

RESOLUCIÓN (EXPTE. S/0319/10 ACOGEN)

Consejo

Sres.:

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente
D^a. Pilar Sánchez Núñez, Vicepresidenta
D^a María Jesús González López, Consejera
D^a. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

En Madrid, a 3 de octubre de 2011

El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), con la composición arriba expresada, y siendo Ponente la Consejera Dña. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, ha dictado esta Resolución en el expediente sancionador S/0319/10 ACOGEN, incoado por la Dirección de Investigación de la CNC contra IBERDROLA S.A. e IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA S.A. por supuestas prácticas restrictivas de la competencia prohibidas en el artículo 6 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC).

ANTECEDENTES DE HECHO

1. Con fecha 31 de julio de 2006 tuvo entrada en el extinto Servicio de Defensa de la Competencia (SDC) denuncia presentada por la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (ACOGEN) contra Iberdrola, S.A. (IBERDROLA) por un supuesto abuso de posición de dominio en el mercado mayorista de energía eléctrica a partir de junio de 2006 (folios 1-36). Según la denuncia, esta conducta habría consistido en retirar demanda de su distribuidora del mercado diario mediante la realización de ofertas a precios artificialmente bajos, lo cual habría tenido por efecto una reducción en el precio del mercado de energía eléctrica y un aumento de los procesos de operación del sistema, ocasionando un beneficio al grupo Iberdrola por su participación en estos procesos y un perjuicio a las empresas integradas en ACOGEN por la reducción de los precios del mercado diario. Esta denuncia se siguió inicialmente bajo la referencia 2719/06 AUTOGENERADORES.
2. Con fecha 12 de septiembre de 2006 se solicitó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) que facilitara información sobre estos hechos (folios 37-39). Al no obtener respuesta, se reiteró la solicitud con fecha 16 de marzo de 2007 (folios 43-45). Con fecha 14 de marzo de 2008 tuvo entrada el escrito de contestación de la CNE (folios 352-382).
3. Con fecha 19 de junio de 2007, tuvo entrada escrito adicional del denunciante (folios 78-351) al que se adjunta un informe de consultora que estima las consecuencias sobre

el precio del mercado diario de la conducta de IBERDROLA para cuantificar las pérdidas de los autogeneradores.

4. Con fecha 28 de julio de 2008, el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) dictó Resolución en los expedientes 2600/05 CNE/EMPRESAS DEL SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y 2773/07 IBERDROLA, cuyo archivo había propuesto la Dirección de Investigación, instando a ésta a la incoación de un único procedimiento sancionador en el que se investigaran las posibles prácticas anticompetitivas de las empresas eléctricas desde el año 2004 en relación con la resolución de restricciones técnicas y a valorar el impacto y efectos que supuso para todo el sistema la retirada de la demanda de energía eléctrica del mercado diario de IBERDROLA durante el segundo semestre del año 2006 (folios 400-441). En aplicación de la mencionada Resolución, esta Dirección de Investigación, en el marco de lo establecido en el apartado 2 del artículo 49 de la LDC, inició una información reservada con el número de referencia S/0104/08.
5. En el marco de esta información reservada, con fecha 17 de diciembre de 2008 se solicitó a IBERDROLA información (folios 443-448) que tuvo entrada el 2 de enero de 2009 (folios 449-483).
6. Con fecha 1 de octubre de 2009, la Dirección de Investigación acordó, de conformidad con lo establecido en artículo 49.1 de la LDC, incoar el expediente sancionador S/0104/08 contra varios operadores eléctricos, entre ellos IBERDROLA S.A. (folios 484-489). En particular, se incoó contra IBERDROLA por el cambio de estrategia de su distribuidora en 2006 en el mercado mayorista de energía eléctrica en 2006, que podría constituir un abuso de posición de dominio contrario al artículo 6 de la Ley 16/1989. Asimismo, se acordó la acumulación de las actuaciones seguidas bajo la referencia 2719/06 AUTOGENERADORES al expediente S/0104/08, al amparo de lo dispuesto en el artículo 29 del RDC (folio 504).
7. Con fecha 1 de febrero de 2010, a la luz de la información recabada en el curso de la tramitación del expediente S/0104/08, se acordó ampliar la incoación, entre otros, a IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA S.A. (en adelante IBERDROLA DISTRIBUCIÓN) por su estrategia de ofertas de adquisición al mercado mayorista en 2006 (folios 1512-1518).
8. Con fecha 14 de junio, la Dirección de Investigación solicitó información necesaria para dirimir el posible carácter anticompetitivo de las prácticas objeto de investigación en el expediente S/0104/08 a la CNE, a tenor de lo cual, por acuerdo de 16 de junio de 2010 se suspendió el plazo máximo de resolución del procedimiento, en virtud del artículo 37.1.b) de la LDC, con efectos desde la notificación del requerimiento, el 15 de junio de 2010 (folios 1572 y 1573). Este acuerdo fue notificado a los interesados (folios 1574-1588, 1638-1642). Con fecha 14 de septiembre de 2010 tuvo entrada esta información, por lo que con fecha 15 de septiembre de 2010 la Directora de Investigación acordó el levantamiento de la suspensión del plazo máximo para resolver (folio 1646). Este acuerdo fue notificado a los interesados (folios 1647-1658).
9. Con fecha 11 de noviembre de 2010, tuvo entrada escrito de alegaciones de ACOGEN en el que se proponía la práctica de una prueba consistente en solicitar a OMEL una valoración estimativa del precio medio horario (para cada día y franja horaria

relevante) del mercado eléctrico que podría haberse registrado desde el 8 de junio hasta el 31 de diciembre de 2006 en ausencia de la conducta llevada a cabo por IBERDROLA durante dicho periodo.

