todo lo actuado por considerar los hechos como no constitutivos de infracción administrativa, infringiéndose en caso contrario los principios de tipicidad y presunción de inocencia.

SÉPTIMO. Solicitud de condición de interesado de [ORGANIZACIÓN DE 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 de 2018, sin que la misma conste leída por la entidad en el plazo de diez días naturales previsto en la Ley 39/2015.

OCTAVO. Otros actos de instrucción

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 Besós 4, los grupos 1 y 2 de la central Puerto de Barcelona, los grupos 1, 2, y 3 de la central de Sagunto, la central Málaga 1 y la central de San Roque 1, y por otras de similares características durante el período octubre 2016-enero 2017. En concreto, se trataba de hoja *Excel* descriptiva de las ofertas presentadas por las centrales de ciclo combinado citadas anteriormente junto con las de aquellas centrales que, por sus condiciones de contratación del combustible, 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 y por el Operador del Sistema, 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 día⁵. 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

⁵ Conforme a las Reglas de funcionamiento 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 parada.

por OMIE y por REE, y que resultan publicados por dichos operadores, una vez transcurridos 90 días desde la casación.

Mediante diligencia de fecha de 19 de septiembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a los costes marginales 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, se incorporó hoja *Excel* en la que se contenía información sobre:

- Ingresos medios procedentes del mercado diario de los ciclos combinados despachados en este mercado.
- Funcionamiento en PDBF de los grupos y centrales de ciclo combinado de Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1, y San Roque 1.
- Costes marginales estimados, para los grupos y centrales de ciclo combinado Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1, y San Roque 1, 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.

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, Levante Norte, Andalucía Oriental y Campo de Gibraltar, 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 Sistema.

Mediante diligencia de fecha de 14 de noviembre de 2018 se incorporó al expediente administrativo información relativa a los ingresos obtenidos por Gas Natural Fenosa Generación. En concreto, se incorporó 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 GAS NATURAL FENOSA (actualmente, *Naturgy*)

en el mercado de gas, así como el resto operadores durante el periodo octubre 2016- enero 2017. En concreto, se incorporaron gráficos con la información aportada por las empresas comercializadoras en el marco del expediente de supervisión [---] 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 Naturgy Generación, S.L.U. (anteriormente, Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.) y, en concreto, nota simple informativa del Registro Mercantil de Madrid relativo al depósito de cuentas anuales de esta empresa en el que se indica que el importe neto anual de la cifra de negocios de dicha sociedad en el ejercicio 2017, último disponible al cierre de instrucción del procedimiento, es de 1.926.436 miles de euros.

NOVENO. 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 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 Naturgy Generación, S.L. (anteriormente, Gas Natural Fenosa Generación, S.L.) es responsable de la comisión de ocho 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 siguientes unidades de generación: Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2, y 3, Málaga 1y San Roque 1 en el período comprendido entre octubre de 2016 y enero de 2017.*

SEGUNDO. *Imponga, a la citada sociedad las siguientes sanciones:*

- de 4.200.000 euros por la infracción cometida por las ofertas del grupo Besós 4.*
- de 3.000.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Puerto de Barcelona 1.*
- de 900.000 de euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Puerto de Barcelona 2.*
- de 400.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Sagunto 1.*
- de 3.900.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Sagunto 2.*

-de 2.100.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Sagunto 3.

-de 4.900.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Málaga 1.

-y 2.600.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo San Roque 1.”

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

DÉCIMO. Alegaciones de Naturgy Generación S.L.U. a la propuesta de resolución (anteriormente, Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U)

El 7 de marzo de 2019, Naturgy Generación solicitó una ampliación del plazo de alegaciones conferido. Dicha ampliación le fue conferida el 11 de marzo de 2019. Asimismo, se remitió a Naturgy Generación el expediente completo tramitado.

El 13 de marzo de 2019, Naturgy Generación solicitó acceso a la totalidad de la documentación del expediente de supervisión [---], con suspensión del plazo para formular alegaciones. Mediante escrito de 18 de marzo de 2019, notificado a Naturgy Generación el 19 de marzo de 2019, se informó a Naturgy Generación que la información obrante en el expediente de supervisión [---] que se refiere a otras empresas (diferentes de la empresa imputada), es confidencial para Naturgy Generación; no obstante, se dio traslado a Naturgy Generación de la información presentada por las otras empresas en el marco dicho expediente, sin mencionar la identidad de la empresa de que se trataba, y eliminando aspectos puntuales particularmente sensibles para los intereses de esas otras empresas.

El 1 de abril de 2019 Naturgy Generación presentó alegaciones a la propuesta de resolución. A las mismas adjunta un informe elaborado por la consultora [CONSULTORA]. Posteriormente, con fecha 9 de abril de 2019 presenta de nuevo el citado escrito de alegaciones en una versión de mayor resolución para mejor análisis.

Por medio de sus alegaciones, Naturgy Generación solicita que se acuerde la no imposición de sanción alguna, y solicita, asimismo, la práctica de prueba (consistente en la documentación que sustentaría las conclusiones de la propuesta de resolución y la documentación íntegra del expediente de supervisión [---], y la celebración de una vista para la ratificación de los autores del informe de la consultora aportado).

UNDÉCIMO. Elevación del expediente.

Mediante escrito de 9 de abril de 2019 el Director de Energía de la CNMC remitió a la Secretaría del Consejo de la CNMC la propuesta de resolución junto con las alegaciones presentadas por Naturgy 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.

DUODÉCIMO. Desestimación de la solicitud de prueba.

El 30 de abril de 2019, mediante Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria se desestimó la solicitud de práctica de prueba al considerar que la información aportada es suficiente para resolver.

DECIMOTERCERO. 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:

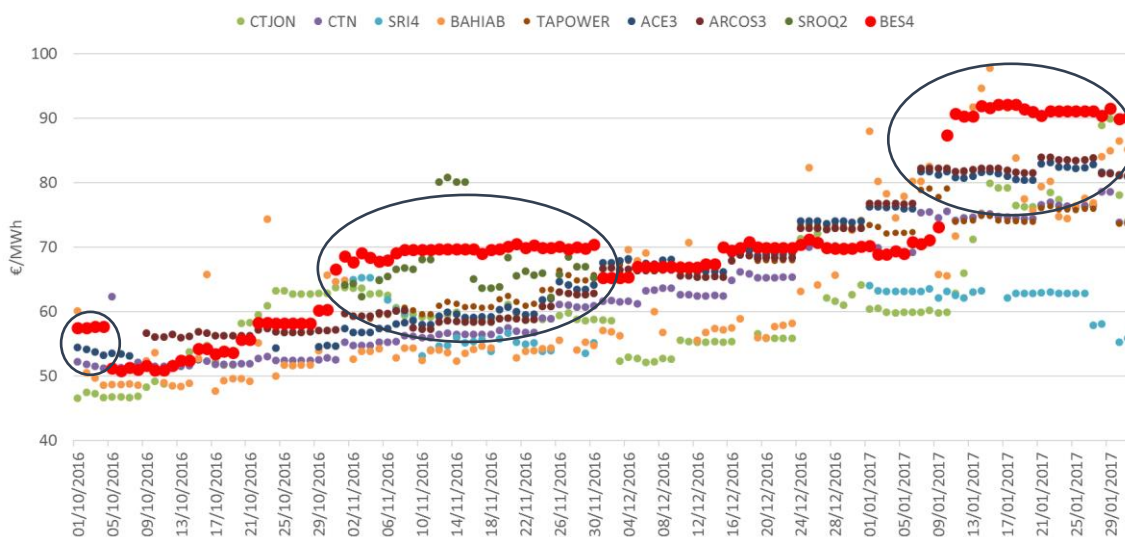
PRIMERO. El precio de las ofertas de las centrales de ciclo combinado de Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1 y San Roque 1, de la sociedad Naturgy Generación⁶, ha sido superior al precio de las ofertas presentadas en el mismo mercado, por centrales de ciclo combinado de similares características y costes marginales, pertenecientes a otras sociedades, durante varios días en el periodo de octubre 2016- enero 2017.

Las ofertas presentadas por las centrales térmicas de Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1 y San Roque 1 de Naturgy 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 del Operador del Mercado y del Operador del Sistema incorporada mediante diligencia de ordenación de 4 de septiembre de 2018 (folios 250 a 252 del expediente administrativo).

⁶ Para esta cita y sucesivas, sociedad anteriormente denominada anteriormente, Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U. Véase nota al pie 2 anterior.

Empleando dicha información, en cada uno de los gráficos que se muestran a continuación se recogen las ofertas⁷ de cada una de las centrales de Naturgy Generación objeto de este procedimiento, comparadas con el resto de ciclos combinados de similares características y costes, para aquellos periodos en los que resultan comparables⁸. Como puede apreciarse, si bien las ofertas de las centrales de Naturgy Generación son diferentes entre ellas, se detectan una serie de días, en cada una de las centrales analizadas, que presentan precios significativamente superiores a las de otras empresas (días señalados en los gráficos con un círculo negro). Estas ofertas se registran especialmente durante los meses de octubre y noviembre de 2016 y, en un segundo momento, a partir del 10 de enero de 2017:

Gráfico 1. Ofertas de Besós 4 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características:



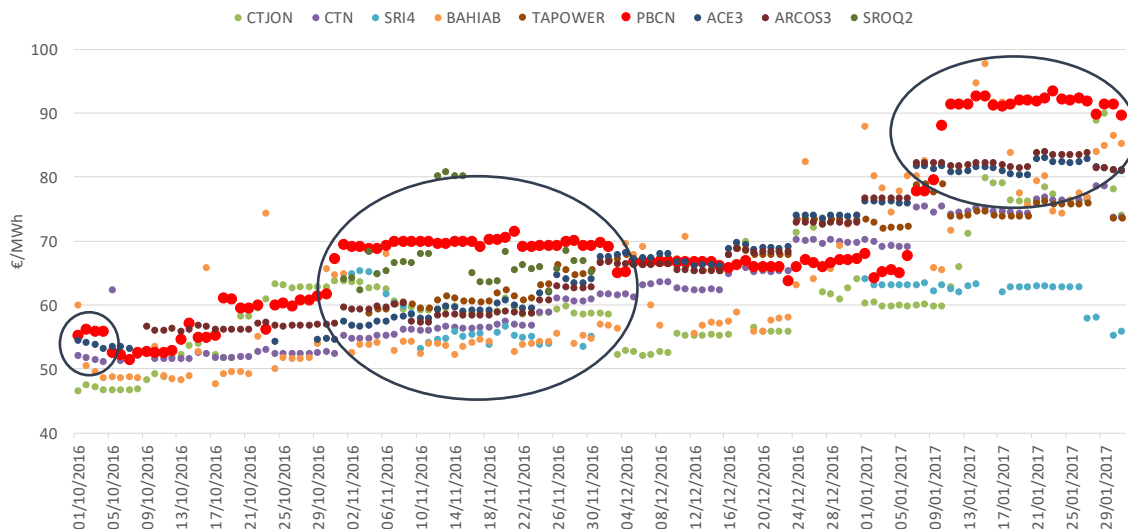
Fuente: CNMC, basada en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 250 a 252 del expediente administrativo).

⁷ 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 los grupos que son objeto de otro expediente sancionador (SNC/DE/174/17).

⁸ Se muestran las ofertas para los periodos en los que cuentan con similares características de contratación.

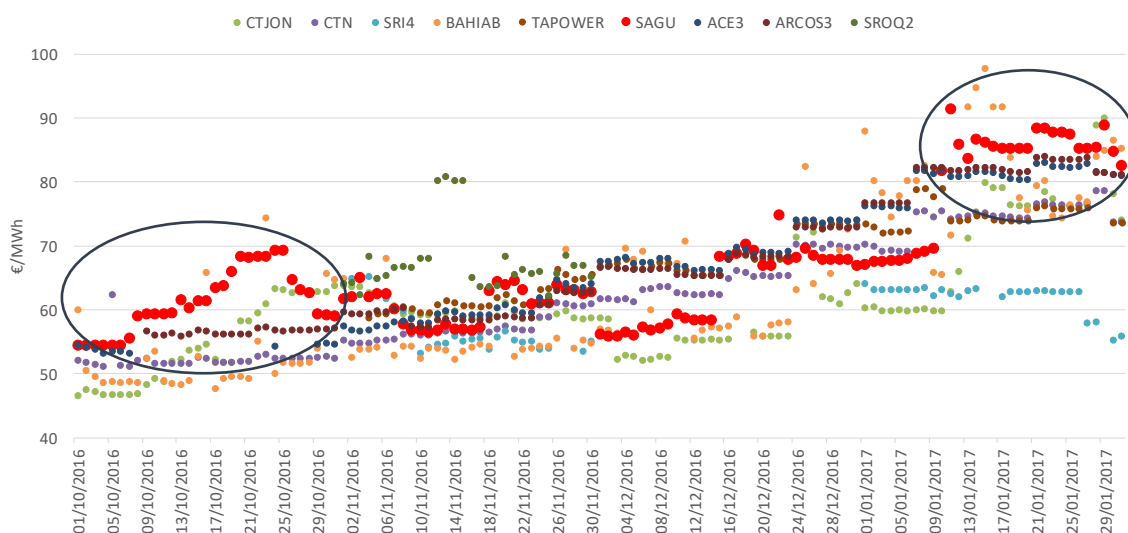
Gráfico 2. Ofertas de Puerto de Barcelona 1 y 2 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características:



Nota: Dado que el tipo de peaje de gas contratado por la central Puerto de Barcelona implica que uno de los grupos pueda reflejar en sus ofertas un coste más bajo que el otro, la línea de puntos rojos representa el valor mínimo de las ofertas de Puerto de Barcelona 1 y Puerto de Barcelona 2, esto es, el del grupo que oferta más bajo.

Fuente: CNMC, basada en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 250 a 252 del expediente administrativo).

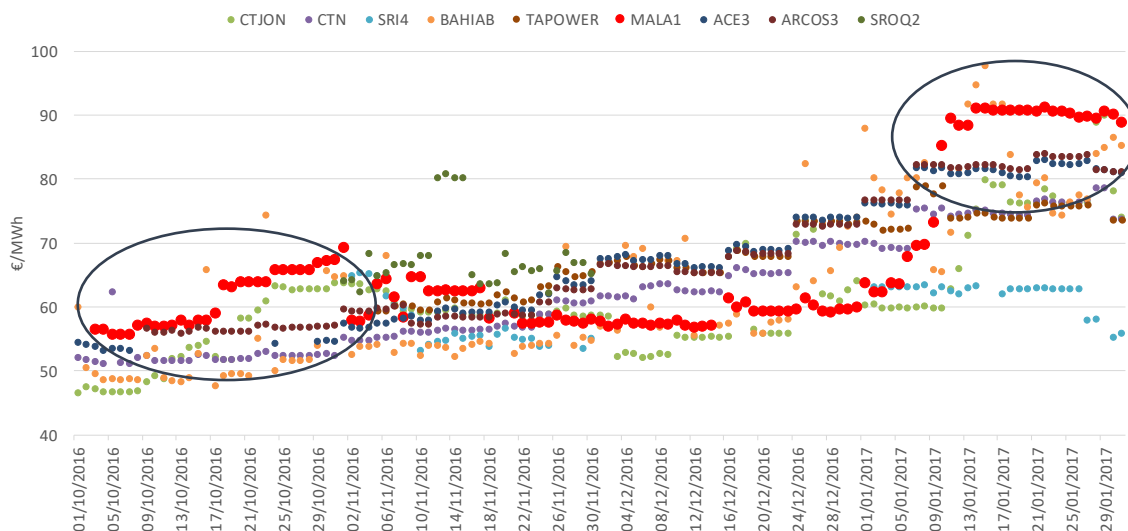
Gráfico 3. Ofertas de Sagunto 1, 2 y 3 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características:



Nota: La línea de puntos rojos representa el valor más bajo de las ofertas en cada día de Sagunto 1, de Sagunto 2 y de Sagunto 3, dado que el tipo de peaje de gas contratado por la central de Sagunto implica que uno de los grupos pueda reflejar en sus ofertas un coste más bajo que el otro.

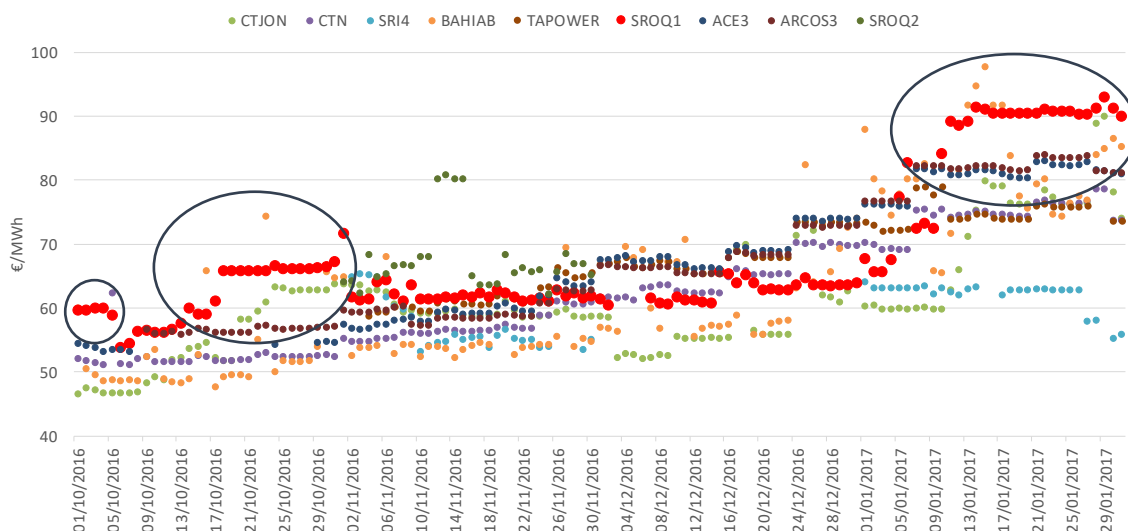
Fuente: CNMC, basada en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 250 a 252 del expediente administrativo).

Gráfico 4. Ofertas de Málaga 1 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características:



Fuente: CNMC, basada en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 250 a 252 del expediente administrativo).

Gráfico 5. Ofertas de San Roque 1 frente a las de otras centrales de ciclo combinado de similares características:



Fuente: CNMC, basada en datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 250 a 252 del expediente administrativo).

SEGUNDO. El coste marginal de Naturgy Generación ha sido similar, o incluso inferior, 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 esta resolución), se constató que el coste marginal de los ciclos combinados de Naturgy Generación era similar o incluso inferior a los del resto de titulares de este tipo de centrales de generación.

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.

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 tuvieran que recurrir a aprovisionar gas adicional para sus balances al mercado internacional y nacional.

Los titulares de ciclos combinados suelen tener firmados contratos de suministro de gas de largo plazo. En el corto plazo, los operadores tienen la posibilidad de aprovisionar gas acudiendo a los mercados internacionales o al propio sistema de gas español, en los mercados spot. 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)⁹.

⁹ 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 este contexto, y de acuerdo con la información aportada por el propio grupo Gas Natural Fenosa en el expediente citado, la empresa adquirió a mediados de enero un buque con destino España para su descarga a final de enero a un precio de [CONFIDENCIAL]. En fechas similares, también adquirió tres buques con destino España durante el mes de febrero con precios comprendidos entre [CONFIDENCIAL] y [CONFIDENCIAL].

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.