10. Con fecha 17 de diciembre de 2010, a la vista de la documentación recabada en el curso de la instrucción del expediente y tras las actuaciones realizadas en el marco del mismo, la Dirección de Investigación consideró que la naturaleza de la conducta investigada del cambio de estrategias de compra en el mercado mayorista por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en 2006 hacía necesaria su instrucción de manera separada del resto del expediente por su carácter diferencial, acordándose en consecuencia el desglose de las actuaciones referidas a dicha conducta y su tramitación separada en el expediente S/0319/10, así como la incorporación de determinada información obrante en el expediente S/0104/08 al expediente S/0319/10. Este acuerdo fue notificado a las partes concediéndoles un plazo de 5 días para la presentación de alegaciones.
11. Con fecha 22 de diciembre de 2010 la Dirección de Investigación solicitó información a IBERDROLA e IBERDROLA DISTRIBUCIÓN sobre las prácticas denunciadas. La respuesta a estos requerimientos de información tuvo entrada con fecha 29 de diciembre (folios 1697-1849 y 1850-1864 respectivamente).
12. También con fecha 22 de diciembre de 2010 la Dirección de Investigación requirió información a la CNE (folios 1687-1888) sobre los hechos denunciados. Esta solicitud fue reiterada con fecha 10 de enero de 2011 (folios 1865-1866). Con fecha 13 de enero de 2011, en virtud del artículo 37.1.b) de la LDC, la Dirección de Investigación suspendió el plazo máximo de resolución del procedimiento con efectos desde el 22 de diciembre al no haberse recibido la contestación de la CNE y considerar que la información solicitada constituía un elemento de juicio necesario para dirimir el posible carácter anticompetitivo de las prácticas objeto de investigación. Este acuerdo fue notificado a los interesados (folios 1867-1883). Con fecha 17 de enero de 2011 tuvo entrada la respuesta de la CNE al mencionado requerimiento de información (folios 1887-1962). En la misma fecha se acordó el levantamiento de la suspensión del plazo máximo para resolver.
13. Con fecha 23 de diciembre de 2010 tuvo entrada en el registro de la CNC escrito de IBERDROLA, S.A. dirigido al Consejo, por el que formula solicitud de recusación del Presidente. Por Acuerdo de 7 de febrero de 2011 el Consejo de la CNC decide que, al no estar el expediente en fase de Consejo, pospone su pronunciamiento que se producirá en todo caso con carácter previo a que tenga intervención en el procedimiento el recusado.
14. Con fecha 23 de diciembre y 31 de enero de 2011 tuvieron entrada sendos escritos de alegaciones remitidos por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN. Asimismo, el 4 de febrero de 2011 se recibió escrito de alegaciones de IBERDROLA S.A.
15. Con fecha 4 de febrero de 2011 se solicitó a la CNE el informe preceptivo previsto en el artículo 17.2 LDC, (folios 2100-2102). En esa misma fecha se acordó la suspensión del plazo máximo para resolver (folio 2103) en virtud del art. 37.2 LDC y se notificó a los interesados.

16. De acuerdo con lo previsto en el artículo 50.3 de la Ley 15/2007, la Dirección de Investigación formuló el Pliego de Concreción de Hechos (en adelante PCH) que fue notificado a las partes con fecha 7 de febrero de 2011 (folios 2.269 a 2.435). A la vista de todo lo actuado, la Dirección de Investigación concluye que no ha quedado acreditado que la actuación de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN entre junio y diciembre de 2006, consistente en la reducción de los precios de oferta de sus demandas al mercado diario y a los mercados intradiarios, constituya una infracción del artículo 6 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.
17. Con fecha 23 de febrero de 2011 tuvieron entrada las alegaciones al PCH de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (folios 2456-2466). Con fecha 24 de febrero de 2011 tuvieron entrada las alegaciones de ACOGEN (folios 2467-2515) así como las alegaciones de IBERDROLA S.A. (folios 2516-2517).
18. Conforme a lo previsto en el art. 33.1 del RDC (folio 2518), con fecha 3 de marzo de 2011 se procedió al cierre de la fase de instrucción del expediente, siendo notificado a los interesados en esa misma fecha (folios 2519-2530).
19. De acuerdo con lo previsto en el artículo 50.4 de la LDC, con fecha 8 de marzo de 2011 la Dirección de Investigación notificó a las partes su Propuesta de Resolución (folios 2850 a 3083).
20. Con fecha 24 de marzo de 2011 tuvo entrada escrito de alegaciones a la Propuesta de Resolución presentado por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (folios 3084-3090). Con fecha 25 de marzo de 2011 tuvieron entrada los escritos de alegaciones a la Propuesta de Resolución presentados por IBERDROLA (folios 3091-3092) y ACOGEN (folios 3093-3118), conteniendo el escrito de ACOGEN la solicitud de la práctica de prueba ante ese Consejo así como la solicitud de celebración de vista.
21. Con fecha 5 de abril de 2011 la Dirección de Investigación reiteró la solicitud de informe preceptivo a la CNE (folios 3119-3121). Este informe preceptivo tuvo entrada con fecha 18 de abril de 2011 (folios 3122-3130), acordándose en esa misma fecha el levantamiento de la suspensión del plazo máximo para resolver (folio 3131). Este acuerdo fue notificado a los interesados (folios 3132-3143)
22. El 25 de abril de 2011, de acuerdo con el artículo 50.5 de la Ley de Defensa de la Competencia y el artículo 34.2 del Reglamento de Defensa de la Competencia, se eleva el Informe Propuesta al Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia junto con el expediente.
23. Mediante Acuerdo de 23 de mayo de 2011, de conformidad con el artículo 28.1.a de la LRJ-PAC, el Consejo acordó desestimar la recusación del Presidente de la CNC presentada por IBERDROLA S.A. que obra en pieza separada.
24. El Consejo de la CNC terminó de deliberar y falló esta Resolución el 2 de septiembre de 2011.
25. Son interesados:
 - IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA S.A.
 - IBERDROLA S.A.

- ASOCIACIÓN DE AUTOGENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ACOGEN).

HECHOS PROBADOS

1. LAS PARTES

1.1 IBERDROLA e IBERDROLA DISTRIBUCIÓN

El Grupo Iberdrola es un grupo energético español, con presencia internacional. Tradicionalmente presente en el sector eléctrico, desde 2001 actúa también en el sector gasista. El Grupo Iberdrola desarrolla distintas líneas de negocio dentro del mercado eléctrico, tales como producción, distribución, y comercialización así como, desde el 1 de julio de 2009, el suministro de último recurso.