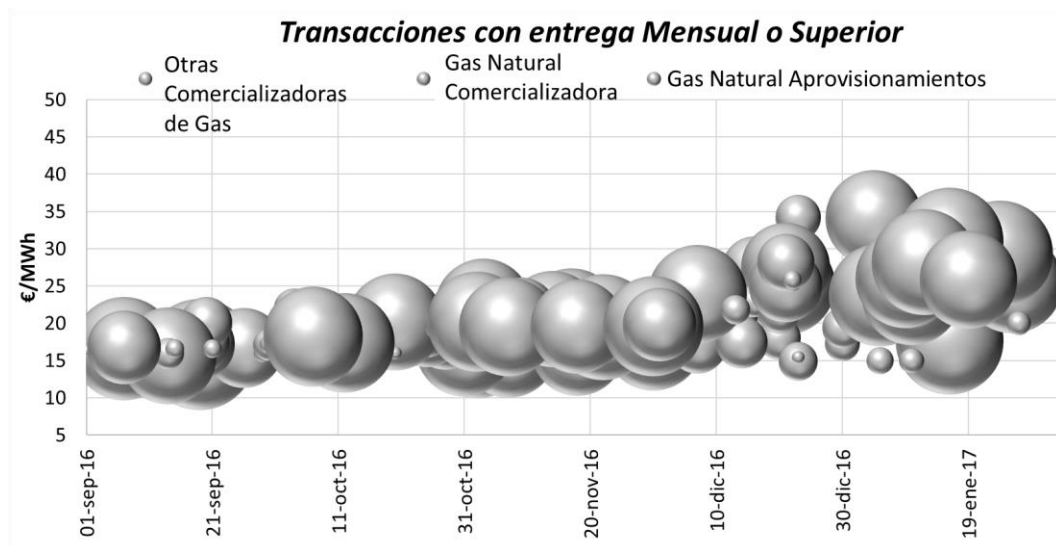
Por tanto, en esta situación, tanto Gas Natural Fenosa como la mayor parte de los operadores de gas se situaban *cortos de gas*, por lo que su coste marginal era el coste marginal de adquisición de gas en el corto plazo en un mercado accesible y líquido.

Así, con base en la información aportada por los principales operadores de gas y por los titulares de ciclos combinados en el expediente de supervisión [---], se puede determinar cuál 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 las transacciones en el sistema español durante el periodo de análisis. En el gráfico que se muestra a continuación se recogen 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; las transacciones realizadas por el grupo Gas Natural Fenosa se muestran en tonos rojos mientras que las del resto de los agentes se muestra en tonos grises [Identificación de las transacciones de Naturgy: CONFIDENCIAL], 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 el grupo Gas Natural Fenosa:

*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.

Gráfico 6. 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 Gas Natural Fenosa, 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 [---] (folios 1 a 206, folios 296 a 299, folio 479, y folios 481 a 492).

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

Nota 2: Las operaciones asociadas a Gas Natural Comercializadora mostradas en el gráfico recogen el precio medio declarado por la empresa correspondiente a las operaciones en el mercado spot y las derivadas de contratos de largo plazo en el periodo. Las operaciones de Gas Natural Aprovevisionamientos corresponden únicamente a transacciones realizadas en el mercado spot en el periodo.

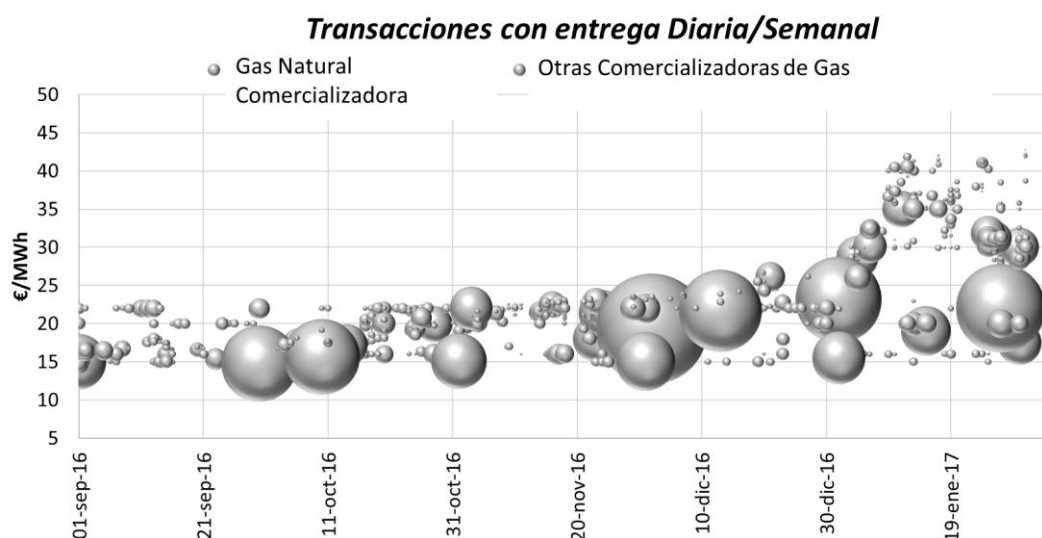
[Identificación de las transacciones de Gas Natural: CONFIDENCIAL]

En el gráfico anterior, incorporado al expediente administrativo por diligencia de ordenación del 27 de noviembre de 2018 (folio 298), se muestran únicamente las transacciones de aprovisionamiento en el mercado spot y las operaciones realizadas en el sistema español, con periodo de entrega mensual o superior, dado que es éste horizonte el único que contaba con suficiente liquidez en el invierno de 2016/17 para poder abastecer la demanda de los ciclos combinados de Naturgy Generación. 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 utilizaba 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 combinados¹⁰. En cualquier caso, como puede apreciarse

¹⁰ En el cuarto trimestre de 2016, el volumen negociado en el MIBGAS por sesión fue, en promedio, de 35 GWh/día (de los cuales, aproximadamente 1/3 corresponden a las compras 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.

en el gráfico siguiente (incorporado por la misma diligencia de ordenación antes mencionada, folio 299), también en este horizonte los precios de las transacciones del grupo Gas Natural Fenosa fueron similares a los del resto de sus competidores.

Gráfico 7. 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 Gas Natural Fenosa, 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 [---] (folios 1 a 206, folios 296 a 299, folio 479, y folios 481 a 492).

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

[Identificación de las transacciones de Naturgy: CONFIDENCIAL]

Otro hecho que constata que Naturgy Generación tenía al menos el mismo coste marginal que el resto de operadores, es que los precios de las transacciones realizados por el grupo Gas Natural Fenosa se encuentran en el entorno o por 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. [CONFIDENCIAL].

Gráfico 8. Precio de las transacciones de corto plazo realizadas durante septiembre 2016-febrero 2017 por el grupo Gas Natural Fenosa junto con una referencia pública sobre las negociaciones realizadas por traders en el periodo con entrega en M+1

[CONFIDENCIAL]

Por otra parte, cabe señalar que una serie de centrales de Naturgy Generación -[CONFIDENCIAL]- contaban además durante el periodo de análisis con un contrato de suministro base con [CONFIDENCIAL].

Los precios del contrato de suministro de Naturgy Generación con [CONFIDENCIAL] se situaban en el entorno de los [CONFIDENCIAL] €/MWh en enero de 2017, mientras que las transacciones que se estaban realizando en ese momento en el mercado de gas se situaban en el entorno de los [CONFIDENCIAL] €/MWh. Es decir, [CONFIDENCIAL]. Adicionalmente, este gas no podía ser vendido a otros operadores, [CONFIDENCIAL]. Por tanto, aun teniendo en cuenta que el volumen máximo del contrato pudiera no alcanzar a la totalidad del consumo de las centrales y [CONFIDENCIAL] -hecho que ocurrió durante el periodo de análisis, pero para un volumen de gas reducido, como se ha indicado-, el coste marginal de funcionar con estas centrales para esta empresa debería ser inferior al del resto de empresas titulares de ciclos combinados.

De todo lo anterior, cabe concluir que los costes marginales de Gas Natural Fenosa deberían ser, al menos, no superiores a los del resto de empresas titulares de ciclos combinados que resultaron despachadas en el mercado diario de electricidad durante el periodo de análisis.

TERCERO. Las centrales de Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1 y San Roque 1 no resultan programadas en el mercado diario en una serie de días dentro del periodo octubre de 2016 – enero de 2017, resultando programadas por restricciones técnicas, mientras que otras centrales de ciclo combinado, incluso pertenecientes a Naturgy Generación, fueron programadas en mercado diario en esos mismos periodos, incluso teniendo algunas de ellas costes marginales más elevados.

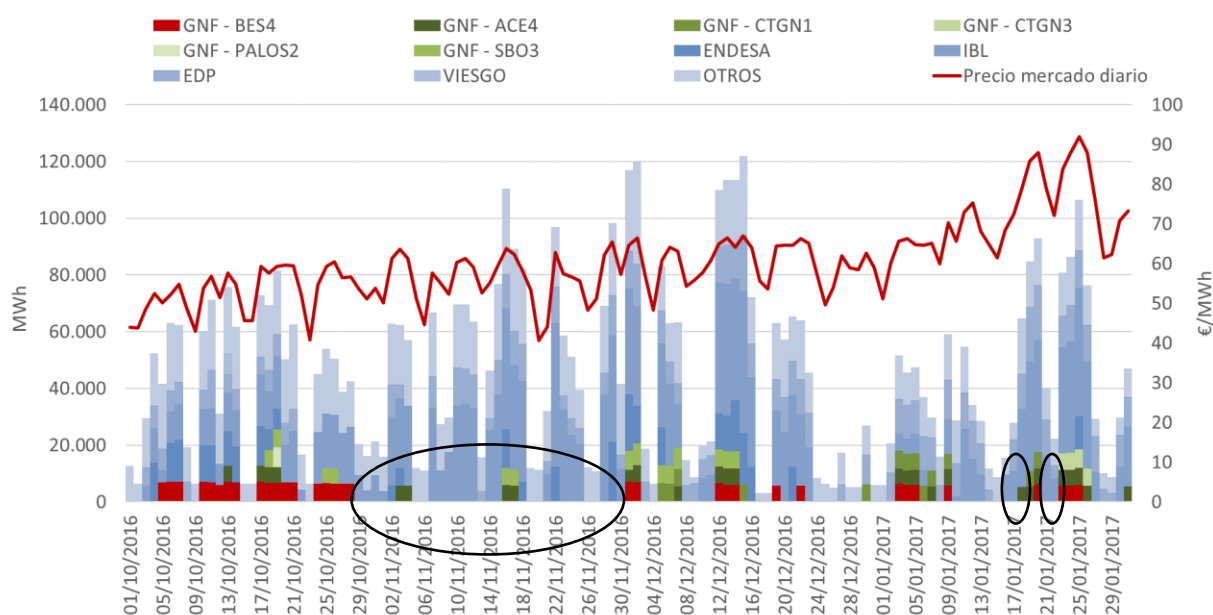
A continuación se muestra el funcionamiento en Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + contratos bilaterales) de cada una de las centrales objeto de este expediente (representadas en rojo en los gráficos) frente al del resto de centrales de ciclo combinado¹¹ (representadas

¹¹ Se han excluido de la comparativa las centrales de ciclo combinado de Besós 3 y 5 por ser objeto de otro expediente sancionador.

en tonos azules), de conformidad con la documentación incorporada por diligencia de 10 de septiembre de 2018 (folios 253 a 255). 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 las centrales objeto de este expediente.

Estas centrales pertenecen, en general, a otras empresas, pero también a la propia Naturgy Generación (señalados en verde en el gráfico), coincidiendo en este último caso, con centrales que presentan una probabilidad menor de resultar programadas por restricciones técnicas que las que son objeto de este expediente.

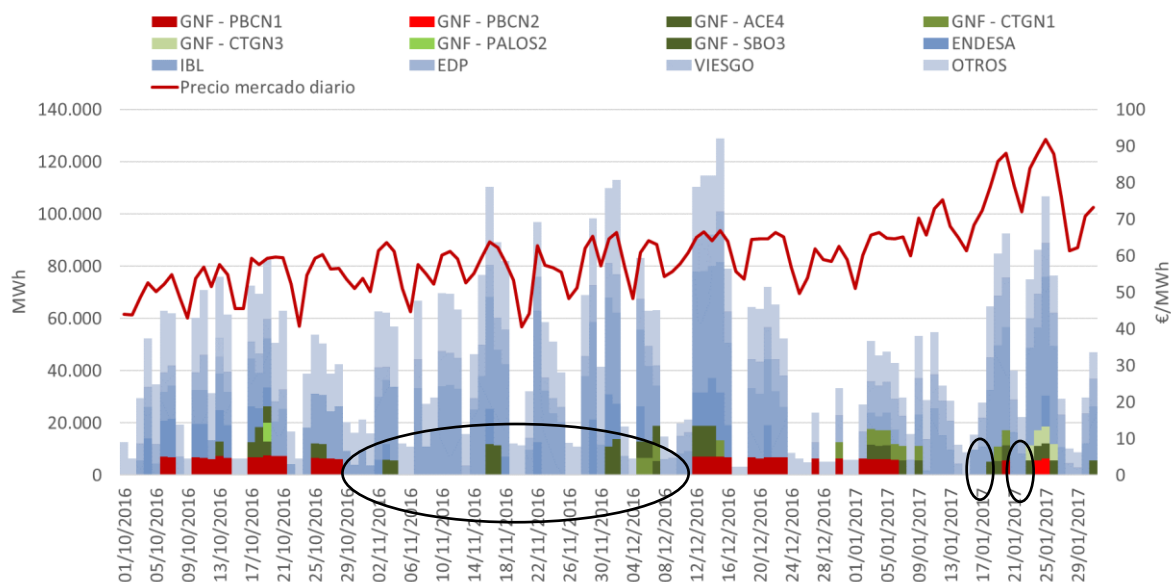
Gráfico 9. Volumen de energía diaria programada en PDBF de Besós 4 frente a la del resto de ciclos combinados:



Fuente: CNMC, utilizando datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 253 a 255 del expediente).

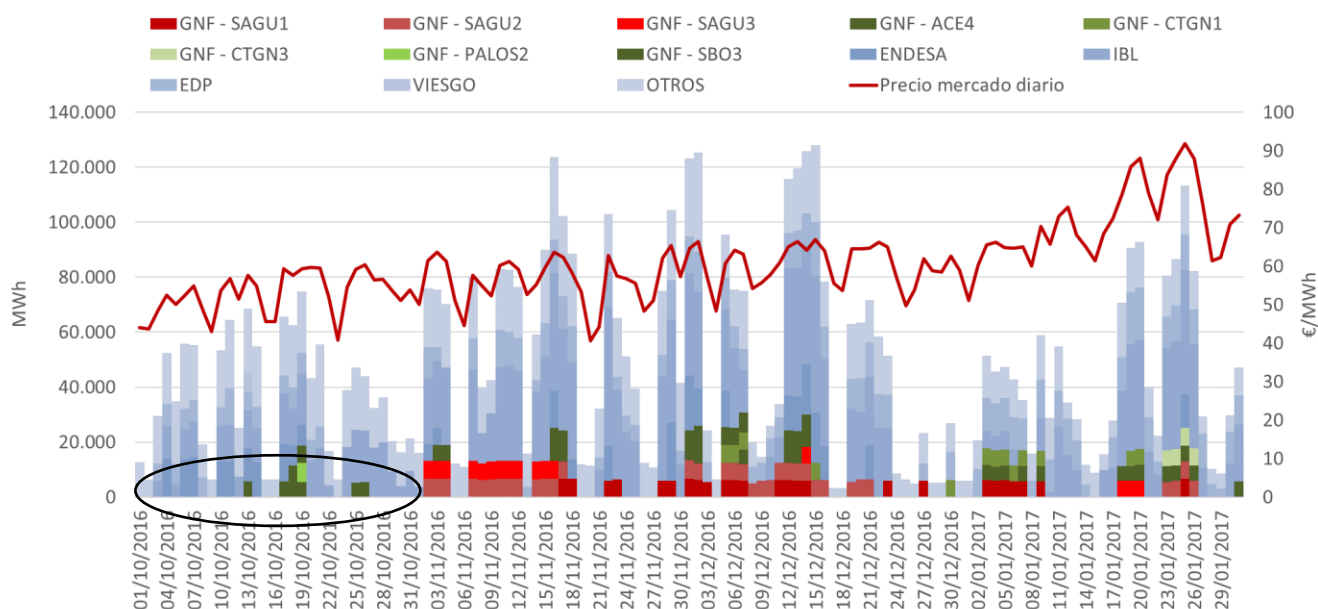
No se han tenido en cuenta las horas 1 a 3 por tratarse de un periodo que las empresas programan sus rampas de parada sin que pueda considerarse éste un funcionamiento relevante a efectos comparativos.

Gráfico 10. Volumen de energía diaria programada en PDBF de Puerto de Barcelona 1 y 2 frente a la del resto de ciclos combinados:



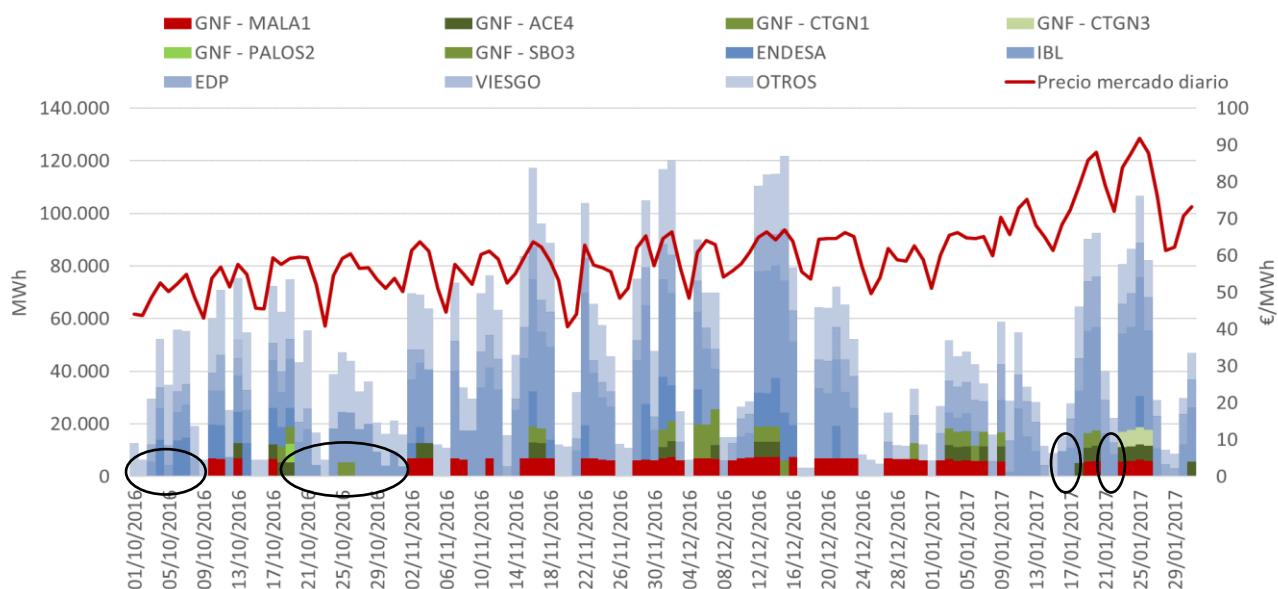
Fuente: CNMC, utilizando datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 253 a 255 del expediente).