Iberdrola, S.A. (IBERDROLA) es la empresa cabecera del Grupo Iberdrola. La actividad de comercialización de electricidad en mercado libre del Grupo Iberdrola ha sido llevada a cabo por IBERDROLA, hasta enero de 2010, cuando ha pasado a ser asumida por Iberdrola Generación, S.A.. Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A. (IBERCUR) se encarga del suministro de último recurso.

Iberdrola Generación, S.A. es una filial al 100% del Grupo Iberdrola que se dedica a la generación de energía eléctrica y a la comercialización de electricidad y gas natural. Su potencia instalada en España en régimen ordinario ascendió en 2009 a 20.048 MW.

Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A. (IBERDROLA DISTRIBUCIÓN) es una filial al 100% del Grupo Iberdrola y se dedica a la distribución de energía eléctrica. Tiene sede en Bilbao y opera sus redes mayoritariamente en Castilla y León, Castilla-La Mancha, Madrid, Comunidad Valenciana, Murcia, Navarra y País Vasco. La cuota de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN como demandante en el mercado de energía eléctrica ascendió a 27,35%. La Dirección de Investigación ha calculado esta cuota para el periodo inmediatamente anterior al inicio de los hechos que se analizan, estimada a partir de información suministrada por OMEL sobre la cuota de unidades de adquisición al final de todos los mercados.

1.2 ACOGEN

La Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN) agrupa a empresas que representan aproximadamente al 50% de la industria cogeneradora española. Se integran en la misma otras asociaciones y federaciones de industrias como FEIQUE (industria química), ASPAPEL (papelera), HUMAIZ e HISPALYT (ladrillo y teja) así como un centenar de empresas industriales a título individual.

Dentro de los objetivos de la asociación se encuentran el fomento de la autogeneración, la defensa de los intereses de las empresas que autogeneran y asegurar un marco legal y administrativo estable y claro que permita el desarrollo de la autogeneración en España.

2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO

2.1. Marco general

Las conductas objeto de investigación se enmarcan en el sector eléctrico, que viene regulado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE en adelante), y por su normativa de desarrollo.

Dentro del sector eléctrico pueden distinguirse el mercado mayorista y el mercado minorista, así como actividades reguladas y actividades desarrolladas en competencia. El mercado mayorista de producción de energía eléctrica comprende los intercambios de energía eléctrica que tienen lugar a nivel mayorista, a partir de los cuales se determinan el precio del mercado y el grado de explotación de las diferentes centrales eléctricas y los intercambios internacionales. En contraposición al mercado mayorista, los mercados de suministro minorista comprenden las transacciones para la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

El artículo 11 de la LSE establece que el transporte, la distribución y la operación técnica del sistema tienen carácter de actividades reguladas, mientras que la producción y la comercialización de electricidad se desarrollan en régimen de libre competencia. La ordenación del sector eléctrico establece una regulación concreta y diferenciada para las actividades de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad. La LSE (art. 14 y 20) y sus normas de desarrollo establecen la separación contable, funcional y legal de la actividad de distribución (regulada) y el resto de actividades.

Las prácticas investigadas en este expediente se refieren fundamentalmente al mercado mayorista.

2.2. Mercado mayorista

2.2.1. Formas de negociación

El mercado organizado *spot* o *pool* eléctrico es el mercado principal, en el que se realiza la mayor parte de las transacciones y que sirve de referente para la fijación del precio de los contratos bilaterales físicos y de los contratos a plazo. Se trata de un mercado en el que la energía se intercambia entre los agentes del sistema para cada hora del día siguiente al de contratación mediante varias fases sucesivas: mercado diario, resolución de restricciones técnicas, mercados intradiarios, servicios complementarios y gestión de desvíos.

En el periodo investigado, el único mercado regulado para la contratación de energía eléctrica fuera del pool era el mercado a plazo OMIP (mercado de futuros sobre los mercados español y el portugués gestionado por el operador de mercado portugués), que entró en vigor el 1 de julio de 2006. Las compañías distribuidoras con más de 100.000 clientes tenían la obligación de abastecerse en este mercado a plazo por una parte de la energía suministrada a tarifa (Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio), siendo libre la participación en el mismo para el resto.

Fuera del pool y de OMIP, se producían transacciones a plazo no organizadas entre agentes (OTC: normalmente, contratos forward) y contratos bilaterales con entrega física o financiera a precio y condiciones libres.

2.2.2. Agentes del mercado

Los agentes de mercado son las entidades habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Pueden participar en

el mercado diario los siguientes sujetos. Como oferentes, los productores de energía eléctrica, los autoprodutores y productores de energía eléctrica en régimen especial. Como demandantes, los distribuidores de energía eléctrica, los comercializadores y los consumidores cualificados. También intervienen los agentes externos, que entregan o toman energía de otros sistemas exteriores.

La distribución de energía eléctrica comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte a alta tensión hasta los consumidores finales. Los distribuidores son por ello titulares de las instalaciones de distribución y gestores de la red de baja tensión. Se trata de una actividad regulada, puesto que cada red conforma un monopolio natural (artículo 40.2 de la Ley 54/1997). Esta regulación contempla tanto el acceso de terceros a la red como su precio, en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias.

En el momento en el que se produjeron los hechos investigados los distribuidores estaban también encargados del suministro o distribución de electricidad “a tarifa” a los consumidores finales. La distribución a tarifa implicaba el suministro de electricidad a los consumidores finales acogidos a este régimen a los precios (tarifas eléctricas) determinados por el Gobierno. Los consumidores podían escoger entre suministro a tarifa por parte del distribuidor o a precio libre por una comercializadora. En el primer caso, se trataba de un precio fijado por el Gobierno, mientras que en el segundo, se trataba de un precio libremente acordado entre consumidor y empresa de comercialización. Los distribuidores estaban obligados a atender todas las solicitudes de suministro a tarifa de los consumidores con derecho a ello que estuvieran conectados a sus redes. El nivel de la tarifa se determinaba semestralmente por niveles de consumo, siendo idénticos para cada grupo tarifario los precios de los diferentes distribuidores de electricidad en la Península.