Gráfico 11. Volumen de energía diaria programada en PDBF de Sagunto 1, 2 y 3 frente a la del resto de ciclos combinados:



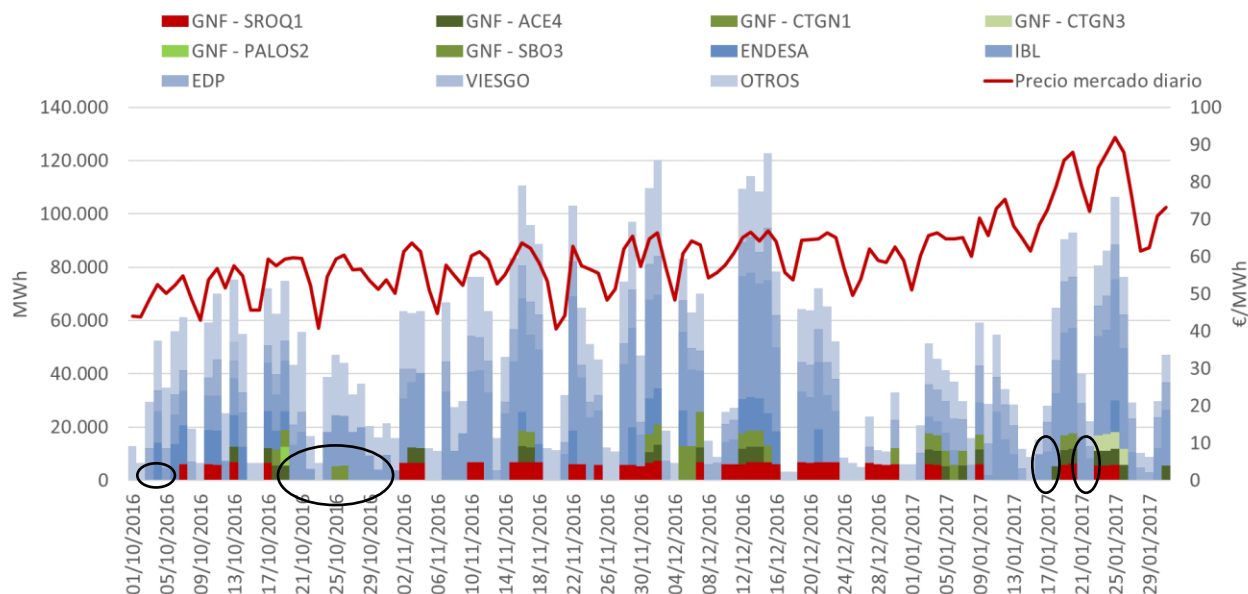
Fuente: CNMC, utilizando datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 253 a 255 del expediente).

Gráfico 12. Volumen de energía diaria programada en PDBF de Málaga 1 frente a la del resto de ciclos combinados:



Fuente: CNMC, utilizando datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 253 a 255 del expediente).

Gráfico 13. Volumen de energía diaria programada en PDBF de San Roque 1 frente a la del resto de ciclos combinados:



Fuente: CNMC, utilizando datos del Operador del Mercado y del Operador del Sistema (folios 253 a 255 del expediente).

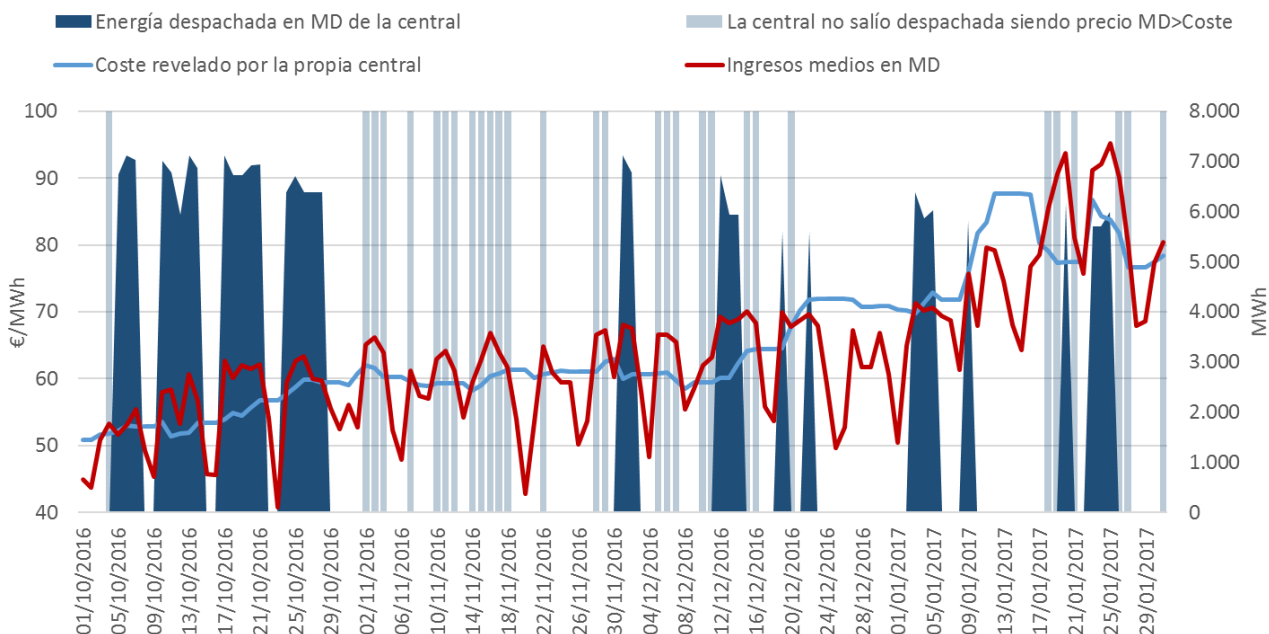
CUARTO. En concreto, las centrales de ciclo combinado de Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1 y San Roque 1 no resultaron despachadas en el mercado diario en 70 días, que se detallan en el presente hecho probado por central, del periodo octubre 2016-enero 2017, a pesar de que 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, las centrales de ciclo combinado de Besós 4, Sagunto 1, 2 y 3, Puerto de Barcelona 1 y 2, San Roque 1 y Málaga 1 no resultaron despachadas en el mercado diario. En concreto, se han detectado 70 días en los que alguna de estas centrales no resultó despachada aun cuando sus costes marginales revelados fueron inferiores a los ingresos que habrían percibido de resultar casada en el mercado diario.

Al no haber aportado la interesada información sobre costes de producción, sus costes marginales se han estimado a partir de los ingresos obtenidos en el mercado diario por cada central en periodos en los que sí ha resultado despachada en este mercado. Estos ingresos se han calculado como los ingresos mínimos obtenidos en el periodo de análisis derivados de un despacho continuado de al menos 3 días en el mercado diario, debidamente trasladados a otros periodos en función de la evolución del precio del gas en los mercados internacionales, utilizando como referencia aquélla 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.

En los gráficos siguientes se muestra en barras en azul claro, para cada una de las centrales analizadas, aquellos días en los que los ingresos que hubiera obtenido la central, de resultar despachada en el mercado diario, habrían sido superiores a los costes marginales estimados y, por tanto, podría haber resultado despachada en el mercado diario. En muchos de estos días, además, la central resulta programada posteriormente por el operador del sistema por resultar necesaria para resolver las restricciones técnicas de la zona.

Gráfico 14. Energía programada en mercado diario y costes revelados de Besós 4 frente a los ingresos medios en mercado diario de los ciclos combinados:

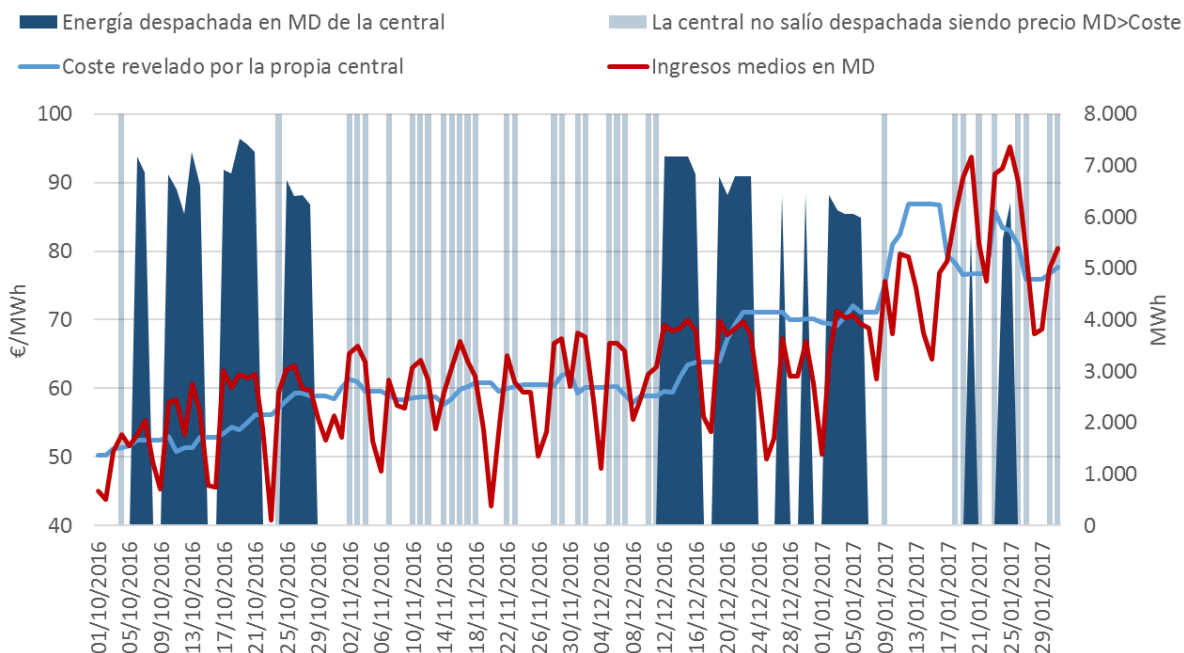


Nota: Los ingresos medios en mercado diario son los del total de centrales de ciclo combinado despachadas en el mercado. Esta medida refleja el precio de mercado de las horas en que un ciclo combinado podría funcionar.

Fuente: CNMC (con información de los folios 256 a 277).

En el caso de Besós 4, hay un total de 30 días en los que la central no fue despachada en el mercado diario y, sin embargo, de haberlo sido, habría obtenido unos ingresos suficientes para, por lo menos, recuperar los costes que reveló los días que sí fue despachada.

Gráfico 15. Energía programada en mercado diario y costes revelados de Puerto de Barcelona 1 y 2 frente a los ingresos medios en mercado diario de los ciclos combinados:

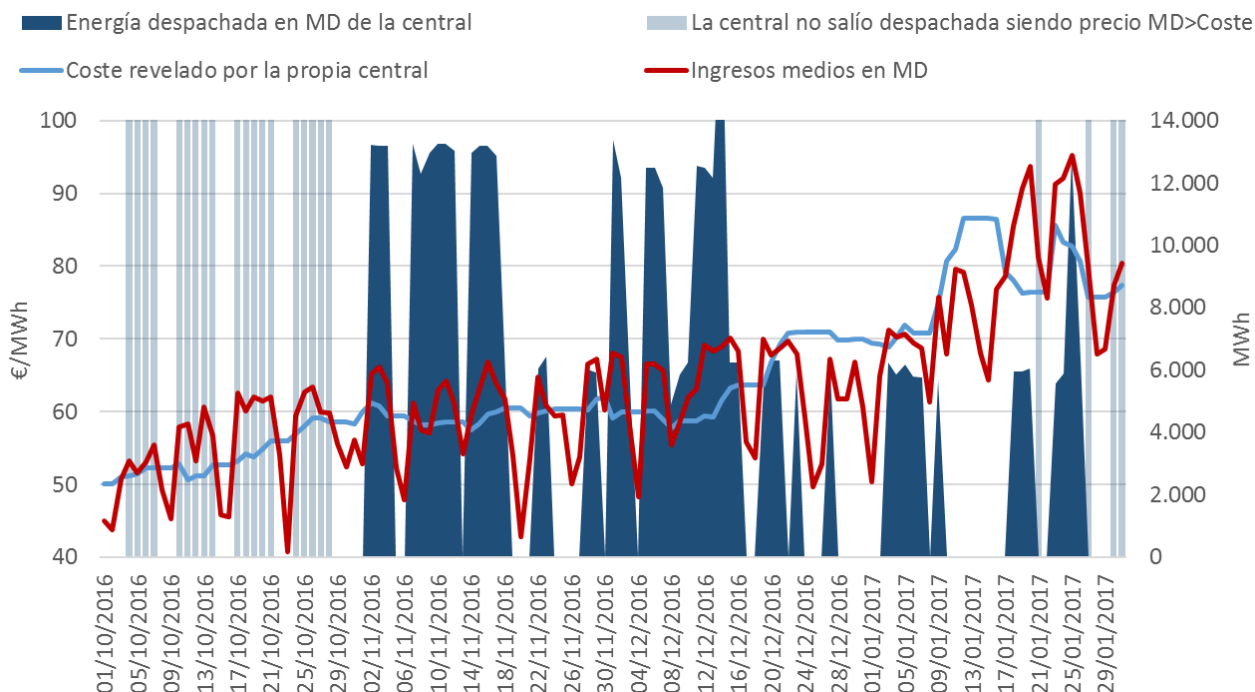


Nota: Los ingresos medios en mercado diario son los del total de centrales de ciclo combinado despachadas en el mercado. Esta medida refleja el precio de mercado de las horas en que un ciclo combinado podría funcionar.

Fuente: CNMC (con información de los folios 256 a 277).

En el caso de Puerto de Barcelona 1 y 2, hay un total de 34 días en los que la central no fue despachada en el mercado diario y, sin embargo, de haberlo sido habría obtenido unos ingresos suficientes para, por lo menos, recuperar los costes que reveló los días que sí fue despachada.

Gráfico 16. Energía programada en mercado diario y costes revelados de Sagunto 1, 2 y 3 frente a los ingresos medios en mercado diario de los ciclos combinados:

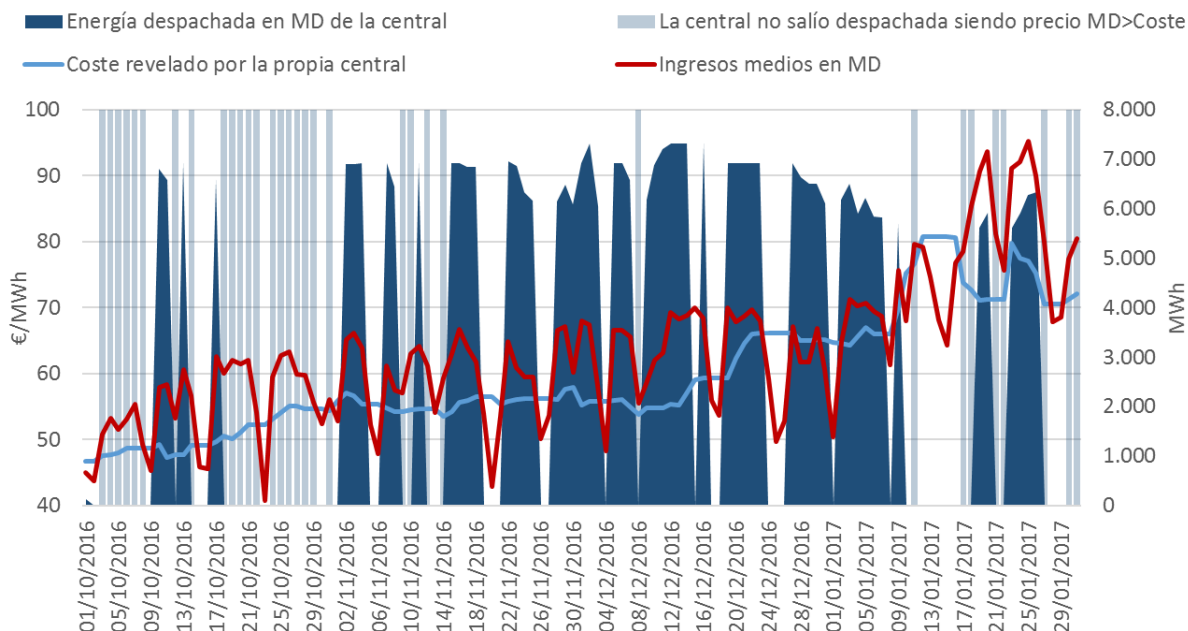


Nota: Los ingresos medios en mercado diario son los del total de centrales de ciclo combinado despachadas en el mercado. Esta medida refleja el precio de mercado de las horas en que un ciclo combinado podría funcionar.

Fuente: CNMC (con información de los folios 256 a 277).

En el caso de Sagunto 1, 2 y 3, hay un total de 34 días en los que algún grupo de la central no fue despachado en el mercado diario y, sin embargo, de haberlo sido habría obtenido unos ingresos suficientes para, por lo menos, recuperar los costes que reveló los días que sí fue despachado uno de sus grupos.

Gráfico 17. Energía programada en mercado diario y costes revelados de Málaga 1 frente a los ingresos medios en mercado diario de los ciclos combinados:

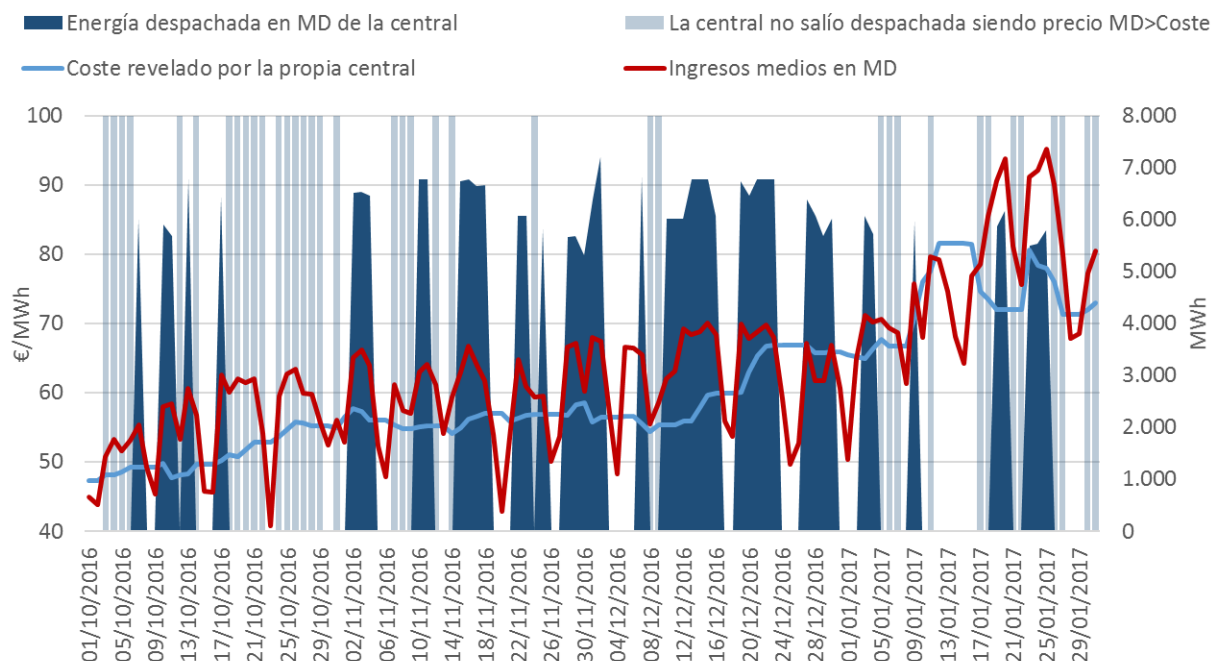


Nota: Los ingresos medios en mercado diario son los del total de centrales de ciclo combinado despachadas en el mercado. Esta medida refleja el precio de mercado de las horas en que un ciclo combinado podría funcionar.

Fuente: CNMC (con información de los folios 256 a 277).

En el caso de Málaga 1, hay un total de 33 días en los que la central no fue despachada en el mercado diario y, sin embargo, de haberlo sido habría obtenido unos ingresos suficientes para, por lo menos, recuperar los costes que reveló los días que sí fue despachada.

Gráfico 18. Energía programada en mercado diario y costes revelados de San Roque 1 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 despatchadas en el mercado. Esta medida refleja el precio de mercado de las horas en que un ciclo combinado podría funcionar.

Fuente: CNMC (con información de los folios 256 a 277).

En el caso de San Roque 1, hay un total de 38 días en los que la central no fue despatchada en el mercado diario y, sin embargo, de haberlo sido habría obtenido unos ingresos suficientes para, por lo menos, recuperar los costes que reveló los días que sí fue despatchada.