Esto ha sido así hasta la entrada en vigor del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. A partir del 1 de julio de 2009, la distribución a tarifa se ha sustituido por el suministro de último recurso llevado a cabo por los comercializadores de último recurso (CUR).

Para realizar el suministro a tarifa, los distribuidores se abastecían de la energía necesaria en los procesos mayoristas. De acuerdo con la normativa, los distribuidores tenían que presentar ofertas de adquisición al pool, tal y como disponía el art. 23.1 de la LSE en su redacción vigente en 2006 (estos párrafos serían posteriormente eliminados por la Ley 17/2007, de 4 de julio):

“[...] Los distribuidores de energía eléctrica estarán obligados a realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado en cada período de programación por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes a tarifa no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física.

Se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para regular la participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física, así como los mecanismos que promuevan una gestión comercial eficiente por parte de dichos sujetos”

Por otro lado, en aplicación de la Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio, las compañías distribuidoras con más de 100.000 clientes tenían la obligación de adquirir en el mercado OMIP el equivalente al 5% de sus necesidades de energía para el suministro a tarifa. En el mercado OMIP, gestionado por el Operador del Mercado portugués, se negociaban contratos de futuros con entrega física de la energía.

Por último, las empresas distribuidoras estaban obligadas a adquirir a determinados productores del régimen especial la energía generada por éstos a una tarifa prefijada por el Gobierno (arts. 22.1 y 23 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial). Posteriormente, los distribuidores tenían la obligación de vender la energía así adquirida en el mercado diario, por lo que, en la práctica, la adquisición de energía al régimen especial no alteraba su posición compradora neta ni sus necesidades de energía.

Por tanto, en el periodo objeto de investigación (2006) los distribuidores adquirirían una parte muy reducida de sus necesidades (el 5%) a plazo en el mercado OMIP y para el resto tenían que presentar ofertas de adquisición al pool. La normativa no preveía limitaciones en cuanto al precio de las ofertas de adquisición de energía al mercado por los distribuidores.

2.2.3. Descripción general del funcionamiento del pool

El mercado se estructura en torno a un mercado organizado o “pool eléctrico”, que comprende el mercado diario, los mercados intradiarios y los contratos bilaterales físicos.

La gestión del mercado está encomendada a un Operador del Mercado (OM) y a un Operador del Sistema (OS). La Compañía Operadora del Mercado Ibérico de la Electricidad-Polo Español, S.A. (OMEL) es responsable de la gestión económica del sistema eléctrico, lo cual comprende la gestión de los mercados diario e intradiarios, así como la liquidación y comunicación de los derechos de pago y obligaciones de pago a que dé lugar la energía contratada en estos mercados. Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su condición de Operador del Sistema, es responsable de la gestión técnica, esto es, de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. En consecuencia, corresponden a REE las funciones derivadas de los servicios de ajuste del sistema, las desviaciones producidas en el mercado de producción de energía eléctrica y la liquidación y comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que den lugar los servicios de ajuste del sistema, la garantía de potencia y los desvíos.

Los intercambios se realizan en una serie de sesiones o fases celebradas el día anterior del suministro de energía eléctrica, en las que se determinan, para cada hora del día siguiente, los diferentes componentes del precio final de generación y la programación de los grupos generadores. Las fases del mercado mayorista, que se desarrollan secuencialmente, se denominan mercado diario, solución de restricciones técnicas, mercado intradiario, servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos. En principio se trata de sesiones independientes, aunque la utilización de las mismas unidades de producción en ellas hace que estén fuertemente interrelacionadas.

2.2.3.1. Mercado diario

El mercado diario (MD) es el mercado principal, mientras que los demás mercados se consideran de ajuste. Participan en este mercado como agentes vendedores los productores y autoprodutores y los entonces denominados agentes externos. Como agentes compradores, pueden participar productores, distribuidores, comercializadores, agentes externos (exportadores) y consumidores cualificados.

El día anterior al objetivo (día D-1), los agentes vendedores realizan sus ofertas de venta para cada período horario y para cada unidad de generación, y los demandantes de energía eléctrica presentan sus ofertas de compra con expresión de un precio y de una cantidad de energía para cada período horario. Antes del cierre de la recepción de ofertas del mercado diario (a las 10 horas del día anterior al suministro), se recibe la información necesaria relativa a la comunicación de ejecución de la energía adquirida en subastas a plazo, opciones sobre energía primaria así como la información enviada por el OS sobre los resultados de las subastas de capacidad de las interconexiones. La agregación y ordenación según precios crecientes de todas las ofertas de venta configura la curva de oferta agregada del sistema. De igual manera, la agregación de estas ofertas de compra según precios decrecientes forma la curva de demanda agregada del mercado.

Con esta información, el OM realiza la casación de la oferta y la demanda para cada una de las 24 horas del día siguiente (día D). El precio para cada hora es único e igual al marginal, esto es, al precio del último tramo de la oferta de venta realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender total o parcialmente la demanda. Ese precio es cobrado a todos los consumidores y pagado a todos los productores cuyas ofertas de compra o venta hayan casado en el mercado.

Al resultado de la casación descrita se le añade la energía procedente de los contratos bilaterales físicos nacionales y los internacionales suscritos por REE. El resultado de este procedimiento es el denominado Programa Diario Base de Funcionamiento (en adelante, PDBF).

2.2.3.2. Solución de restricciones técnicas

Tras la obtención del PDBF, el OS, REE, evalúa si se respetan los requisitos de seguridad y fiabilidad del suministro. Si el OS considera que dicho programa rebasa la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos o que incumple los requisitos de seguridad de suministro, se pone en marcha el proceso de resolución de restricciones técnicas en el PDBF. El PDBF así modificado se denomina Programa Diario Viable (en adelante, PDV).