QUINTO. La estimación de costes marginales conforme a los precios de cotización del gas según las fuentes de información internacionales no altera las afirmaciones contenidas en los Hechos precedentes: la sociedad Naturgy Generación presentó unas ofertas de producción en el mercado diario por las centrales de ciclo combinado de Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1 y San Roque 1 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.

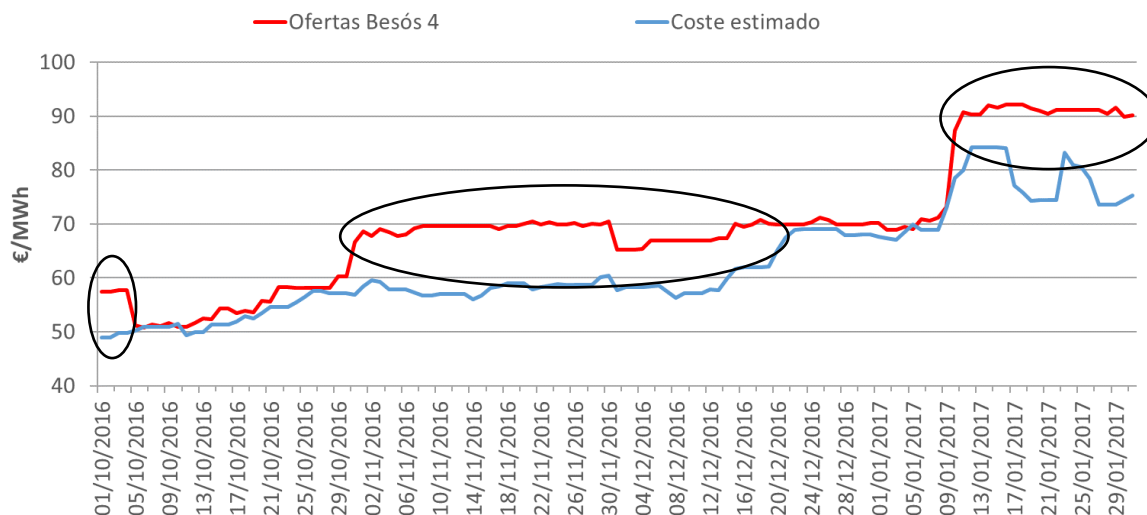
Tal y como se ha dicho en el Hecho probado segundo, un ciclo combinado realiza sus ofertas a sus costes marginales.

Pues bien, tal y como se puede apreciar en los gráficos siguientes, las ofertas¹² de las centrales de la sociedad 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, resulta relevante, no ya tanto que sus ofertas sean superiores a las correspondientes a su coste de adquisición del gas –[CONFIDENCIAL]–, sino que dichas ofertas son superiores al coste marginal de adquisición estimado a partir del precio al que podría comprar dicho gas líquido y accesible en el periodo de análisis (o vender si hubiera dispuesto de gas para ello).

En concreto, para todas las centrales objeto de análisis, se muestra a continuación una comparación entre sus ofertas y una estimación de sus costes marginales tomando 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, la cotización del precio del CO₂ en los mercados internacionales y un contrato de peaje de gas de largo plazo equivalente al contratado por cada central. Para cada una de ellas se ha utilizado el rendimiento [CONFIDENCIAL]. Los siguientes gráficos trasladan los datos de la Hoja Excel incorporada al expediente mediante diligencia de ordenación de 19 de septiembre de 2018 (folios 256 a 277).

¹² Se muestra el término variable de la condición de ingresos mínimos ya que ésta es más restrictiva que sus ofertas simples.

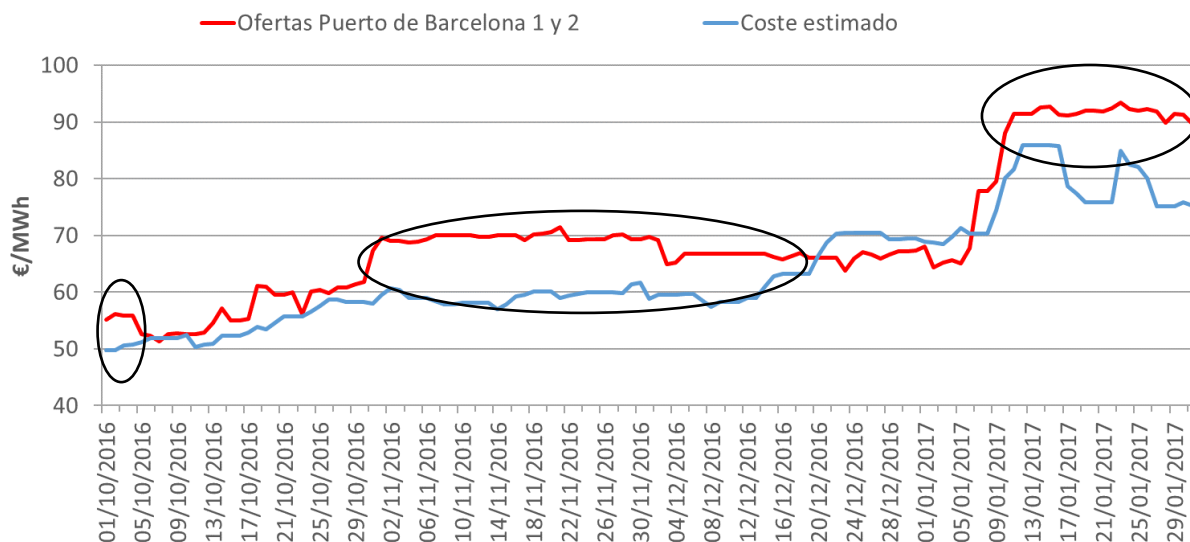
Gráfico 19. Ofertas de Besós 4 frente a los costes marginales estimados para esta central:



Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de esta central.

Fuente: CNMC.

Gráfico 20. Ofertas de Puerto de Barcelona 1 y 2 frente a los costes marginales estimados para estas centrales:

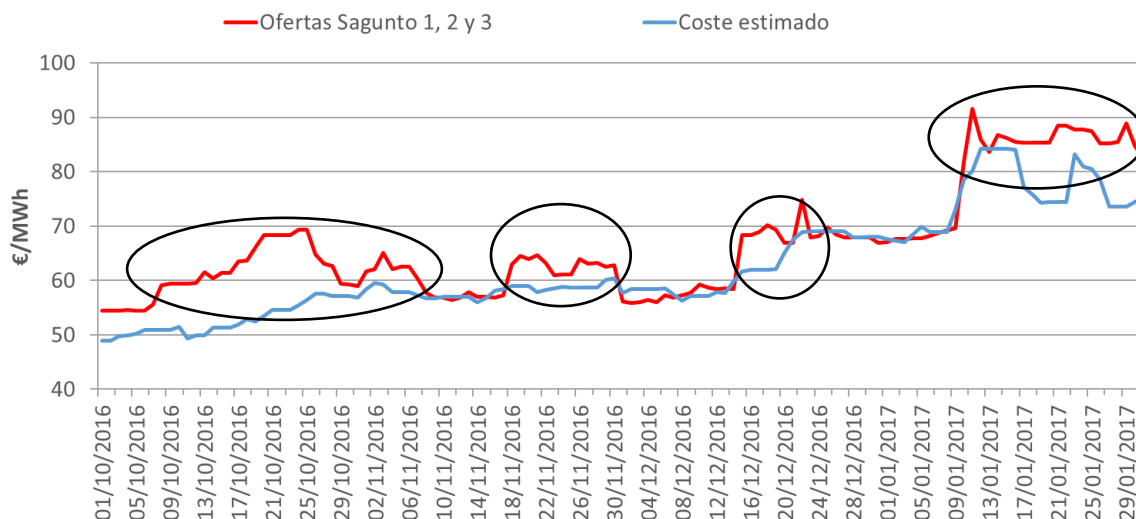


Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de estas centrales.

Se muestra para cada día, la oferta más baja entre la oferta presentada por el grupo de Puerto de Barcelona 1 y por el grupo de Puerto de Barcelona 2.

Fuente: CNMC.

Gráfico 21. Ofertas de Sagunto 1, 2 y 3 frente a los costes marginales estimados para estas centrales:

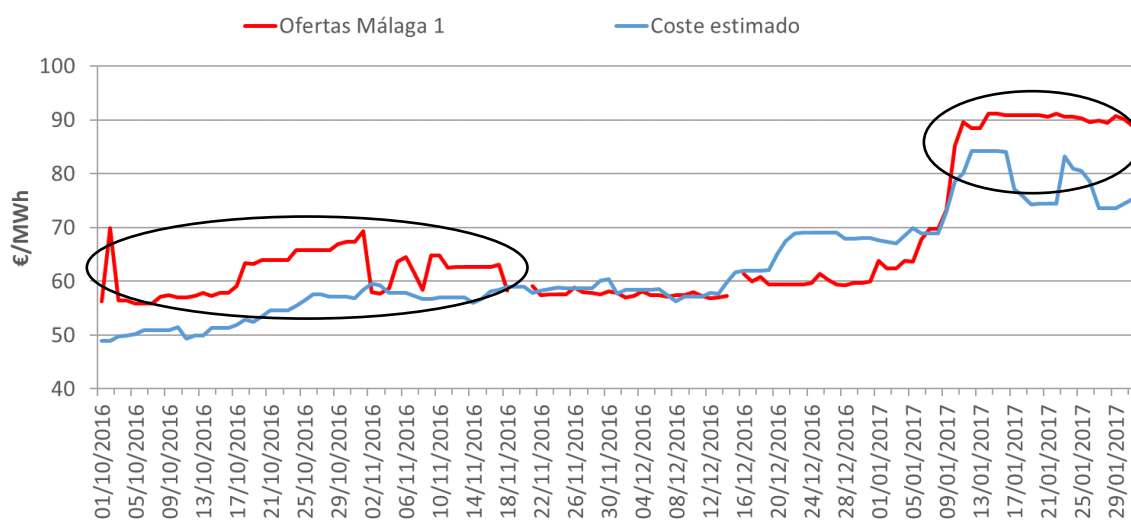


Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de estas centrales.

Se muestra para cada día, la oferta más baja entre la oferta presentada por el grupo de Sagunto 1, Sagunto 2 y Sagunto 3.

Fuente: CNMC.

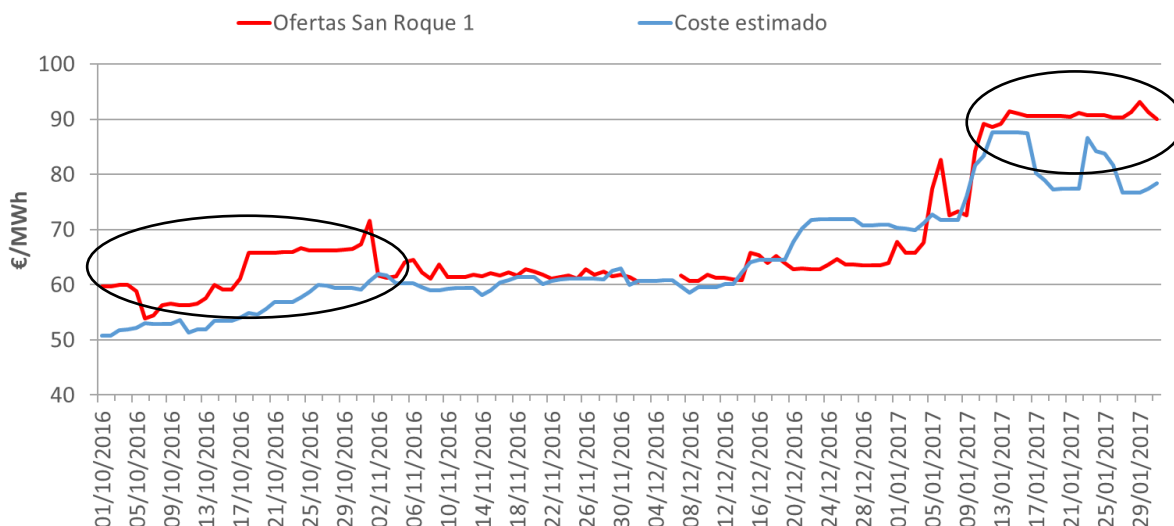
Gráfico 22. Ofertas de Málaga 1 frente a los costes marginales estimados para esta central:



Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de esta central.

Fuente: CNMC

Gráfico 23. Ofertas de San Roque 1 frente a los costes marginales estimados para esta central:



Nota: Se ha utilizado un rendimiento del [CONFIDENCIAL] para estimar los costes de esta central.

Fuente: CNMC.

SEXTO. Las características de las zonas en la que se encuentra cada una de las centrales objeto de análisis en este expediente hace que su programación sea necesaria con una alta probabilidad. En consecuencia, en el caso de que estas centrales no hayan sido despachadas en PDBF, el Operador del Sistema las despachará en el mercado de restricciones técnicas.

Las centrales objeto de este expediente pertenecen a unas zonas geográficas que presentan habitualmente problemas de seguridad zonal, por lo que resulta necesario 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. Así Besós 4 y Puerto de Barcelona 1 y 2 se encuentran en la zona de Cataluña, Sagunto 1, 2 y 3 en la zona de Levante Norte, Málaga 1 en la zona Andalucía Oriental y San Roque 1 en la zona de Campo de Gibraltar.

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.

En la siguiente tabla se muestra que, en todas las zonas citadas, ha sido necesaria la programación por restricciones técnicas de alguna central para mantener la seguridad del sistema, durante cada uno de los días del periodo analizado. En concreto, durante los 123 días del periodo.

Se observa también como, del total de días que las centrales se encuentran disponibles y no han sido despachadas en mercado diario, resultan programadas por restricciones técnicas una gran parte de ellos: Besós 4 resulta despachada por restricciones técnicas el 98% de las ocasiones en que su despacho es posible, es decir, siempre que está disponible y no ha resultado despachada previamente en el PDBF, alcanzando en varios meses el 100%. Esta recurrencia es del 87% para Puerto de Barcelona (si consideramos alguno de sus grupos), del 63% para San Roque 1, del 88% para Málaga 1 y del 94% para Sagunto (considerando cualquiera de sus grupos)¹³. Los datos en los que se basa la siguiente tabla fueron incorporados al expediente mediante diligencia de ordenación de 7 de noviembre de 2018.

Tabla 1. Número de días con programación por restricciones técnicas en las zonas de Cataluña, Andalucía Oriental y Campo de Gibraltar y Levante norte y número de días en los que, estando disponible y no despachado en el PDBF, resultan programadas las centrales de cada zona por restricciones técnicas:

		2016			2017
		oct	nov	dic	ene
Cataluña	Días requeridos de RRTT por el OS	31	30	31	31
	Porcentaje de Días en los que Besós 4 resulta programada por restricciones técnicas	92%	100%	100%	100%
	Porcentaje de Días en los que Puerto de Barcelona 1 o 2 resulta programada por restricciones técnicas	80%	93%	89%	87%
Andalucía Oriental y Campo de Gibraltar ¹⁴	Días requeridos de RRTT por el OS	31	30	31	31
	Porcentaje de Días en los que San Roque 1 resulta programada por restricciones técnicas	88%	40%	63%	61%
	Porcentaje de Días en los que Málaga 1 resulta programada por restricciones técnicas	67%	91%	100%	94%
Levante norte	Días requeridos de RRTT por el OS	31	30	31	31
	Porcentaje de Días en los que Sagunto 1, 2 o 3 resulta programada por restricciones técnicas	100%	92%	93%	94%

Fuente: CNMC, con base en datos del Operador del Sistema (folios 278 y 279).

¹³ Los grupos de Puerto de Barcelona 1 y 2 se han considerado conjuntamente, así como los de Sagunto 1, 2 y 3. El hecho de que uno de ellos esté indisponible no implica que otro no pueda ser despachado por restricciones técnicas.

¹⁴ Se analizan conjuntamente las dos zonas por poderse resolver las restricciones técnicas entre sí. Separadamente, la zona de Andalucía Oriental, en la que se encuentra San Roque 1, acumula el 87% de los días con requerimiento de restricciones técnicas, y la de Campo de Gibraltar, en la que se encuentra Málaga 1, el 98%.

De la tabla anterior, también resulta destacable la existencia de periodos en los que San Roque 1 resulta despachada con una elevada probabilidad (octubre de 2016) y otros con una probabilidad mucho menor (noviembre de 2016). Resulta también remarcable que, en aquellos periodos con mayor probabilidad de programación, por ejemplo, en octubre de 2016, la central de San Roque se autoexcluye en un mayor número de ocasiones del mercado aun cuando los precios resultan elevados, tal y como se aprecia en la tabla 2 del Hecho probado séptimo.

SÉPTIMO. Como resultado de la conducta de Naturgy Generación, sus centrales fueron requeridas por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones técnicas en una serie de días en los que podrían haber resultado despachadas en el mercado diario. De dicho comportamiento, la empresa ha obtenido un beneficio mínimo de 13.006.934 euros.

Se señalan, a continuación, los días concretos en los que los ingresos que las centrales podrían haber obtenido si hubieran resultado despachadas en el mercado diario hubieran sido superiores a los costes estimados en los Hechos probados cuarto y quinto¹⁵ y, sin embargo, no resultaron despachadas en el mercado diario. Adicionalmente se señalan, de estos días, aquellos en los que cada una de las centrales salió programada por restricciones técnicas.

En concreto, dentro del período de precios altos del mercado diario entre octubre de 2016 y enero de 2017, la alteración del despacho se produce durante 30 días en el caso de Besós 4, durante 24 días en el caso de Puerto de Barcelona 1, durante 10 días en el caso de Puerto de Barcelona 2, durante 3 días en el caso de Sagunto 1, durante 18 días en el caso de Sagunto 2, durante 13 días en el caso de Sagunto 3, durante 27 días en el caso de Málaga 1 y durante 21 días en el caso de San Roque 1.

Además, de estos días, hay una serie de días en los que las centrales resultan programadas por restricciones técnicas, obteniendo unos mayores ingresos que los que habrían obtenido si hubieran resultado despachadas en el mercado diario. En concreto, durante 29 días en el caso de Besós 4, durante 21 días en el caso de Puerto de Barcelona 1, durante 9 días en el caso de Puerto de Barcelona 2, durante 3 días en el caso de Sagunto 1, durante 13 días en el caso de Sagunto 2, durante 13 días en el caso de Sagunto 3, durante 21 días en el caso de Málaga 1, y durante 14 días en el caso de San Roque 1:

¹⁵ Se ha tomado como opción más conservadora, aquellos días en los que ambas estimaciones de costes resultan ser inferiores a los ingresos que las centrales podrían haber obtenido en el mercado diario.