El procedimiento de solución de restricciones técnicas permite, con respecto al PDBF, solucionar las limitaciones técnicas existentes derivadas de la situación de la red de transporte o del sistema. Dicho de otra forma, si el resultado de la casación del mercado diario es físicamente irrealizable, por problemas de congestión de redes de transporte provocadas por desequilibrios entre el consumo y la generación de un área geográfica determinada, la asignación de energía de las unidades de producción puede verse modificada, disponiéndose entonces la retirada de la casación de las ofertas de venta que resulten precisas y la entrada de otras.

Este procedimiento se encuentra regulado en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas

y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico (BOE 24/12/2004), que entró en vigor el 31 de mayo de 2005.

Las restricciones técnicas se resuelven mediante la retirada de la casación de las ofertas de venta que sean precisas y la entrada de otras ofertas, atendiendo en primer lugar a criterios técnicos y en segundo lugar respetando el orden de precedencia económica.

En cuanto a la remuneración del servicio, se basa en ofertas específicas realizadas por los agentes al OS (por tanto se remunera al precio ofertado a restricciones técnicas). De ahí que el proceso de resolución de restricciones técnicas conlleve un sobrecoste igual a la energía despachada al precio de oferta multiplicada por la diferencia absoluta entre el precio marginal del mercado diario y el precio de la oferta. Este sobrecoste, a partir del 2 de julio de 2005 con la aprobación de determinadas modificaciones a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica (Resolución de 24 de junio de 2005 de la Secretaría General de energía (BOE de 30 de junio de 2005), es soportado por las unidades de adquisición (exceptuando las de bombeo y las unidades cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español) proporcionalmente a su energía medida en barras de central.

2.2.3.3. Mercados intradiarios

Una vez obtenido el PDV y tras la subasta de banda secundaria que se tratará más adelante, se abre la fase del mercado intradiario (MI), un mercado de ajustes sobre el PDV que consta de seis sesiones que se celebran a lo largo de las 24 horas del día. Pueden acudir a este mercado, respetando las limitaciones que establece el OS para evitar restricciones, todos los agentes que han participado en el mercado diario o en contratación bilateral (no es necesario haber casado, basta con haber presentado una oferta válida) y las unidades de producción que no hubieran participado en el diario por estar indisponibles pero que hubieran recuperado la disponibilidad. A diferencia del mercado diario, no es obligatorio para los productores ofertar a este mercado.

En cuanto a la casación, es análoga a la del mercado diario. El resultado de las sesiones del mercado intradiario es el Programa Horario Final (en adelante, PHF).

2.2.3.4. Servicios de ajuste

El equilibrio físico en la red entre la producción y el consumo de electricidad en cada momento, sobre la base de los resultados del mercado, se realiza por el OS, mediante la aplicación de servicios complementarios. Estos servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.

Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el OS realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos. Los servicios complementarios se dirigen a mantener una reserva de potencia de seguridad en el sistema para poder responder ante imprevistos en el tiempo real de programación, y se dividen en regulación primaria, secundaria y terciaria.

La regulación primaria es un servicio obligatorio y no retribuido que deben prestar las unidades de generación acopladas automáticamente ante desequilibrios entre generación y consumo en tiempo real.

La regulación secundaria es un servicio por el que el OS reserva potencia para poder responder ante desequilibrios entre generación y consumo en tiempo real. Se trata de un servicio prestado en condiciones de mercado, que comprende la asignación de banda de regulación secundaria y la utilización efectiva de dicha banda. La asignación de banda de secundaria se realiza diariamente mediante un proceso de subasta en el que pueden participar las unidades de generación por su potencia no comprometida en el programa viable provisional, y que se retribuye al precio marginal de la subasta (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada). La energía efectivamente utilizada de la banda de secundaria se retribuye al precio marginal de la energía terciaria que se necesite para reponer la banda. Hay ofertas diferenciadas para la banda a subir y la banda a bajar no pudiendo establecerse precios negativos.

En el servicio de regulación secundaria, que requiere una respuesta en términos de variación de carga de la central en un periodo de tiempo corto, sólo pueden participar las unidades de oferta que sean gestionables.

La regulación terciaria es un servicio destinado a reponer la banda de secundaria utilizada. Se realiza mediante una subasta convocada por el operador del sistema, y se retribuye al precio marginal de la subasta (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada).

Por la propia esencia del servicio de regulación terciaria, que requiere una respuesta en términos de variación de carga de la central en un periodo de tiempo corto, pueden participar en él solamente las unidades de generación gestionables.

Finalmente, la gestión de desvíos trata de solucionar desvíos previstos entre generación y consumo que se producen con posterioridad al cierre del mercado intradiario por indisponibilidades de las unidades de generación o problemas en los intercambios internacionales. La generación necesaria para cubrir tales desvíos se asigna mediante una subasta, y la energía asignada se liquida al precio marginal (único para todas las unidades asignadas, e igual al precio de la última oferta asignada). En la gestión de desvíos pueden participar solamente las unidades de generación gestionables.

2.2.3.5. Liquidación de desvíos

Los desvíos se calculan como la diferencia entre la energía eléctrica medida y el programa horario a liquidar. Las liquidaciones de los desvíos se regían por lo dispuesto en la Resolución de 5 de abril de 2001 (posteriormente modificada por la Resolución de 11 de mayo de 2006) de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se modifican las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se proroga la vigencia del Contrato de Adhesión a dichas Reglas (Regla 21.8.2).

Se consideran desvíos a subir aquellos que suponen una mayor generación o menor consumo que los previstos en el PHF y desvíos a bajar los que suponen una menor generación o un mayor consumo.

Los desvíos generan el sobre coste que suponen los servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos. Este sobre coste se repercute a los agentes en proporción al valor absoluto de su desvío. A nivel desagregado, los agentes que se desvían a favor del sistema pagan o cobran el precio de mercado por la cantidad de energía que supone un desvío con respecto al programa. Los agentes que se desvían en contra del sistema pagan o cobran lo más desfavorable entre el precio de mercado y el precio medio de los servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.

El Operador del Mercado, OMEL realizaba estas liquidaciones hasta Junio de 2006, fecha en que pasan a ser realizados por el Operador del Sistema, REE.

3.2 Liquidaciones de los distribuidores

Los distribuidores actúan como agentes recaudadores del sistema y ponen a disposición del sistema los fondos recaudados vía peajes y tarifas. A su vez, son retribuidos conforme a lo estipulado normativamente. Este régimen retributivo de la distribución supone que los ingresos y costes de los distribuidores se asignan al sistema eléctrico en su conjunto y que hace falta un sistema de liquidación para compensar a los distribuidores individualmente.

Las liquidaciones de los distribuidores se rigen por lo dispuesto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Estas liquidaciones, de carácter mensual, son realizadas por la CNE y se obtienen de la diferencia entre los ingresos y los costes liquidables.

Los ingresos y costes liquidables se recogen en el artículo 4 del Real Decreto 2017/1997. Entre los ingresos liquidables destacan los ingresos por aplicación de las tarifas y peajes vigentes a los suministros y accesos a las redes de transporte o distribución, los ingresos por acometidas, verificaciones, enganches y alquileres de contadores y otros equipos, la retribución de la actividad de transporte y la retribución de la actividad de comercialización.

Dentro de los costes liquidables se incluyen los costes por adquisición de energía en el mercado de la electricidad para atender los suministros a tarifas reguladas y otros como los permanentes del funcionamiento del sistema o los de diversificación y seguridad del abastecimiento. Con respecto a los costes de adquisición de energía para el suministro a tarifa, el apartado e del citado precepto establece lo siguiente:

“El coste reconocido por las adquisiciones de energía en el mercado de la electricidad, para atender los suministros a tarifas reguladas. A estos efectos, se considerará como coste reconocido a cada distribuidor el resultado de multiplicar el precio medio ponderado, que resulte en el período de liquidación a las adquisiciones de energía de éste, por la energía distribuida por dicho distribuidor, incrementada en la energía correspondiente a las pérdidas estándar que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente”.

En el cálculo del precio medio ponderado se incluyen por tanto las compras de cada distribuidor en los mercados diario e intradiario y los costes asignados a los adquirentes en

otros procesos. Esto supone que en las liquidaciones no se considera el precio efectivamente satisfecho por las distribuidoras sino el precio medio del conjunto de los distribuidores. Por tanto, si un agente incurre en un coste de adquisición de energía mayor al precio medio habrá de afrontar la diferencia (que no le será reconocida como coste en el sistema) y viceversa.

Lo anterior es particularmente relevante a efectos del presente expediente por lo que respecta a la gestión de desvíos, cuyo coste se ha tratado en el apartado anterior. En tanto el precio de la energía adquirida asignada como desvío en contra del sistema tendrá un precio superior al precio del pool, si a un distribuidor le es asignada, incrementará el precio medio ponderado reconocido en las liquidaciones al conjunto de distribuidores. A su vez, esto se traducirá, para el agente que se ha desviado, en que le sea reconocido un coste de la energía en las liquidaciones inferior al coste en el que incurrió y para los agentes que no se hayan desviado, que se les reconozca un coste mayor a aquel en el que realmente incurrieron. Así se pone de manifiesto en las respuestas a los requerimientos de información a la Dirección de Investigación de la CNE (folio 371) e IBERDROLA (folios 940-941).

3.3 El Real Decreto-ley 3/2006

La contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física por los distribuidores prevista en el citado artículo 23.1 de la LSE fue introducida por el Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo, de Reformas Urgentes para el Impulso a la Productividad y para la Mejora de la Contratación Pública. No obstante, no se produjo el desarrollo normativo necesario para dicha posibilidad hasta el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

El Real Decreto-ley 3/2006, de 24 de febrero (que entró en vigor el 1 de marzo de 2006) obliga a asimilar a contratos bilaterales toda la energía previamente casada en el mercado diario por distribuidores y generadores de compañías pertenecientes a un mismo grupo empresarial. Asimismo, este Real Decreto-ley estableció un precio de referencia de 42,35 EUR/MWh para las liquidaciones de los distribuidores por el coste de la energía comprada para el suministro a tarifa. Este precio de referencia fue revisado al alza por el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, que sitúa el precio de referencia en 49,23 EUR/MWh. En consecuencia, con la entrada en vigor de este RD, en las liquidaciones de los distribuidores ya no se tendría en cuenta como coste liquidable el precio medio sino este precio de referencia.

El Real Decreto-ley 3/2006 fue derogado de facto por el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre (que entró en vigor el día 1 de enero de 2007). Este Real Decreto introdujo la obligación para los distribuidores de ofertar al mercado al precio máximo fijado en las Reglas del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica (Disposición Adicional Décima). Establece asimismo que, durante el año 2007, el precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del denominado mecanismo de asimilación será el precio de casación del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica más el precio medio de adquisición de los distribuidores en

concepto de los servicios de ajuste, de desvíos y garantía de potencia correspondiente a dicha energía para cada periodo de programación (Disposición adicional vigésima cuarta).

Posteriormente, la Orden ITC/400/2007, al desarrollar la normativa por la cual las empresas distribuidoras negocian la energía eléctrica a través de contratos bilaterales con entrega física, terminó con el mecanismo de asimilación a contratos bilaterales, de acuerdo con lo previsto en el artículo 1.1 del RD-ley 3/2006, que establecía la vigencia del proceso de asimilación hasta que se produjera dicho desarrollo normativo.