Tabla 2. Costes estimados para cada grupo y días en los que los ingresos en el mercado diario habrían sido suficientes para cubrirlos y aun así el grupo no entró al mercado diario, y días en los que, además, fue programado por restricciones técnicas:

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1		
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)
01/10/2016	44,98	50,82	-	-	50,29	-	-	50,29	-	-	50,15	-	-	50,15	-	-	50,15	-	-	48,88	-	-	50,83	-	-
02/10/2016	43,77	50,82	-	-	50,29	-	-	50,29	-	-	50,15	-	-	50,15	-	-	50,15	-	-	48,88	-	-	50,83	-	-
03/10/2016	50,79	51,69	-	-	51,16	-	-	51,16	-	-	51,01	-	-	51,01	-	-	51,01	-	-	49,72	✓	✓	51,70	-	-
04/10/2016	53,26	51,82	✓	-	51,29	✓	✓	51,29	-	-	51,14	-	-	51,14	✓	✓	51,14	-	-	49,85	✓	✓	51,83	✓	✓
05/10/2016	51,59	52,15	-	-	51,61	-	-	51,61	-	-	51,46	-	-	51,46	✓	-	51,46	-	-	50,16	✓	✓	52,15	-	-
06/10/2016	53,10	52,99	-	-	52,45	-	-	52,45	-	-	52,30	-	-	52,30	✓	-	52,30	-	-	50,97	✓	✓	53,00	✓	✓
07/10/2016	55,39	52,93	-	-	52,39	-	-	52,39	-	-	52,23	-	-	52,23	✓	✓	52,23	-	-	50,91	✓	✓	52,93	-	-
08/10/2016	49,22	52,93	-	-	52,39	-	-	52,39	-	-	52,23	-	-	52,23	-	-	52,23	-	-	50,91	-	-	52,93	-	-
09/10/2016	45,35	52,93	-	-	52,39	-	-	52,39	-	-	52,23	-	-	52,23	-	-	52,23	-	-	50,91	-	-	52,93	-	-
10/10/2016	57,97	53,56	-	-	53,01	-	-	53,01	-	-	52,86	-	-	52,86	✓	✓	55,48	✓	✓	51,51	-	-	53,57	-	-
11/10/2016	58,38	51,34	-	-	50,82	-	-	50,82	-	-	50,67	-	-	50,67	✓	✓	53,43	✓	✓	49,39	-	-	51,35	-	-
12/10/2016	53,29	51,83	-	-	51,29	-	-	51,29	-	-	51,15	-	-	51,15	-	-	51,15	✓	✓	49,85	✓	✓	51,84	✓	✓
13/10/2016	60,63	51,88	-	-	51,35	-	-	51,35	-	-	51,20	-	-	53,93	✓	✓	51,20	✓	✓	49,90	-	-	51,89	-	-
14/10/2016	56,68	53,44	-	-	52,89	-	-	52,89	-	-	52,73	-	-	52,73	-	-	52,73	✓	✓	51,39	✓	✓	53,44	✓	✓
15/10/2016	45,80	53,44	-	-	52,89	-	-	52,89	-	-	52,73	-	-	52,73	-	-	52,73	-	-	51,39	-	-	53,44	-	-
16/10/2016	45,61	53,44	-	-	52,89	-	-	52,89	-	-	52,73	-	-	52,73	-	-	52,73	-	-	51,39	-	-	53,44	-	-
17/10/2016	62,62	53,99	-	-	53,43	-	-	53,43	-	-	53,28	-	-	55,87	✓	✓	53,28	✓	✓	51,92	-	-	53,99	-	-
18/10/2016	60,07	54,94	-	-	54,38	-	-	54,38	-	-	54,22	-	-	56,75	✓	✓	54,22	✓	✓	52,83	✓	✓	54,94	✓	✓

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1		
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)
19/10/2016	62,07	54,53	-	-	53,97	-	-	53,97	-	-	53,81	-	-	53,81	✓	✓	56,37	✓	✓	52,43	✓	-	54,53	✓	-
20/10/2016	61,49	55,63	-	-	55,06	-	-	55,06	-	-	54,90	-	-	54,90	✓	✓	54,90	-	-	53,49	✓	-	55,63	✓	✓
21/10/2016	62,08	56,79	-	-	56,21	-	-	56,21	-	-	56,04	-	-	56,04	✓	✓	56,04	-	-	54,60	✓	✓	56,79	✓	✓
22/10/2016	54,08	56,79	-	-	56,21	-	-	56,21	-	-	56,04	-	-	56,04	-	-	56,04	-	-	54,60	-	-	56,79	-	-
23/10/2016	40,78	56,79	-	-	56,21	-	-	56,21	-	-	56,04	-	-	56,04	-	-	56,04	-	-	54,60	-	-	56,79	-	-
24/10/2016	59,46	57,68	-	-	57,09	✓	✓	57,09	-	-	56,92	-	-	56,92	-	-	56,92	✓	✓	55,45	✓	✓	57,67	✓	-
25/10/2016	62,72	58,77	-	-	58,17	-	-	58,17	-	-	58,00	-	-	58,00	-	-	58,00	✓	✓	56,50	✓	-	58,76	✓	✓
26/10/2016	63,33	59,92	-	-	59,30	-	-	59,30	-	-	59,13	-	-	61,34	✓	✓	59,13	✓	✓	57,59	✓	-	59,91	✓	✓
27/10/2016	59,96	59,87	-	-	59,25	-	-	59,25	-	-	59,08	-	-	59,08	✓	-	59,08	-	-	57,55	✓	-	59,86	✓	✓
28/10/2016	59,77	59,44	-	-	58,83	-	-	58,83	-	-	58,66	-	-	58,66	✓	-	58,66	-	-	57,13	✓	-	59,43	✓	✓
29/10/2016	55,61	59,44	-	-	58,83	-	-	58,83	-	-	58,66	-	-	58,66	-	-	58,66	-	-	57,13	-	-	59,43	-	-
30/10/2016	52,42	59,44	-	-	58,83	-	-	58,83	-	-	58,66	-	-	58,66	-	-	58,66	-	-	57,13	-	-	59,43	-	-
31/10/2016	56,07	59,10	-	-	58,49	-	-	58,49	-	-	58,32	-	-	58,32	-	-	58,32	-	-	56,81	-	-	59,09	-	-
01/11/2016	52,79	60,76	-	-	60,14	-	-	60,14	-	-	59,96	-	-	59,96	-	-	59,96	-	-	58,40	-	-	60,75	-	-
02/11/2016	65,11	61,98	✓	✓	61,35	✓	✓	61,35	-	-	61,17	-	-	61,17	-	-	61,17	-	-	59,57	-	-	61,97	-	-
03/11/2016	66,11	61,65	✓	✓	61,01	✓	✓	61,01	-	-	60,84	-	-	60,84	-	-	60,84	-	-	59,25	-	-	61,63	-	-
04/11/2016	63,89	60,24	✓	✓	59,62	✓	✓	59,62	-	-	59,45	-	-	59,45	-	-	59,45	-	-	57,90	-	-	60,23	-	-
05/11/2016	52,30	60,24	-	-	59,62	-	-	59,62	-	-	59,45	-	-	59,45	-	-	59,45	-	-	57,90	-	-	60,23	-	-
06/11/2016	47,89	60,24	-	-	59,62	-	-	59,62	-	-	59,45	-	-	59,45	-	-	59,45	-	-	57,90	-	-	60,23	-	-
07/11/2016	61,22	59,58	✓	✓	58,97	✓	✓	58,97	-	-	58,80	-	-	58,80	-	-	58,80	-	-	57,27	-	-	59,57	✓	-

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1		
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)
08/11/2016	57,48	58,98	-	-	58,38	-	-	58,38	-	-	58,21	-	-	58,21	-	-	58,21	-	-	56,70	-	-	58,97	-	-
09/11/2016	57,04	58,97	-	-	58,37	-	-	58,37	-	-	58,20	-	-	58,20	-	-	58,20	-	-	56,69	✓	✓	58,96	-	-
10/11/2016	62,98	59,29	✓	✓	58,68	✓	✓	58,68	-	-	58,51	-	-	58,51	-	-	58,51	-	-	56,99	✓	✓	59,28	-	-
11/11/2016	64,15	59,36	✓	✓	58,75	✓	✓	58,75	-	-	58,57	-	-	58,57	-	-	58,57	-	-	57,05	-	-	59,34	-	-
12/11/2016	61,15	59,36	✓	✓	58,75	✓	✓	58,75	-	-	58,57	-	-	58,57	-	-	58,57	-	-	57,05	✓	✓	59,34	✓	-
13/11/2016	54,15	59,36	-	-	58,75	-	-	58,75	-	-	58,57	-	-	58,57	-	-	58,57	-	-	57,05	-	-	59,34	-	-
14/11/2016	59,39	58,21	✓	✓	57,61	-	-	57,61	✓	✓	57,44	-	-	57,44	-	-	57,44	-	-	55,95	✓	✓	58,20	✓	-
15/11/2016	62,99	59,03	✓	✓	58,43	-	-	58,43	✓	✓	58,26	-	-	58,26	-	-	58,26	-	-	56,75	-	-	59,02	-	-
16/11/2016	66,78	60,45	✓	✓	59,82	-	-	59,82	✓	✓	59,65	-	-	59,65	-	-	59,65	-	-	58,10	-	-	60,43	-	-
17/11/2016	63,94	60,83	✓	✓	60,20	-	-	60,20	✓	✓	60,03	-	-	60,03	-	-	60,03	-	-	58,46	-	-	60,81	-	-
18/11/2016	61,77	61,38	✓	✓	60,75	-	-	60,75	✓	✓	60,57	-	-	60,57	-	-	60,57	-	-	58,99	-	-	61,36	-	-
19/11/2016	53,97	61,38	-	-	60,75	-	-	60,75	-	-	60,57	-	-	60,57	-	-	60,57	-	-	58,99	-	-	61,36	-	-
20/11/2016	42,82	61,38	-	-	60,75	-	-	60,75	-	-	60,57	-	-	60,57	-	-	60,57	-	-	58,99	-	-	61,36	-	-
21/11/2016	53,54	60,19	-	-	59,57	-	-	59,57	-	-	59,39	-	-	59,39	-	-	59,39	-	-	57,85	-	-	60,17	-	-
22/11/2016	64,83	60,64	✓	✓	60,01	-	-	60,01	✓	✓	59,84	-	-	59,84	-	-	59,84	-	-	58,28	-	-	60,62	-	-
23/11/2016	60,88	60,95	-	-	60,32	-	-	60,32	✓	✓	60,15	-	-	60,15	-	-	60,15	-	-	58,58	-	-	60,94	-	-
24/11/2016	59,42	61,16	-	-	60,53	-	-	60,53	-	-	60,35	-	-	60,35	-	-	60,35	-	-	58,78	-	-	61,14	-	-
25/11/2016	59,50	61,13	-	-	60,50	-	-	60,50	-	-	60,32	-	-	60,32	-	-	60,32	-	-	58,75	-	-	61,11	-	-
26/11/2016	50,13	61,13	-	-	60,50	-	-	60,50	-	-	60,32	-	-	60,32	-	-	60,32	-	-	58,75	-	-	61,11	-	-
27/11/2016	53,72	61,13	-	-	60,50	-	-	60,50	-	-	60,32	-	-	60,32	-	-	60,32	-	-	58,75	-	-	61,11	-	-

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1			
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD Y despacho RRTT (sí)	
28/11/2016	66,61	61,01	✓	✓	60,38	-	-	60,38	✓	-	-	60,21	-	-	60,21	-	-	60,21	-	-	58,64	-	-	61,00	-	-
29/11/2016	67,21	62,60	✓	✓	61,96	✓	✓	61,96	-	-	61,78	-	-	61,78	-	-	61,78	-	-	60,16	-	-	62,58	-	-	
30/11/2016	60,22	62,91	-	-	62,26	-	-	62,26	-	-	62,08	-	-	62,08	-	-	62,08	-	-	60,45	-	-	62,89	-	-	
01/12/2016	68,03	59,97	-	-	59,36	✓	-	59,36	-	-	59,18	-	-	59,18	-	-	59,18	-	-	57,65	-	-	59,96	-	-	
02/12/2016	67,48	60,71	-	-	60,08	✓	✓	60,08	-	-	59,91	-	-	59,91	-	-	59,91	-	-	58,35	-	-	60,69	-	-	
03/12/2016	58,16	60,71	-	-	60,08	-	-	60,08	-	-	59,91	-	-	59,91	-	-	59,91	-	-	58,35	-	-	60,69	-	-	
04/12/2016	48,29	60,71	-	-	60,08	-	-	60,08	-	-	59,91	-	-	59,91	-	-	59,91	-	-	58,35	-	-	60,69	-	-	
05/12/2016	66,53	60,84	✓	✓	60,22	✓	✓	60,22	-	-	60,04	-	-	60,04	-	-	60,04	-	-	58,48	-	-	60,83	-	-	
06/12/2016	66,52	60,91	✓	✓	60,28	✓	✓	60,28	-	-	60,11	-	-	60,11	-	-	60,11	-	-	58,54	-	-	60,89	-	-	
07/12/2016	65,54	59,67	✓	✓	59,06	✓	✓	59,06	-	-	58,89	-	-	58,89	-	-	58,89	-	-	57,36	-	-	59,66	-	-	
08/12/2016	55,48	58,53	-	-	57,93	-	-	57,93	-	-	57,76	-	-	57,76	-	-	57,76	-	-	56,27	-	-	58,53	-	-	
09/12/2016	58,50	59,51	-	-	58,90	-	-	58,90	-	-	58,73	-	-	58,73	-	-	58,73	-	-	57,21	-	-	59,50	-	-	
10/12/2016	61,99	59,51	✓	✓	58,90	✓	✓	58,90	-	-	58,73	✓	✓	58,73	-	-	58,73	-	-	57,21	-	-	59,50	-	-	
11/12/2016	63,15	59,51	✓	✓	58,90	✓	✓	58,90	-	-	58,73	-	-	58,73	-	-	58,73	-	-	57,21	-	-	59,50	-	-	
12/12/2016	69,21	60,15	-	-	59,53	-	-	59,53	-	-	59,35	-	-	59,35	-	-	59,35	-	-	57,81	-	-	60,13	-	-	
13/12/2016	68,34	60,11	-	-	59,49	-	-	59,49	-	-	59,32	-	-	59,32	-	-	59,32	-	-	57,78	-	-	60,10	-	-	
14/12/2016	68,82	62,27	-	-	61,63	-	-	61,63	-	-	61,45	-	-	61,45	-	-	61,45	-	-	59,84	-	-	62,25	-	-	
15/12/2016	70,05	64,13	✓	✓	63,47	-	-	63,47	-	-	63,29	-	-	63,29	-	-	63,29	-	-	61,62	-	-	64,11	-	-	
16/12/2016	68,37	64,47	✓	✓	63,80	-	-	63,80	-	-	63,62	-	-	63,62	-	-	63,62	✓	✓	61,94	-	-	64,44	-	-	
17/12/2016	55,87	64,47	-	-	63,80	-	-	63,80	-	-	63,62	-	-	63,62	-	-	63,62	-	-	61,94	-	-	64,44	-	-	

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1		
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)
18/12/2016	53,65	64,47	-	-	63,80	-	-	63,80	-	-	63,62	-	-	63,62	-	-	63,62	-	-	61,94	-	-	64,44	-	-
19/12/2016	69,93	64,57	-	-	63,90	-	-	63,90	-	-	63,72	-	-	63,72	-	-	63,72	-	-	62,04	-	-	64,54	-	-
20/12/2016	67,84	67,76	✓	✓	67,06	-	-	67,06	-	-	66,86	-	-	66,86	-	-	66,86	-	-	65,09	-	-	67,73	-	-
21/12/2016	68,76	70,20	-	-	69,47	-	-	69,47	-	-	69,27	-	-	69,27	-	-	69,27	-	-	67,43	-	-	70,16	-	-
22/12/2016	69,72	71,79	-	-	71,05	-	-	71,05	-	-	70,84	-	-	70,84	-	-	70,84	-	-	68,95	-	-	71,74	-	-
23/12/2016	67,96	71,90	-	-	71,16	-	-	71,16	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	69,06	-	-	71,86	-	-
24/12/2016	59,16	71,90	-	-	71,16	-	-	71,16	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	69,06	-	-	71,86	-	-
25/12/2016	49,66	71,90	-	-	71,16	-	-	71,16	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	69,06	-	-	71,86	-	-
26/12/2016	52,77	71,90	-	-	71,16	-	-	71,16	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	70,95	-	-	69,06	-	-	71,86	-	-
27/12/2016	67,19	71,87	-	-	71,13	-	-	71,13	-	-	70,93	-	-	70,93	-	-	70,93	-	-	69,03	-	-	71,83	-	-
28/12/2016	61,70	70,76	-	-	70,03	-	-	70,03	-	-	69,83	-	-	69,83	-	-	69,83	-	-	67,96	-	-	70,72	-	-
29/12/2016	61,73	70,76	-	-	70,03	-	-	70,03	-	-	69,83	-	-	69,83	-	-	69,83	-	-	67,97	-	-	70,72	-	-
30/12/2016	66,88	70,85	-	-	70,12	-	-	70,12	-	-	69,92	-	-	69,92	-	-	69,92	-	-	68,05	-	-	70,81	-	-
31/12/2016	60,62	70,85	-	-	70,12	-	-	70,12	-	-	69,92	-	-	69,92	-	-	69,92	-	-	68,05	-	-	70,81	-	-
01/01/2017	50,38	70,35	-	-	69,62	-	-	69,62	-	-	69,42	-	-	69,42	-	-	69,42	-	-	67,57	-	-	70,31	-	-
02/01/2017	64,91	70,16	-	-	69,44	-	-	69,44	-	-	69,24	-	-	69,24	-	-	69,24	-	-	67,39	-	-	70,12	-	-
03/01/2017	71,22	69,86	-	-	69,14	-	-	69,14	-	-	68,94	-	-	68,94	-	-	68,94	-	-	67,11	-	-	69,82	-	-
04/01/2017	70,23	71,26	-	-	70,53	-	-	70,53	-	-	70,32	-	-	70,32	-	-	70,32	-	-	68,44	-	-	71,22	-	-
05/01/2017	70,63	72,83	-	-	72,08	-	-	72,08	-	-	71,87	-	-	71,87	-	-	71,87	-	-	69,95	-	-	72,79	-	-
06/01/2017	69,40	71,80	-	-	71,06	-	-	71,06	-	-	70,85	-	-	70,85	-	-	70,85	-	-	68,96	-	-	71,76	-	-

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1		
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)
07/01/2017	68,74	71,80	-	-	71,06	-	-	71,06	-	-	70,85	-	-	70,85	-	-	70,85	-	-	68,96	-	-	71,76	-	-
08/01/2017	61,33	71,80	-	-	71,06	-	-	71,06	-	-	70,85	-	-	70,85	-	-	70,85	-	-	68,96	-	-	71,76	-	-
09/01/2017	75,69	76,03	-	-	75,24	✓	✓	75,24	-	-	75,03	-	-	75,03	-	-	75,03	-	-	73,00	-	-	75,97	-	-
10/01/2017	67,95	81,75	-	-	80,91	-	-	80,91	-	-	80,67	-	-	80,67	-	-	80,67	-	-	78,48	-	-	81,68	-	-
11/01/2017	79,64	83,36	-	-	82,50	-	-	82,50	-	-	82,26	-	-	82,26	-	-	82,26	-	-	80,02	-	-	83,29	-	-
12/01/2017	79,23	87,74	-	-	86,84	-	-	86,84	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	84,21	-	-	87,66	-	-
13/01/2017	74,69	87,74	-	-	86,84	-	-	86,84	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	84,21	-	-	87,66	-	-
14/01/2017	68,12	87,74	-	-	86,84	-	-	86,84	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	84,21	-	-	87,66	-	-
15/01/2017	64,30	87,74	-	-	86,84	-	-	86,84	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	86,59	-	-	84,21	-	-	87,66	-	-
16/01/2017	76,84	87,60	-	-	86,69	-	-	86,69	-	-	86,44	-	-	86,44	-	-	86,44	-	-	84,07	-	-	87,51	-	-
17/01/2017	78,55	80,27	-	-	79,45	-	-	79,45	-	-	79,21	-	-	79,21	-	-	79,21	-	-	77,07	✓	✓	80,21	-	-
18/01/2017	85,51	79,06	✓	✓	78,25	✓	✓	78,25	-	-	78,02	-	-	78,02	-	-	78,02	-	-	75,91	✓	✓	79,00	✓	-
19/01/2017	90,67	77,38	✓	✓	76,58	-	-	76,58	✓	✓	76,36	-	-	76,36	-	-	76,36	-	-	74,30	-	-	77,32	-	-
20/01/2017	93,76	77,48	-	-	76,68	-	-	76,68	-	-	76,46	-	-	76,46	-	-	76,46	-	-	74,39	-	-	77,42	-	-
21/01/2017	81,16	77,48	✓	✓	76,68	✓	-	76,68	-	-	76,46	-	-	76,46	✓	✓	80,57	✓	✓	74,39	✓	✓	77,42	✓	✓
22/01/2017	75,67	77,48	-	-	76,68	-	-	76,68	-	-	76,46	-	-	76,46	-	-	76,46	-	-	74,39	✓	✓	77,42	-	-
23/01/2017	91,20	86,72	-	-	85,83	-	-	85,83	✓	✓	85,58	-	-	85,58	-	-	85,58	-	-	83,23	-	-	86,64	-	-
24/01/2017	92,10	84,33	-	-	83,46	-	-	83,46	-	-	83,22	-	-	83,22	-	-	83,22	-	-	80,95	-	-	84,26	-	-
25/01/2017	95,20	83,84	-	-	82,97	-	-	82,97	-	-	82,73	-	-	82,73	-	-	82,73	-	-	80,48	-	-	83,76	-	-
26/01/2017	90,04	81,73	✓	✓	80,89	✓	✓	80,89	-	-	80,66	✓	✓	80,66	-	-	80,66	-	-	78,47	-	-	81,67	✓	✓

	Ingresos medios MD (€/MWh) (I)	Besós 4			Puerto de Barcelona 1			Puerto de Barcelona 2			Sagunto 1			Sagunto 2			Sagunto 3			Málaga 1			San Roque 1		
		Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)	Coste estimado (€/MWh) (C)	>C Y Sin despacho en MD (no MD)	>C Y no MD y despacho RRTT (sí)
27/01/2017	79,98	76,70	✓	✓	75,91	✓	✓	75,91	-	-	75,68	-	-	75,68	✓	✓	75,68	-	-	73,64	✓	✓	76,64	✓	-
28/01/2017	67,89	76,70	-	-	75,91	-	-	75,91	-	-	75,68	-	-	75,68	-	-	75,68	-	-	73,64	-	-	76,64	-	-
29/01/2017	68,60	76,70	-	-	75,91	-	-	75,91	-	-	75,68	-	-	75,68	-	-	75,68	-	-	73,64	-	-	76,64	-	-
30/01/2017	77,35	77,47	-	-	76,68	✓	-	76,68	-	-	76,45	-	-	76,45	✓	-	76,45	-	-	74,39	✓	✓	77,42	-	-
31/01/2017	80,47	78,47	✓	✓	77,66	✓	✓	77,66	-	-	77,44	✓	✓	77,44	-	-	77,44	-	-	75,34	✓	✓	78,41	✓	✓
TOTAL			30	29		24	21		10	9		3	3		18	13		13	13		27	21		21	14

Fuente. CNMC

Nota: Descripción de las columnas de la tabla:

I: Ingresos medios obtenidos por los ciclos combinados que resultaron despachados en el mercado diario (€/MWh) en ese día

C: Coste marginal estimado calculado como el coste mayor, siguiendo un criterio conservador, de los mostrados en los Hechos probados cuarto y quinto para cada grupo (€/MWh).

No MD: Días en los que los ingresos del mercado diario habrían sido superiores al coste marginal estimado y, sin embargo, el grupo no resultó despachado en el mercado diario.

Sí RRTT: Días en los que los ingresos del mercado diario habrían sido superiores al coste marginal estimado y, sin embargo, el grupo no resultó despachado en el mercado diario y si fue programado por restricciones técnicas.

Se señalan, a continuación, a partir de los datos mostrados en la tabla anterior, los días concretos en los que, sin haber participado en el mercado diario y habiendo sido despachada por restricciones técnicas, los costes estimados son inferiores a los ingresos que cada central podría haber obtenido si hubiera resultado despachada en el mercado diario.

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:

Besós 4	Puerto de Barcelona 1	Puerto de Barcelona 2	Sagunto 1	Sagunto 2	Sagunto 3	Málaga 1	San Roque 1
02/11/2016	04/10/2016	14/11/2016	10/12/2016	04/10/2016	10/10/2016	03/10/2016	04/10/2016
03/11/2016	24/10/2016	15/11/2016	26/01/2017	07/10/2016	11/10/2016	04/10/2016	06/10/2016
04/11/2016	02/11/2016	16/11/2016	31/01/2017	10/10/2016	12/10/2016	05/10/2016	12/10/2016
07/11/2016	03/11/2016	17/11/2016		11/10/2016	13/10/2016	06/10/2016	14/10/2016
10/11/2016	04/11/2016	18/11/2016		13/10/2016	14/10/2016	07/10/2016	18/10/2016
11/11/2016	07/11/2016	22/11/2016		17/10/2016	17/10/2016	12/10/2016	20/10/2016
12/11/2016	10/11/2016	23/11/2016		18/10/2016	18/10/2016	14/10/2016	21/10/2016
14/11/2016	11/11/2016	19/01/2017		19/10/2016	19/10/2016	18/10/2016	25/10/2016
15/11/2016	12/11/2016	23/01/2017		20/10/2016	24/10/2016	21/10/2016	26/10/2016
16/11/2016	29/11/2016			21/10/2016	25/10/2016	24/10/2016	27/10/2016
17/11/2016	02/12/2016			26/10/2016	26/10/2016	09/11/2016	28/10/2016
18/11/2016	05/12/2016			21/01/2017	16/12/2016	10/11/2016	21/01/2017
22/11/2016	06/12/2016			27/01/2017	21/01/2017	12/11/2016	26/01/2017
28/11/2016	07/12/2016					14/11/2016	31/01/2017
29/11/2016	10/12/2016					17/01/2017	
05/12/2016	11/12/2016					18/01/2017	
06/12/2016	09/01/2017					21/01/2017	
07/12/2016	18/01/2017					22/01/2017	
10/12/2016	26/01/2017					27/01/2017	
11/12/2016	27/01/2017					30/01/2017	
15/12/2016	31/01/2017					31/01/2017	
16/12/2016							
20/12/2016							
18/01/2017							
19/01/2017							
21/01/2017							
26/01/2017							
27/01/2017							
31/01/2017							

Fuente: CNMC.

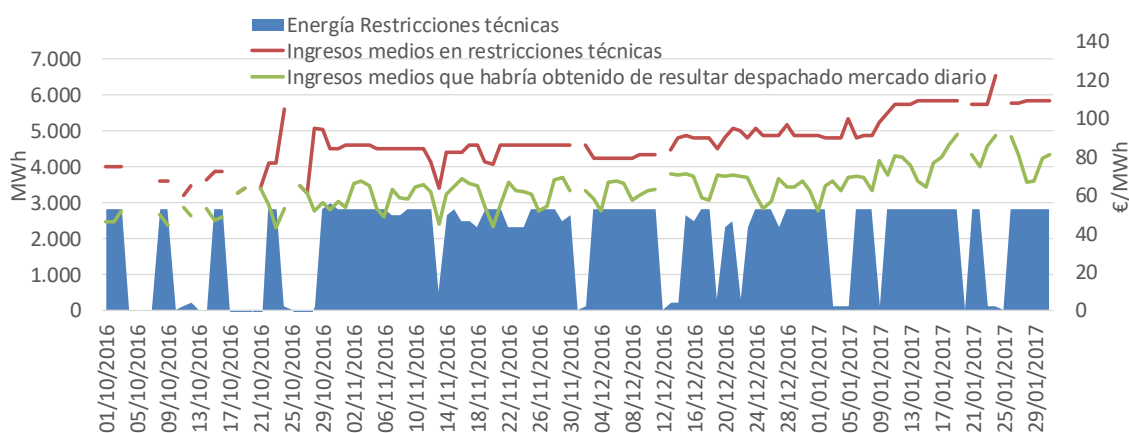
Nota: Los días anteriores corresponden a aquellos días en los que los ingresos que habría obtenido un ciclo combinado (estimados éstos como la media de los ingresos de los ciclos despachados en mercado diario) habrían sido superiores al mayor de los costes estimados en los Hechos probados cuarto y quinto.

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

El comportamiento de Naturgy Generación le ha permitido obtener 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 diligencia de 14 de noviembre de 2018 (folios 280 a 288), muestra como ejemplo el caso de la central de Besos 4, cuyos ingresos medios obtenidos en el proceso de resolución de restricciones superan, en términos medios, en unos 25€/MWh a los ingresos que habría obtenido de resultar despachada la central en el mercado diario, durante el periodo de análisis.

Gráfico 24. Energía e ingresos en el proceso de restricciones técnicas de Besos 4 frente a los ingresos que obtendría si hubiera resultado despachado en mercado diario



Fuente: CNMC.

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

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, siendo de 2.488.662 euros para Besos 4, de 1.781.131 euros para Puerto de Barcelona 1, de 549.740 euros para Puerto de Barcelona 2, de 215.199 euros para Sagunto 1, de 2.302.441 euros para Sagunto 2, de 1.251.272 euros para Sagunto 3, de 2.893.193 euros para Málaga 1, y de 1.525.295 euros para San Roque 1.

Así, el beneficio por unidad vendida obtenido por Naturgy Generación, de acuerdo con la estimación realizada, radica en la diferencia entre el precio obtenido por la energía vendida en el mercado de solución de restricciones

técnicas los días mencionados y el precio que esa energía habría tenido en el mercado diario (en el que debería haber obtenido casación).

Así pues, la empresa habría alcanzado un beneficio mínimo de 13.006.934 euros durante el periodo octubre 2016-enero2017.

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 (en adelante «Ley 40/2015»). Por último, resultan de aplicación las especialidades procedimentales contempladas en el capítulo II 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 electricidad 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 las centrales de ciclo combinado de Sagunto 1, 2 y 3, San Roque 1, Málaga 1, Puerto de Barcelona 1 y 2 y Besós 4, en los días que para cada una se identifica en el hecho probado séptimo (dentro del periodo de precios altos del mercado diario de octubre de 2016 - enero de 2017). En los días señalados, la sociedad ofertó de manera anómala, al objeto de que las citadas unidades de generación resultaran incluidas en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, para percibir por ello un ingreso superior al del mercado diario.

III.2. Análisis de la concurrencia de los elementos del tipo infractor en la conducta de Naturgy Generación S.L.U. (anteriormente Gas Natural Fenosa Generación S.L.U)

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 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 con costes estimados para las propias centrales, en el marco de un mercado competitivo, y 3) el resultado de la estrategia de la sociedad sobre el mencionado mercado para el periodo de análisis.

Las centrales objeto de este expediente pertenecen a unas zonas geográficas que presentan habitualmente problemas de seguridad zonal, por lo que resulta necesario 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. Así, Besós 4 y Puerto de Barcelona 1 y 2 se encuentran en la zona de Cataluña, Sagunto 1, 2 y 3 en la zona de Levante Norte, Málaga 1 en la zona Andalucía Oriental y San Roque 2 en la zona de Campo de Gibraltar.

- Zona Cataluña: 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 otra empresa de generación y objeto de otro expediente sancionador por idéntico

comportamiento en el mismo período de tiempo y los grupos de Besos 4 y los grupos 1 y 2 de Puerto de Barcelona, propiedad de Naturgy Generación.

- Zona Levante Norte: En la zona de Levante Norte, las restricciones técnicas son constantes. La generación disponible son dos grupos propiedad de otra empresa de generación, ubicados en Castellón –que no han sido objeto de ningún expediente sancionador en este período-, y los tres grupos propiedad de Gas Natural, ubicados en Sagunto, provincia de Valencia.
- Zona Campo de Gibraltar y Andalucía Oriental: En la zona de Cádiz (campo de Gibraltar) la seguridad de suministro zonal exige, por razones de control de tensión, disponer de forma permanente de un grupo térmico acoplado o dos grupos, según la demanda prevista. Las centrales térmicas disponibles en la zona de Campo de Gibraltar son, además de la central térmica de carbón de los Barrios, cuatro centrales de ciclo combinado (con un total de 8 grupos) que utilizan como energía primaria gas natural, y cuya titularidad pertenece a cuatro empresas diferentes: (Central de Arcos, con 3 grupos), (Central de San Roque grupo 2) y Central de Algeciras. Gas Natural dispone solo de San Roque grupo1)¹⁶. Además, el grupo de Málaga (Zona Andalucía Oriental) de Naturgy Generación compite con el resto de grupos de la Zona Sur para la resolución de restricciones técnicas localizadas en la Zona de Sevilla-Cádiz.

Pues bien, en todas las citadas zonas 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, 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. Esto es especialmente cierto en el caso de Naturgy Generación que cuenta con la cuota de programación por restricciones más alta en todas las zonas citadas (63% en Cataluña, 62% en Levante Norte y 41% en Campo de Gibraltar/Andalucía Oriental).

En concreto, durante el periodo de análisis, tal y como se ha indicado en el Hecho probado sexto, Besós 4 resulta despachada por restricciones técnicas el 98% de las ocasiones en que su despacho es posible, es decir, siempre que está disponible y no ha resultado despachada previamente en el mercado diario,

¹⁶ En el periodo de análisis Campo de Gibraltar 1 y 2 continuaban sin funcionar tras la decisión judicial de dejar sin efecto la aprobación de una parte del proyecto de ejecución del tramo de línea a 380 kV desde la central de ciclo combinado en San Roque hasta la Subestación de Pinar del Rey, obligó a su desmantelamiento y determinó la imposibilidad de evacuación de la generación de dichos grupos.

alcanzando en varios meses el 100%. Esta recurrencia es del 87% para Puerto de Barcelona, del 63% para San Roque 1, del 88% para Málaga 1 y del 94% para Sagunto.

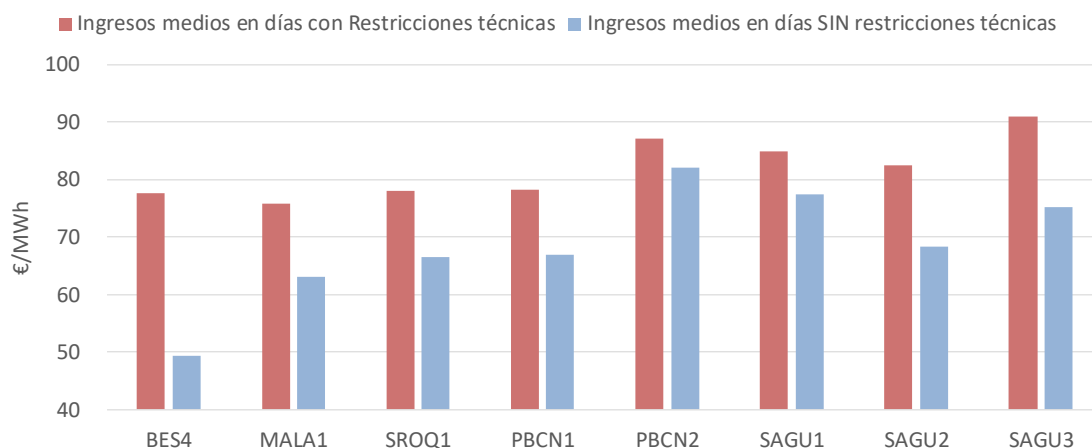
Resultaría asimismo lógico, y aquí se produce la primera quiebra de la normalidad, que dicha programación se hubiera producido en el mercado diario ya que, durante el periodo de análisis se registraron precios en ese mercado elevados y superiores a los costes marginales de este tipo de centrales. Tal 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.

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.

Ello no fue así, porque las ofertas de las centrales de Naturgy Generación, tal como se ha acreditado en el Hecho probado primero, fueron más caras que las del resto de centrales de similares características durante varios días en el periodo de análisis, mientras que sus costes marginales, tal como se ha acreditado en el Hecho probado segundo, resultaban similares e incluso inferiores a los de sus competidores. Tales ofertas, por tanto, no responden a la racionalidad económica, puesto que suponen el riesgo de no resultar casadas por excesivas y resultar desplazadas por ofertas más baratas. No son ofertas normales y proporcionadas, ya que se apartan de la racionalidad económica y del comportamiento de otros agentes con instalaciones de similares características.

El conocimiento previo por parte de la sociedad imputada de la necesidad de programación de sus ciclos combinados en sus respectivas zonas por seguridad de suministro, que habrá de ser evaluado en el análisis de la culpabilidad, ofrece una explicación 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 cada una de las zonas analizadas pueden proveer el servicio) y, por tanto, menos competitivo. Prueba de ello, es que los ingresos medios que obtiene cada central de su participación en los diferentes mercados durante el periodo de análisis resulta significativamente superior en aquellos días en los que resulta despachada en el proceso de restricciones técnicas, tal y como se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 25. Ingresos medios obtenidos por las centrales de GNFG, S.L en el mercado de producción diferenciando entre los días que resulta despachada por restricciones técnicas y el resto de los días, durante Octubre 2016-Enero 2017



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

Fuente: CNMC

El análisis de la programación por restricciones de los ciclos combinados en sus respectivas zonas, 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 la sociedad.

Para este periodo, y por los días que se identifican en el hecho probado séptimo, el comportamiento de Naturgy Generación dio lugar a una alteración de la casación y del despacho de las unidades de generación. Dicha alteración en esos días consiste en que la falta de despacho de estas centrales en el mercado diario, como sería económicamente esperable, provoca que, en la mayor parte de esos días, las centrales consigan ser programadas por restricciones en cada una de sus zonas para garantizar la seguridad de suministro.

Es importante señalar que no se está sancionando aquí el hecho de que la interesada incrementa las ofertas de sus centrales a lo largo del periodo de análisis, cosa que hicieron todos los agentes del mercado en atención a las circunstancias de los mercados de generación, sino que éstas se incrementen por encima de lo razonable o lógico desde el punto de vista del funcionamiento del mercado diario (es decir, que se persiga situar esas ofertas por encima de los precios del mercado, de modo tal que no se produzca su casación y así, resultar despachado por restricciones técnicas, y con ello conseguir un mayor precio). Tal y como afirma la sociedad, en su escrito de respuesta al expediente de supervisión [---] (folio 114 del expediente), en el periodo octubre 2016 – enero 2017 se registró un incremento del precio en el mercado secundario de gas en España motivado por la elevación de los precios de GNL en el mercado internacional, unido al aumento de la demanda de gas para ciclos combinados en España, derivado de las condiciones de baja hidráulicidad y eolicidad, así como de la parada imprevista de reactores nucleares en Francia, y todo ello, en un contexto de existencia de limitaciones en el suministro de gas con origen

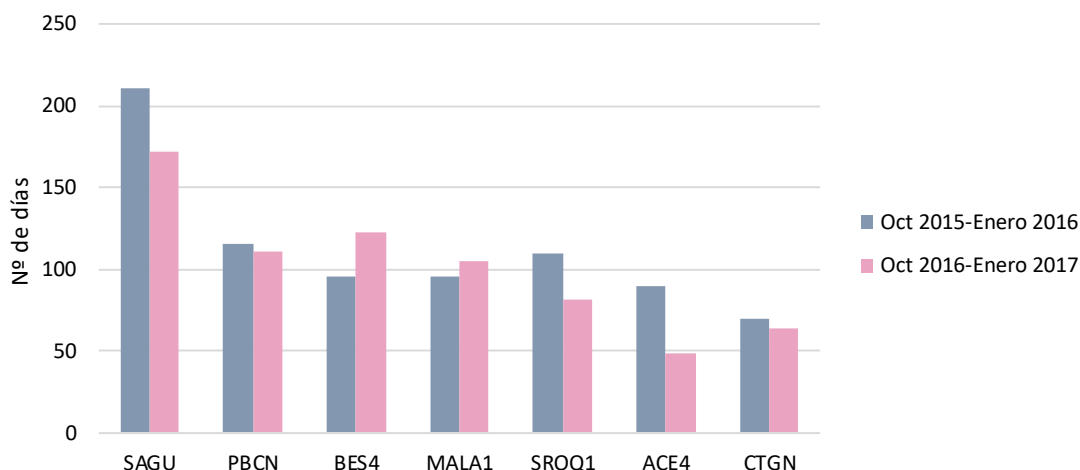
Argelia. Coincidente con lo anterior, la demanda convencional de gas en los meses señalados, y muy particularmente en enero de 2017, fue notablemente superior a la del año anterior, contribuyendo a que los operadores tuvieran que recurrir a aprovisionar gas adicional para sus balances al mercado internacional de GNL. Estos mismos hechos fueron descritos por el resto de operadores a los que se les solicitó información en el marco del expediente informativo citado, pero éstos no subieron anómalamente sus ofertas para no ser casados.