3. HECHOS PROBADOS POR LA DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN

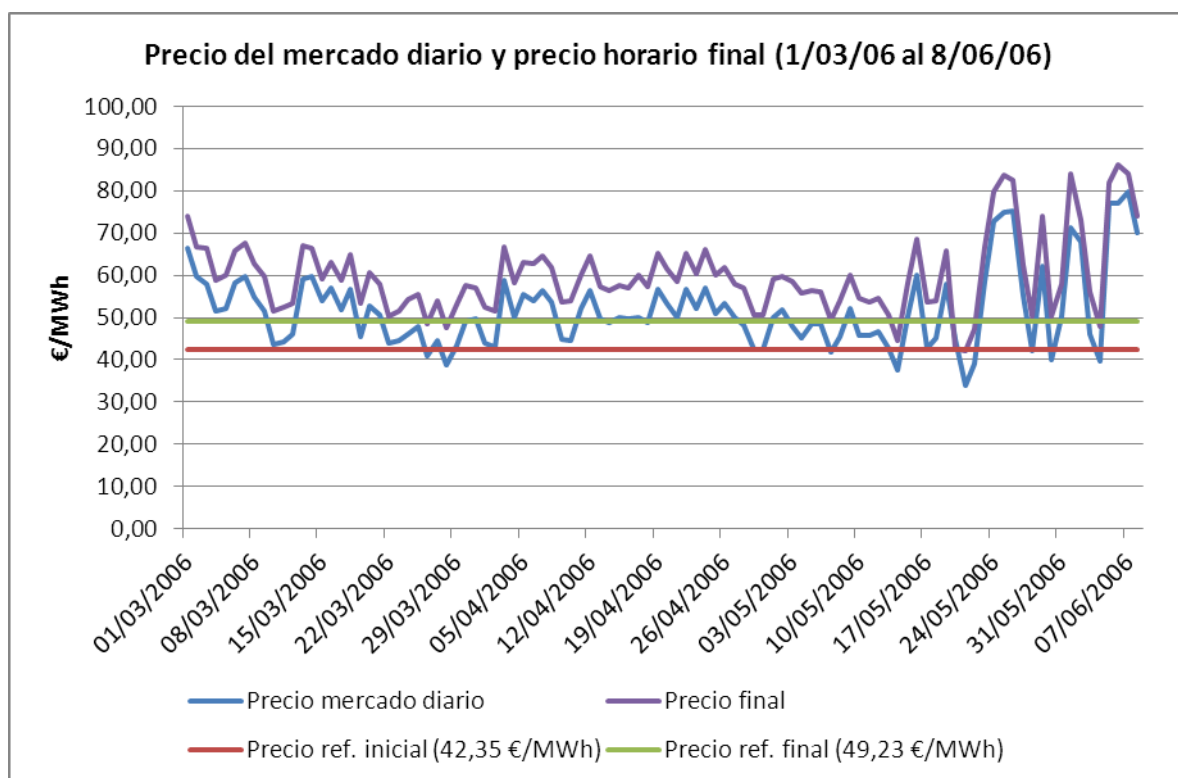
La Dirección de Investigación considera probados los siguientes hechos:

4.1. El 1 de marzo de 2006 entró en vigor el Real Decreto-ley 3/2006, de 24 de febrero. Como consecuencia, se produjeron: (a) una reducción de la energía casada en los mercados diario e intradiario, (b) un incremento de la energía bilateralizada dentro de cada grupo empresarial verticalmente integrado con distribución y (c) una reducción de los ingresos netos de las distribuidoras.

- (84) *El RD-ley 3/2006 obligaba a asimilar a contratos bilaterales toda la energía previamente casada en el mercado diario por distribuidores y generadores de compañías pertenecientes a un mismo grupo empresarial. La energía así bilateralizada se liquidaba a los distribuidores inicialmente a 42,35 €/MWh, y a 49,23 €/MWh desde el 1 de julio de 2007 con la aprobación del RD 1634/2006.*
- (85) *La asimilación a bilateral y el precio de referencia eran únicamente a efectos de la liquidación de las actividades reguladas. Así lo interpretó la CNE en contestación a sendos recursos planteados por IBERDROLA y por Hidroeléctrico Generación, S.A.U. contra las primeras liquidaciones practicadas por OMEL. Al respecto la CNE se pronuncia en los siguientes términos:*

“El Real Decreto ley 3/2006, de 24 de febrero, no establece de manera expresa cuál deba ser el tratamiento económico que reciba el generador (la unidad de generación) cuya oferta resulte asimilada a contrato bilateral tras la casación de los mercados diario o intradiario de energía eléctrica. El citado Real Decreto ley únicamente establece, y con carácter provisional por vía de un anexo, el precio (de 42,35 €/MWh, revisado posteriormente a un valor de 49,23 €/MWh) que recibirán los Distribuidores en la liquidación de las actividades reguladas como reconocimiento de los costes incurridos por la adquisición de la energía asimilada a contrato bilateral que les corresponda. Esta materia ha sido objeto de sendos conflictos planteados ante la CNE, por Iberdrola e Hidroeléctrica del Cantábrico (CGETs 3/2006 y 4/2006 respectivamente), resueltos en julio de 2006, que fueron estimados por esta Comisión, resolviendo que las energías asimiladas a contratación bilateral debían, en cualquier caso, ser liquidadas por OMEL a precio de mercado, toda vez que la asimilación a contratación bilateral se produce después de perfeccionados los contratos en OMEL. No obstante, cabe señalar que el contenido de estas resoluciones aún no se ha llevado a efecto por OMEL quien planteó recurso de reposición frente a la resolución de la CNE” (folio 353).

(86) De acuerdo con lo anterior, por tanto, los distribuidores pagaban por la energía casada en el mercado diario el precio del mercado diario más los sobrecostes que se imputan a la demanda y les era reconocido como coste por la energía bilateralizada en las liquidaciones de la CNE al precio de referencia, que era sensiblemente inferior al precio horario final. Como se aprecia en el siguiente gráfico, en los tres primeros meses de vigencia del RD-ley 3/2006, el precio horario final estuvo sistemáticamente por encima del precio de referencia original (42,35 €/MWh) y del precio de referencia final (49,23 €/MWh). En promedio, el precio horario final entre el 1 de marzo y el 8 de junio de 2006 fue de 59,86 €/MWh, un 41% por encima del precio de referencia original y 22% por encima del precio de referencia que se estableció en el RD de tarifas de junio (fuente: OMEL).