Es decir, el periodo de análisis al que corresponde el presente expediente sancionador se enmarca, por supuesto, en un periodo en el que el precio del mercado del gas en España registró un incremento significativo. Como consecuencia, todos los agentes incrementaron sus ofertas durante estos meses y el precio del mercado eléctrico terminó registrando un fuerte aumento, hasta alcanzar a finales de enero de 2017 los 90€/MWh. No obstante, el incremento que reflejó la sociedad en sus ofertas (tomando como referencia la pluralidad de centrales indicadas) fue superior al del resto de sus competidores, siendo claramente desproporcionado tanto respecto al valor de las ofertas de esos competidores como a sus propios costes marginales. Este hecho motivó que las centrales de los competidores resultaran despachadas con carácter más o menos habitual en el mercado diario, al contrario de lo que le ocurrió a Naturgy Generación.

A este respecto, cabe señalar además que, a diferencia de lo que les ocurre a los ciclos combinados de otros titulares, la mayor parte de sus centrales se encuentran situadas 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. Es decir, al contrario de lo que sucedió en la práctica, las circunstancias del mercado eléctrico afectaban menos a estas centrales de ciclo combinado que a otras situadas en zonas con menos problemas de seguridad de suministro.

Esta situación paradójica queda manifestada con claridad por el hecho de que si se compara el despacho por restricciones de sus centrales en el año anterior (precios bajos) con el periodo de análisis de este expediente (precios altos), no se aprecian variaciones significativas en términos globales, tal y como se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 26. Número de días en los que las centrales de GNFG resultan programadas por restricciones técnicas en octubre 2016-enero 2017, y en Octubre 2015-Enero 2016



Fuente: CNMC

La alteración de la casación por parte de Naturgy Generación no sólo queda patente si se compara con el despacho de otras empresas titulares de ciclos combinados. También se pone de manifiesto que las centrales citadas de la mercantil deberían haber resultado despachadas en el mercado diario en determinados días del periodo analizado, si se analiza el comportamiento de esas mismas centrales en otros días del periodo en los que sí resultaron casadas en dicho mercado. En concreto, se han detectado varios días en los que alguna de estas centrales no resultó despachada aun cuando su comportamiento en otros momentos revela que los ingresos que podrían haber obtenido en ese mercado le habrían bastado para funcionar. Así se concreta en el Hecho probado cuarto, donde se detectan varios días en los que los costes marginales revelados por cada una de las centrales y unidades de generación (en días con despacho en mercado diario, debidamente trasladados a otros periodos) fueron inferiores a los ingresos que habrían percibido de resultar casadas en el mercado diario, no justificándose, por tanto, su falta de despacho.

Finalmente, si se toma como coste marginal de cada central el estimado a partir de las referencias internacionales sobre cotizaciones del gas en España, tal y como se realiza en el Hecho probado quinto, se concluye igualmente que las ofertas de las centrales citadas de Naturgy Generación son superiores durante varios días a sus costes estimados, comportamiento que no estaría justificado. En relación con las referencias internacionales de cotizaciones del gas en España utilizadas en esta estimación de costes, cabe señalar que los precios de negociación que recogen dichas referencias están en el entorno de los precios de las transacciones realizadas por la sociedad en el periodo analizado en el mercado spot (tanto de compras de barcos como de negociaciones en el sistema español), tal y como se muestra en el gráfico 8 [Confidencial] del Hecho probado segundo, lo que muestra la validez de la referencia utilizada en este periodo. 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 de supervisión [---].

En resumen, la empresa imputada presentó ofertas anormales para las centrales objeto de este expediente, tanto si se comparan con las de otros ciclos combinados con similares características de contratación como si se comparan con los costes marginales revelados por la propia central en otros días o con los costes estimados a partir de referencias de gas internacionales. La presentación de dichas ofertas le permitió la autoexclusión del mercado diario y su programación posterior en el mercado de restricciones, produciéndose unos días o pudiendo producirse en otros una alteración del despacho de generación.

Su despacho por restricciones técnicas –en los días en los que se produjo la alteración de despacho- le permitió la obtención de un beneficio mínimo estimado en, al menos, 13.006.934 euros, tal y como se muestra en el Hecho probado séptimo. Este importe se desglosa por unidades de generación de la forma siguiente: 2.488.662 euros para Besós 4, de 1.781.131 euros para Puerto de Barcelona 1, de 549.740 euros para Puerto de Barcelona 2, de 215.199 euros para Sagunto 1, de 2.302.441 euros para Sagunto 2, de 1.251.272 euros para Sagunto 3, de 2.893.193 euros para Málaga 1 y de 1.525.295 euros para San Roque 1.

Como ya se ha dicho, el beneficio mínimo estimado se ha calculado 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 en los que sus ingresos en mercado diario habrían resultado superiores a cualquiera de las referencias de costes marginales estimados en este expediente, coincidiendo además con días en los que la empresa resultó programada por restricciones. En concreto, resultan 57 días en los que se cumplen los criterios anteriores.

Este beneficio obtenido por la sociedad ha supuesto un incremento en igual cuantía del coste que ha representado el proceso de restricciones técnicas para la demanda– esto es, para los comercializadores que compran 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 las 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 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 Naturgy Generación 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 graduar la cuantificación de la sanción, lo que se hará en el Fundamento Jurídico VI.

III.3. Comisión de infracciones independientes por cada una de las unidades de producción por Naturgy Generación S.L.U. (anteriormente Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U.)

Naturgy Generación ha cometido la conducta tipificada de modo independiente a través de las ofertas de las unidades o grupos de generación (Besós 4, Puerto de Barcelona 1, Puerto de Barcelona 2, Sagunto 1, Sagunto 2, Sagunto 3, Málaga 1 y San Roque 1).

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 efectiva de capacidad 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 un tipo 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 diciembre¹⁷. A este respecto, alude la interesada en sus alegaciones a la inconsistencia de la CNMC con actuaciones pasadas y, en

¹⁷ “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”.

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 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 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, se considera que el objetivo que se persigue con las conductas está individualizado en relación a cada unidad, tratándose, en particular, de la alteración del despacho de esa unidad, a fin de que la misma sea llamada para resolver las restricciones técnicas de su concreta zona y obteniendo o queriendo obtener un beneficio añadido.

En este sentido, la alteración da lugar a unos beneficios singulares de cada unidad:

- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **29 días** en el caso de Besós 4, y por ella se obtienen unos beneficios de **2.488.662 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **21 días** en el caso de Puerto de Barcelona 1, y por ella se obtienen unos beneficios de **1.781.131 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **9 días** en el caso de Puerto de Barcelona 2, y por ella se obtienen unos beneficios de **549.740 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **3 días** en el caso de Sagunto 1, y por ella se obtienen unos beneficios de **215.199 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **13 días** en el caso de Sagunto 2, y por ella se obtienen unos beneficios de **2.302.441 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **13 días** en el caso de Sagunto 3, y por ella se obtienen unos beneficios de **1.251.272 euros**.

- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **21 días** en el caso de Málaga 1, y por ella se obtienen unos beneficios de **2.893.193 euros**.
- La alteración del despacho tiene como resultado su programación por restricciones durante **14 días** en el caso de San Roque 1, y por ella se obtienen unos beneficios de **1.525.295 euros**.

Concurren así ocho infracciones cometidas con respecto a las ofertas desproporcionadas de ocho unidades de generación, con el objeto de alterar el despacho respectivo. Aparte de ello, para cada unidad o grupo, hay una pluralidad de días en que la alteración de su despacho concurre, en función de las características, costes, ubicación y, en todo caso, singular programación y aprovechando la circunstancia de precios altos del mercado del período de octubre de 2016 – enero de 2017.

Así, la conducta de la sociedad en el citado período consiste en realizar ofertas en el mercado diario muy elevadas para sus grupos Besos 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3, Málaga 1 y San Roque 1 de forma independiente, aun cuando el precio del mercado diario era especialmente elevado, para, mediante su autoexclusión, alterar el despacho normal, con el resultado añadido de la obtención de más ingresos por su despacho en el mercado de restricciones técnicas, situación que en atención a las circunstancias zonales ya indicadas era altamente probable.

En conclusión, la conducta descrita es plenamente subsumible a efectos sancionadores en el tipo infractor del artículo 65.34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

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»¹⁸.

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”*.

¹⁸ 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.

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, de 26 de diciembre, define un comportamiento 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 es parte de la definición del tipo.

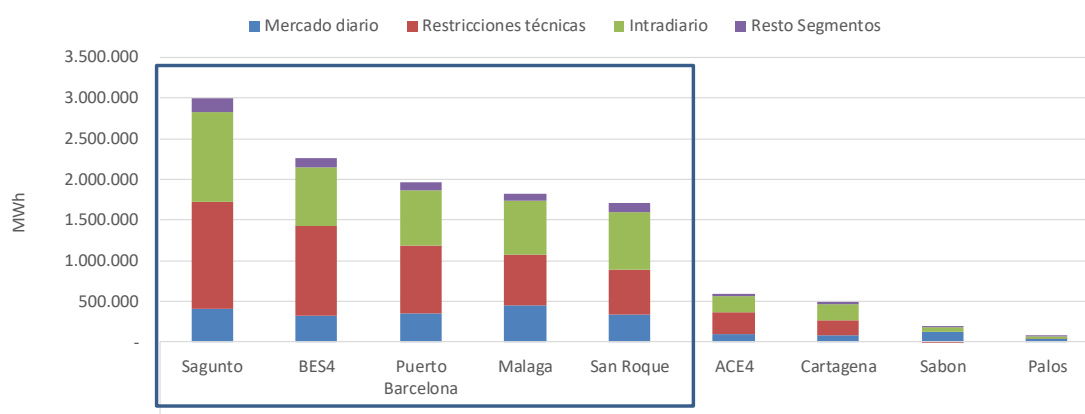
Se hace preciso no obstante explicitar, en referencia directa a los hechos constatados en este procedimiento, los diferentes elementos de conocimiento e intencionalidad que llevan a la calificación como doloso del comportamiento de la sociedad imputada y que han sido expuestos de modo genérico a lo largo 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 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 la mercantil de que, al elevar el precio de las ofertas, se puede producir con mucha probabilidad la autoexclusión de la unidad de generación o lo que es lo mismo, 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. Por tanto, Naturgy Generación teniendo en cuenta además su carácter de operador dominante, conocía la singularidad de estos grupos de generación eléctrica.

En cuanto a la voluntad de intentar la alteración del despacho queda probada de modo evidente si comparamos el comportamiento de la sociedad con sus otros grupos de generación que no están en zonas de restricción. Hay que añadir además que las ocho unidades de generación incluidas en este expediente sancionador son las que presentan un mayor funcionamiento, tal y como se puede apreciar en el gráfico siguiente. Se trata, por tanto, de un comportamiento voluntario que se concentra en todas aquellas centrales que presentan una mayor programación tanto por mercado diario como en otros mercados.

Gráfico 27. Programación de los ciclos combinados de GNFG, S.L, en los distintos mercados de electricidad en 2016:



Fuente: CNMC

Tal como se ha expuesto ampliamente en el precedente fundamento jurídico, el comportamiento de la interesada 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 4, Málaga 1, San Roque 1, Sagunto 1, 2 y 3 y Puerto de Barcelona 1 y 2 resultaran retribuidas al precio de sus ofertas por restricciones técnicas.

En definitiva, Naturgy Generación decide realizar sus ofertas al mercado diario por las centrales antes citadas a un precio elevado, siendo consciente de que dicho valor elevado de sus ofertas le impediría casar en dicho mercado diario, y ello lo hace 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. La sociedad está al corriente de que las restricciones técnicas en las zonas identificadas obligarán –con alta probabilidad- 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.

V. VALORACIÓN DE LAS ALEGACIONES EFECTUADAS POR NATURGY GENERACIÓN S.L.U. (ANTERIORMENTE GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.U.)

V.1. Alegaciones sobre el procedimiento tramitado.

Naturgy Generación alega que durante la tramitación del procedimiento sancionador se ha vulnerado su derecho de defensa y se ha infringido el principio de presunción de inocencia además de destacar que el expediente adolece de pruebas suficientes para destruir la citada presunción.

A este respecto, debe señalarse que el procedimiento tramitado por la CNMC se ha ajustado plenamente a lo previsto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y a las especialidades procedimentales contempladas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Así, debe indicarse que, tanto el acuerdo de incoación del procedimiento, como la propuesta de resolución formulada por el órgano instructor cumplen escrupulosamente los requisitos establecidos en los artículos 64 y 89 de la citada Ley. El interesado ha dispuesto de plazos más amplios que los preceptivamente establecidos para formular alegaciones y presentar los documentos pertinentes. A mayor abundamiento, debe subrayarse que las ampliaciones de plazo interesadas han sido conferidas por el órgano instructor. Todas las solicitudes presentadas han sido debidamente respondidas y motivadas como consta en los antecedentes de hecho anteriormente referidos. Finalmente, la sociedad ha accedido al expediente en dos ocasiones y ha tenido a su disposición de forma permanente las fuentes de prueba obrantes en el mismo (principalmente folios 250 a 386), pruebas que acreditan de forma indubitada la comisión de la conducta imputada como se desarrolla pormenorizadamente en la presente resolución.

V. 2 Alegaciones sobre los hechos considerados probados.

Se analizan aquí las alegaciones remitidas por Naturgy Generación a la Propuesta de Resolución, tanto en el propio escrito de la empresa, como en el informe elaborado por [CONSULTORA] adjunto a dicho escrito (folios 496 al 551).

a) Según el informe de [CONSULTORA], las ofertas de los ciclos de Naturgy Generación fueron normales en comparación con el resto de ciclos existentes en el sistema.

[CONSULTORA] afirma que las ofertas de los ciclos investigados estuvieron en línea con las ofertas del resto de operadores e incluso resultaron ser más económicas que las de sus competidores. Para obtener esta conclusión, compara las ofertas presentadas por los 51

grupos de ciclos combinados existentes en el sistema eléctrico con las de sus centrales, indicando que todas ellas tienen la capacidad de producir electricidad a costes muy similares y, por tanto, compiten en igualdad de condiciones. Por ello, [CONSULTORA] afirma que la CNMC emplea una muestra de ciclos selectiva en lugar de mostrar las ofertas de los 51 grupos existentes, sin que se hayan aportado las razones para escoger esta muestra.

A este respecto, cabe señalar que, tal y como se indica en el Hecho probado primero, el criterio de selección es el de mostrar aquellos ciclos combinados que cuentan con similares características de contratación. Se detalla que la selección de la muestra se realiza a partir de las centrales que presentan un régimen de funcionamiento similar, lo que determina en última instancia la modalidad de contratación de los peajes de acceso y, en definitiva, que oferten en el mercado con una estructura de costes marginales similares. Así, se han descartado aquellas centrales que, a diferencia de las centrales investigadas, registraban un régimen de funcionamiento reducido y que, por tanto, 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).

No obstante, [CONSULTORA] afirma que todos los ciclos combinados tienen la capacidad de contratar las mismas tarifas y modalidad de contratos (largo plazo, anuales, mensuales, diarios, etc.) y, por tanto, todos son comparables, independientemente del peaje contratado de acceso a la red de gas. Así, señala que un ciclo combinado que contrata sus peajes diariamente tiene la opción de contratar un peaje anual en cualquier momento del tiempo. A este respecto, cabe señalar que, si bien es cierto que todos los ciclos tienen la posibilidad de contratar las modalidades de largo plazo, también es cierto que no todos los ciclos optan por contratarlo, si consideran que sus oportunidades de funcionamiento son reducidas. Esta situación es particularmente típica en los últimos años, en una situación caracterizada por un exceso de capacidad, donde cada vez menos centrales optan por realizar contratos de peajes de acceso de largo plazo, ante la incertidumbre que supone un eventual escenario de elevada producción renovable. Este escenario no resulta aplicable a las centrales investigadas, ya que cuentan con una elevada probabilidad de programación ante cualquier escenario por estar localizadas en zonas con problemas de seguridad de suministro locales.

Como consecuencia de esta diferencia derivada de los costes de contratación de los peajes, las centrales que no cuentan con peajes de largo plazo tienen un funcionamiento mucho menor que las que sí cuentan con ellos, lo que demuestra que no son comparables a las expedientadas, y que, por tanto, el criterio de selección aplicado es correcto. Así, por ejemplo, cabe citar que las centrales de la propia Naturgy Generación que

contaban con peaje de gas de largo plazo estuvieron funcionando durante el periodo de análisis a un 60% de su carga, en términos medios, mientras que las centrales de esta misma empresa que no contaban con ese contrato, tuvieron un funcionamiento mucho menor aun estando localizadas en zona de restricciones técnicas, alcanzando un 12% de su carga.

Adicionalmente, del total de ciclos combinados, se descartan de la muestra aquellas centrales que no tienen la posibilidad de vender su gas en otros mercados y, por tanto, sus costes marginales fueron menores que los que podría tener Naturgy Generación. Este criterio es conservador, ya que, como se ha indicado en el Hecho probado segundo, una serie de centrales de Naturgy Generación -[CONFIDENCIAL]- contaban durante el periodo de análisis con un contrato de suministro base con [CONFIDENCIAL].

Finalmente, se eliminan del estudio, en cualquier caso, las centrales que son objeto de otro expediente sancionador en el mismo periodo.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, durante el periodo de análisis 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%¹⁹.

Por otra parte, [CONSULTORA] también afirma que no solo la muestra de ciclos utilizada está sesgada, sino que también algunas de las ofertas realizadas por los ciclos son excluidas del análisis. Tal y como se indica en el Hecho probado primero, se muestran las ofertas de los ciclos para aquellos periodos en los que resultaban comparables. Es decir, en el caso de que una central cuente con peajes de largo plazo únicamente en algunos de los meses del periodo de análisis, solo se muestran dichos periodos en la comparación dado que, en el resto de los meses, sus costes marginales no resultaban comparables.

b) Según el informe de [CONSULTORA], el uso del coste marginal como referencia de proporcionalidad carece de sentido lógico.

Según el informe de [CONSULTORA], resulta erróneo el parámetro de desproporción utilizado en la Propuesta de Resolución, al comparar las ofertas con costes marginales, ya que para determinar que las ofertas son desproporcionadas se deben comparar con un precio razonable. Así, asegura que en mercados como el de generación eléctrica, caracterizado por

¹⁹ 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.

elevados costes de inversión en comparación con su coste marginal, la referencia de precio razonable es el coste incremental de largo plazo, que incluye costes fijos de la empresa. La empresa concluye que los grupos investigados nunca superaron dicho coste incremental de largo plazo y, por tanto, sus ofertas resultaron proporcionadas.

A este respecto se señala que, si bien el coste incremental de largo plazo es determinante en la decisión de inversión de la empresa, dicho coste nada tiene que ver con las ofertas que una empresa que maximice beneficios realizará en el mercado diario. En particular, una empresa ofertará a su coste marginal ya que querrá vender siempre y cuando el precio cubra al menos dichos costes, de modo que la diferencia entre éstos y el precio resultante del mercado contribuirá a la recuperación de sus costes fijos.

Cuando una empresa decide entrar en el mercado debe analizar si los precios eléctricos esperados serán iguales o superiores al coste incremental de largo plazo. Si los precios eléctricos esperados son inferiores al coste incremental de largo plazo no acometerá la inversión y, si son superiores, entrará en el mercado, y recuperará sus costes fijos si los precios eléctricos durante la vida útil de la inversión están en línea o son superiores a los previstos.

Como ya se ha indicado anteriormente, la racionalidad económica de un agente que opera un ciclo combinado en el mercado eléctrico español consiste en ofertar siempre los costes marginales (de corto plazo) de su ciclo combinado, al objeto de maximizar la probabilidad de que su oferta resulte casada en el mercado diario: Ofertas inferiores podrían no cubrir sus costes marginales siempre y cuando dichas ofertas fueran las que determinaran el precio (i.e., sus ofertas son las últimas necesarias para cubrir la demanda) y ofertas superiores a sus costes marginales podrían ser desplazadas en el orden de mérito por otras ofertas realizadas por los competidores aun siendo dichas ofertas superiores a sus costes marginales.

La estrategia de una empresa al ofertar no será la de intentar incorporar en dichas ofertas sus costes fijos (lo que la excluiría de poder vender su energía con toda probabilidad), sino la de resultar casada siempre que el precio cubra al menos sus costes marginales, dado que la diferencia entre éstos y el precio resultante del mercado (siempre igual o superior a dichos costes) contribuirá a la recuperación de dichos costes fijos²⁰. Así, en su libro *Economía básica del sector eléctrico*, Steven Stoff (2002) también explica qué es la diferencia entre el coste marginal de cada central y el precio marginal que resulte del cruce de oferta y demanda agregada lo que permite obtener los llamados beneficios de corto plazo. Y que estos beneficios de corto plazo son los que

²⁰ Kahn, A. E., Cramton, P. C., Porter, R. H., & Tabors, R. D. (2001): *“More important, they know also that on their accepted bids they will receive the full benefit of whatever price above that level is necessary to equate demand and supply in the market, regardless of the level of their own bids, permitting them to pocket the difference between their avoidable costs and the market-clearing price as a necessary contribution toward recovery of their fixed charges and profits.”*

deberían contribuir, en el largo plazo, a la recuperación de la totalidad de los costes.

También Borenstein (2000)²¹ aclara la diferencia entre la oferta y el precio del mercado:

“Es importante entender que una empresa precio aceptante no vende su producción a un precio igual al coste marginal de cada unidad que produce. Vende toda su producción al precio de mercado, que se establece por el cruce entre la demanda y la oferta en el mercado.”²²

La Autoridad de Competencia y Mercados de Reino Unido (CMA) considera que en mercados competitivos marginalistas, en los que los precios de casación resultan de la oferta más cara necesaria para cubrir la demanda, las empresas ofertarán a su coste marginal. La diferencia entre los costes marginales de las centrales y el precio del mercado es lo que permite la recuperación de sus costes fijos²³.

El regulador del mercado eléctrico irlandés (SEM) en su código de conducta para los mercados de Balance, también recoge que las ofertas de los agentes incorporarán los costes marginales de corto plazo (*short run marginal cost*)²⁴.

También el regulador francés (CRE) aplica el criterio de ofertar considerando los costes marginales para supervisar la formación del precio del mercado de generación comparando los precios del mercado con los costes marginales de generación de la empresa EDF, y así determinar si existe poder de mercado²⁵.

²¹ Borenstein, S. (2000). Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. *The Electricity Journal*, 13(6), 49-57.

²² Borenstein, S. (2000): *“It is important to understand that a price-taking firm does not sell its output at a price equal to the marginal cost of each unit of output it produces. It sells all of its output at the market price, which is set by the interaction of demand and all supply in the market.”*

²³ Autoridad de Competencia y Mercados de Reino Unido: CMA (2016) Energy market investigation. Final report: *“The curve also demonstrates the importance of prices at peak times for the recovery of fixed costs. A coal or CCGT asset owner will only earn substantial margins when price is set by oil or OCGT plant.”*

²⁴ I-SEM Balancing Market Principles Code of Practice -Decision Paper. 11 July 2017: *“This Code makes provision for the purpose of securing that complex bid offer data reasonably reflect the short run marginal cost of operating the generation set or unit to which they relate, thereby facilitating the efficient operation of the I-SEM Balancing Market by helping to ensure that generators cannot exercise market power in the generation of electricity on the island of Ireland or any part thereof.”*

²⁵ Functioning of the wholesale electricity, CO₂ and natural gas markets. 2015-2016. CRE: *“With regard to the formation of the spot price, CRE specifically monitors differences existing between the prices in the spot market and the marginal costs of EDF’s generation facilities resulting from the calculation of its daily optimization models. [...] CRE considers that the difference measured for 2015 remains within a range that does not reflect the exercise of market power.”*

En este mismo sentido, la Autoridad de Regulación Económica Australiana ha establecido de una manera más concluyente que ningún generador debe ofrecer precios que no reflejen una expectativa razonable de sus costes marginales de generación de corto plazo²⁶. Asimismo, insiste en que, en el corto plazo, el coste económico de los costes fijos es cero pues el generador no puede evitar incurrir en ellos en el corto plazo, independientemente de su decisión de funcionar o no. Por tanto, en el corto plazo, la decisión de un generador debe basarse únicamente en los costes marginales de corto plazo. En este sentido, aporta el siguiente ejemplo que se considera clarificador:

“Tomemos, por ejemplo, la decisión de construir una central eléctrica de gas en lugar de la decisión de vender electricidad de una central eléctrica de gas que ya se ha construido. La primera es una decisión a largo plazo: la empresa debe decidir si cree que la inversión valga la pena en función del valor presente del flujo esperado de ingresos futuros y costos [...].

Sin embargo, una vez que se construye la planta, la decisión sobre cuanta electricidad debe ser producida se convierte en una decisión de corto plazo y los costes de construcción de la planta se vuelven relegados al pasado. [...]. Por lo tanto, la decisión económica óptima para determinar cuanta electricidad se debe producir, más allá de aquella para la cual pueden existir contratos, se determina simplemente por el suministro de un MWh adicional siempre que eso aporte un beneficio para la empresa. Esto depende únicamente de si el precio del mercado supera el coste inmediato de producción.”²⁷

c) Según el informe de [CONSULTORA], el uso del coste marginal como referencia de proporcionalidad es contradictorio con la jurisprudencia existente en materia de competencia.

[CONSULTORA] considera necesario revisar las consideraciones de las autoridades de competencia y tribunales de justicia sobre qué nivel de precios puede ser considerado excesivo.

²⁶ Short run marginal cost - discussion paper. 2008. Economic Regulation Authority. Western Australia. “A Market Generator must not, for any Trading Interval, offer prices within its Portfolio Supply Curve that do not reflect the Market Generator’s reasonable expectation of the short run marginal cost of generating the relevant electricity when such behavior relates to market power.”

²⁷ “Take, for instance, the decision to build a gas fired power station as opposed to the decision to sell electricity from a gas fired power station that has already been built. The former is a long run decision: the firm must decide whether it believes the investment will be worthwhile based on the present value of the expected flow of future revenues and costs, with the certainty of revenue and cost flow typically guaranteed by long run contracts with take-or-pay provisions (so as to ensure the recovery of sunk costs). Once the plant is built however, the decision as to how much electricity should be produced becomes a short run decision and the plant’s construction costs become relegated to the past. In a competitive market, the firm would face a market price that it cannot control: a “take it or leave it” proposition. Therefore, the optimal economic decision for determining how much electricity should be produced, over and above that for which take-or-pay contracts may exist, is determined simply by whether supply of an additional MWh increases the firm’s bank balance or decreases it. This depends solely on whether or not the price that is available for incremental amounts of electricity exceeds the immediate costs of production.”

A este respecto, cabe señalar que todas las referencias citadas en el escrito de alegaciones se refieren a situaciones de posición de dominio en el mercado. El argumento utilizado en el párrafo 7.40 del escrito de alegaciones versa sobre que *“La única diferencia entre un caso de precios excesivos y un caso de ofertas desproporcionadas radica en que un caso de precios excesivos es necesario demostrar, además del carácter excesivo del precio, que la empresa disfruta de posición de dominio en el mercado. Por lo tanto, un precio no puede ser considerado desproporcionado, si tampoco es considerado excesivo”*. La jurisprudencia y actuaciones administrativas descritas tratan de mostrar que ofertas que incorporen costes fijos no amortizados son una práctica legítima por parte de las empresas.

De entrada, debe ya indicarse que las conductas abordadas en los expedientes citados constituían abusos 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”*, y no precisa evidentemente de la acreditación de cuestiones propias del ámbito de defensa de la competencia, en particular, la propia existencia de posición de dominio, sino de otros elementos analizados ya sobradamente en el Fundamento Jurídico III de la presente resolución.

Sin perjuicio de lo anterior, y a mayor abundamiento, debe señalarse que las referencias citadas por [CONSULTORA] se refieren a casos que nada tienen que ver con el mercado eléctrico: expediente CNC 626/07 Canarias de explosivos, Tribunal de apelación de Sudáfrica-caso Mittal sobre precios del acero, TJUE Asunto 66/86 Ahmed Saad sobre comercialización de billetes de vuelos internacionales, Comisión Europea – Scandilines Sverige AB v Port of Helsingborg sobre precios aplicados por el puerto y Autoridad de Competencia Italiana - caso Aspen sobre precios de tratamiento contra el cáncer. El mercado de generación de electricidad es un mercado organizado con unas reglas explícitas, donde el funcionamiento de una central y su retribución se determina en unas subastas marginalistas repetitivas en las que el precio que recibe una empresa no es el precio de su oferta, sino el que viene fijado por el cruce entre la curva agregada de las ofertas de las instalaciones de generación y la curva agregada de la demanda. El único caso citado por [CONSULTORA] referido al mercado eléctrico se corresponde con el caso Elsam de la Autoridad de Competencia de Dinamarca y Alto Tribunal Marítimo y Comercial de Dinamarca, cuyo análisis se basa en un contexto de monopolio no comparable con el caso analizado.

d) Según el informe de [CONSULTORA], la regulación del sector eléctrico no exige que las ofertas guarden una relación con el coste marginal.

Afirma [CONSULTORA], a este respecto, que el artículo 65.34 de la Ley 24/2013 no estipula en ningún caso que la proporcionalidad de las ofertas guarde una relación con el coste marginal de producción, y que, si lo hubiera considerado necesario, la Ley hubiera hecho mención explícita de dicha obligación.

A este respecto, se considera que, en lo relativo a la ausencia de previsiones normativas aplicables, no puede dejar de tenerse en cuenta que la propia Ley 24/2013, de 26 de diciembre, introdujo el tipo infractor establecido en el artículo 65.34, a fin de sancionar, precisamente, la presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación. Con la introducción de este tipo sancionador –y sin perjuicio de otras previsiones que al respecto se contienen también en la Ley 24/2013- queda clara la voluntad del legislador de limitar la libertad de actuación de los generadores a la hora de presentar sus ofertas. Es evidente que esa libertad no les ampara para presentar ofertas cuando éstas tienen valores anormales o desproporcionados, y se presentan –como en este caso- con la finalidad de alterar el despacho de la generación; esta conducta está prohibida, y su realización es objeto de sanción.

La presentación de ofertas elevadas que provocan la alteración del despacho y la obtención de ingresos posteriores en el segmento de restricciones técnicas, como las analizadas en este expediente, son el más claro ejemplo de conductas subsumibles en el nuevo tipo infractor establecido expresamente por el legislador en 2013 con el fin de evitar este tipo de conductas.

Adicionalmente, afirma [CONSULTORA] que, cuando el regulador ha querido establecer cómo deben realizarse las ofertas al mercado diario lo ha regulado expresamente, como es el caso del mecanismo de restricciones por garantía de suministro por el que se incentivaba a determinadas centrales de carbón a consumir carbón autóctono. A este respecto, cabe señalar que es lógico que existiese esta obligación en este caso particular, dado que este mecanismo establecía una retribución regulada para estas centrales por considerarlo un servicio de interés económico general. En este caso concreto, cuando la normativa ha tenido que establecer esta obligación, lo ha hecho con la premisa de minimizar el impacto sobre el mercado eléctrico, y bajo esa filosofía, fijó que las centrales afectadas debían participar en el mercado diario, ofertando a sus costes marginales de producción (de acuerdo con referencias internacionales de cotización del carbón) y no incluyendo sus costes fijos, siguiendo, por tanto, los mismos criterios definidos en esta Resolución.

e) Según el informe de [CONSULTORA], de ser adoptada la Resolución, al no poder ofertar costes fijos, la seguridad del suministro se comprometería en el corto plazo.

Según [CONSULTORA], si se adoptara la propuesta de Resolución, se eliminaría la perspectiva de recuperación de una parte significativa de los costes fijos, por lo que los ciclos combinados tendrían que cerrar para evitar pérdidas, quedando comprometida la seguridad del suministro.

A este respecto, cabe señalar en primer lugar, tal y como se ha dicho anteriormente, que la incorporación de costes fijos a las ofertas al mercado diario por parte de la sociedad, no persigue la recuperación de dichos costes, sino la autoexclusión de sus centrales de ese mercado y, por tanto, su renuncia a conseguir cualquier tipo de ingreso procedente del mismo.

En segundo lugar, es obvio decir que una mala práctica como es el comportamiento sancionado en este expediente, no puede aceptarse con el pretexto de permitir la recuperación de costes de una central y, por tanto, de atraer las inversiones necesarias para garantizar el suministro eléctrico.

Finalmente, en el apartado 7.1.2 del informe de [CONSULTORA] se afirma que *“los ciclos combinados en el mercado español de electricidad nunca recuperarían sus costes ofertando según el modelo propuesto por la CNMC”*, dado que *“los ciclos combinados son la tecnología de producción del sector eléctrico español con el coste marginal más elevado”*. En este sentido, cabe señalar que la recuperación de costes fijos no debe analizarse en el corto plazo sino en un periodo amplio que abarque la vida útil de la instalación. Durante ese periodo, la tecnología marginal en cada momento dependerá en gran medida de la relación existente entre el precio de los combustibles de gas y carbón, del precio de los derechos de emisión del mercado europeo del CO₂, de los impuestos que recaen sobre cada combustible, de los precios a plazo de la electricidad, etc. En particular, en determinados periodos como, por ejemplo en 2019, la tecnología del carbón se convierte en la tecnología marginal, siendo en este caso, entre 8 y 10 €/MWh²⁸ más cara que la de los ciclos combinados. Asimismo, no todos los ciclos combinados son iguales desde un punto de vista técnico y económico ya que presentan diferencias de eficiencia, gestión empresarial, contratación de peajes de acceso a la red de gas, etc., por lo que sus costes marginales presentan diferencias significativas que pueden llegar a superar los 15-20 €/MWh dentro de la misma tecnología. Por tanto, siempre que resulte despachada una central más cara que un determinado ciclo combinado, el precio que percibirá el ciclo combinado no es el precio de su oferta sino el precio del mercado (fijado por el cruce entre esa oferta de la central más cara y la demanda), y es la diferencia entre ambos, lo que contribuirá a la recuperación de sus costes fijos. Adicionalmente, después del mercado diario, las centrales pueden acudir a otros mercados posteriores para proporcionar servicios al operador

²⁸ Datos de marzo – abril de 2019. Coste de una central de carbón en zona costera frente a coste de una central de ciclo combinado considerando precio del carbón, del gas y del CO₂ según mercados internacionales.

del sistema, cuya retribución también contribuye a la recuperación de sus costes fijos.

Finalmente, en el párrafo 7.7 de su escrito de alegaciones, [CONSULTORA] afirma que *“en un mercado competitivo como el eléctrico, caracterizado por elevados costes fijos y de inversión, una oferta proporcional se encuentra en algún lugar entre el coste marginal (de corto plazo) y el LRIC”*. Si fuera cierto, como afirma [CONSULTORA] en el párrafo 7.14 de su escrito de alegaciones, que *“los ciclos combinados son la tecnología de producción del sector eléctrico español con el coste marginal más elevado”* y que *“todos los ciclos del sistema eléctrico español tienen características tecnológicas similares”*, tal y como se afirma en el párrafo 3.11 de su escrito de alegaciones, una oferta proporcional (i.e., entre el coste marginal (de corto plazo) y el coste incremental de largo plazo) nunca recuperaría los costes fijos porque los precios medios serían inferiores al coste incremental de largo plazo. Cabe señalar que [CONSULTORA] estima que las ofertas de los ciclos de Naturgy se encuentran entre un 33% y un 37% por debajo del coste incremental de largo plazo. Por tanto, si la descripción y el funcionamiento del mercado diario fuera acorde con la descripción que hace [CONSULTORA], dichas ofertas no permitirían recuperar los costes fijos ya que el precio de mercado no sería nunca superior a las mismas (dado que todos los ciclos combinados son similares y son siempre la tecnología marginal).

VI. SANCIÓN APLICABLE A LAS INFRACCIONES COMETIDAS POR NATURGY GENERACIÓN S.L.U (ANTERIORMENTE, GAS NATURAL FENOSA GENERACIÓN, S.L.U)

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 192.643.600 euros, es decir, más de 190 millones de euros, dado que la cifra de negocios de Naturgy Generación, S.L.U. (anteriormente Gas Natural Fenosa Generación, SAU) es de 1.926.436.000 de euros, según resulta de sus cuentas anuales depositadas en el registro mercantil de Madrid, 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, *Principio de proporcionalidad*, 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 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 importante 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 de los generadores, en perjuicio, en última instancia, del conjunto de los consumidores del sistema eléctrico.

Adicionalmente, es preciso tener en cuenta que 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, justifica que la sanción que se proponga 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, ocho infracciones, una por cada grupo o unidad de producción. Estas ocho infracciones del artículo 65.34 han sido cometidas de forma independiente, en días y por unidades de generación diferentes. El hecho de 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 con 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 las conductas, así como las consideraciones derivadas del principio de proporcionalidad justifican que la sanción propuesta 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 sobre el beneficio mínimo estimado en esta Resolución, redondeando posteriormente a la centena de millar.

En consecuencia, se fijan las siguientes sanciones:

- Por el grupo Besós 4, cuyo beneficio fue de 2.488.662 euros, se fija una sanción de 3.700.000 euros.
- Por el grupo Puerto de Barcelona 1, cuyo beneficio fue de 1.781.131 euros, se fija una sanción de 2.700.000 euros.
- Por el grupo Puerto de Barcelona 2, cuyo beneficio fue de 549.740 euros, se fija una sanción de 800.000 de euros.

- Por el grupo Sagunto 1, cuyo beneficio fue de 215.199 euros, se fija una sanción de 300.000 euros.
- Por el grupo de Sagunto 2, cuyo beneficio fue de 2.302.441 euros, se fija una sanción de 3.400.000 euros.
- Por el grupo de Sagunto 3, cuyo beneficio fue de 1.251.272 euros, se fija una sanción de 1.900.000 euros.
- Por el grupo de Málaga 1, cuyo beneficio fue de 2.893.193 euros, se fija una sanción de 4.400.000 euros.
- Por el grupo de San Roque 1, cuyo beneficio fue de 1.525.295 euros, se fija una sanción de 2.300.000 euros.

Todas las sanciones citadas tienen un importe inferior al máximo previsto para las faltas graves en el artículo 67.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. El total de las sanciones asciende a 19.500.000 euros.

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

ACUERDA

PRIMERO. Declarar que Naturgy Generación, S.L.U (anteriormente, Gas Natural Fenosa Generación, S.L.U) es responsable de la comisión de ocho 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 siguientes unidades de generación: Besós 4, Puerto de Barcelona 1 y 2, Sagunto 1, 2, y 3, Málaga 1y San Roque 1 en el período comprendido entre octubre de 2016 y enero de 2017.

SEGUNDO. Imponer a la citada sociedad las siguientes sanciones:

- 3.700.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Besós 4.
- 2.700.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Puerto de Barcelona 1.
- 800.000 de euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Puerto de Barcelona 2.
- 300.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Sagunto 1.
- 3.400.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Sagunto 2.
- 1.900.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Sagunto 3.
- 4.400.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo Málaga 1.
- 2.300.000 euros por la infracción cometida en relación con las ofertas del grupo San Roque 1.

Las anteriores cantidades determinan la imposición de una sanción total de 19.500.000 euros.

Comuníquese esta Resolución 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.