Fuente: elaboración propia a partir de OMEL (www.omel.es)

(87) La CNE manifiesta que el RD-ley 3/2006 tenía un impacto negativo sobre los distribuidores. (folios 1897-1898).

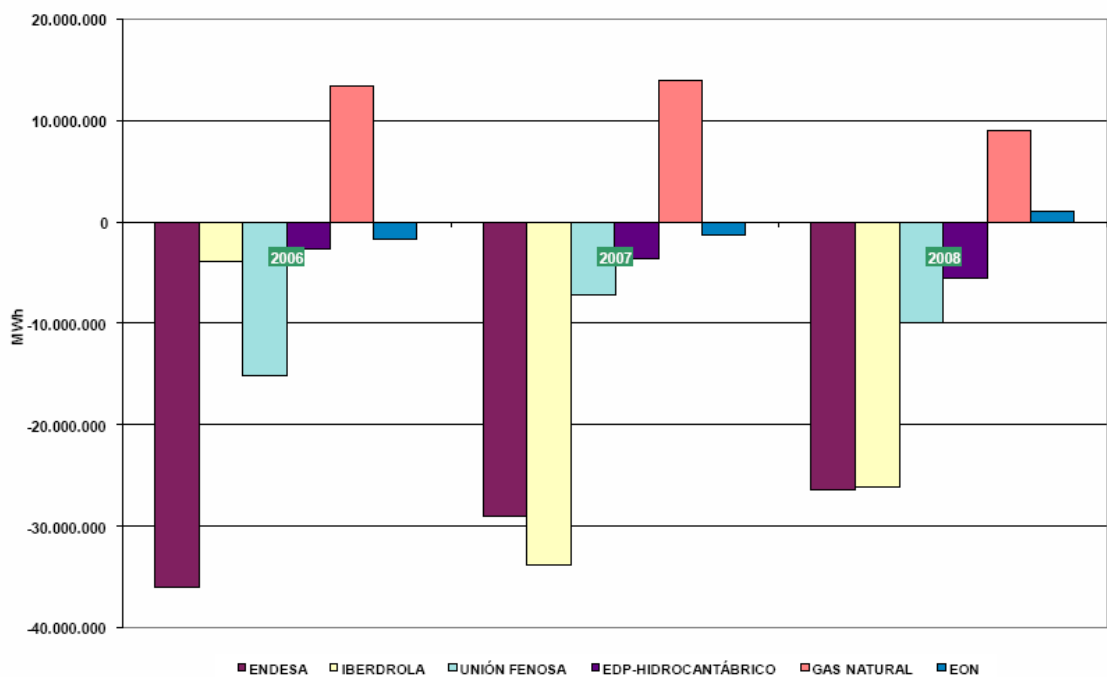
[CONFIDENCIAL]

4.2. IBERDROLA DISTRIBUCIÓN se vio negativamente afectado por las modificaciones del RD-ley 3/2006 como consecuencia de la diferencia entre la energía adquirida por su distribuidora para atender al suministro a tarifa y la energía generada y de la diferencia entre el coste real de adquisición de energía y el coste reconocido a efectos de las liquidaciones.

(88) La posición neta de IBERDROLA como grupo es compradora de energía según se deduce del siguiente gráfico del Informe 2006-2008 de la CNE (página 82).

“En el mercado mayorista eléctrico español los principales grupos empresariales tienen una posición neta compradora, de signo negativo, que es el reflejo del mayor grado de concentración existente en el mercado minorista. Las únicas empresas que muestran una posición neta vendedora son: E.ON, en 2008, como consecuencia de la adquisición de activos de generación de ENDESA, y GAS NATURAL, cuya presencia en comercialización era muy limitada en todo el periodo considerado (esta situación está destinada a cambiar como consecuencia de la adquisición de UNIÓN FENOSA, que GAS NATURAL ha completado durante 2009).”

Gráfico 32 Posición neta de los principales grupos empresariales (2006-2008)



Fuente: Informe 2006-2008 de la CNE (página 82).

(89) En el siguiente gráfico se aprecia cómo la cantidad de energía adquirida por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN para atender al suministro a tarifa es superior a la cantidad de energía generada por IBERDROLA.

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por IBERDROLA e IBERDROLA S.A. en respuesta al requerimiento de información de 27 de octubre de 2009.

De acuerdo con las alegaciones formuladas por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, el coste medio que le supuso la adquisición de energía en el mercado diario entre el 1 de marzo de 2006 y el 8 de junio de 2006 fue de [CONFIDENCIAL]€/MWh, mientras que el coste medio que le ha sido reconocido a efectos de liquidaciones es de [CONFIDENCIAL]€/MWh (folios 1854-1857). En términos absolutos, esta diferencia de [CONFIDENCIAL] €/MWh le habría supuesto, según IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, una pérdida de [CONFIDENCIAL] millones de euros (folios 1854 a 1857).

4.3. El 9 de junio de 2006, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN cambió su estrategia de ofertas al mercado diario y los mercados intradiarios: en lugar de ofertar al precio instrumental de 180 €/MWh, como venía haciendo, pasó a realizar ofertas en torno a 33,85 €/MWh, manteniendo dicho nivel de ofertas ininterrumpidamente hasta el 31 de diciembre de 2006. A resultas de sus bajos precios de oferta, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN redujo sensiblemente su demanda de energía casada en los mercados diario e intradiarios, y por ello aumentó significativamente la cantidad de demanda que le era asignada por desvíos.

(90) *En respuesta a la pregunta del extinto SDC sobre la duración de la estrategia de limitar el precio de las ofertas de compra de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en los mercados diario e intradiario a 33 €/MWh, la CNE respondió que “la estrategia referida ha sido mantenida de forma ininterrumpida entre el 9 de junio (casación realizada el 8 de junio) y el 31 de diciembre de 2006” (folio 355).*

(91) *En el anexo de la mencionada respuesta, la CNE describe la conducta de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en los siguientes términos:*

“La referida modificación de su estrategia se basa en pasar de ofertar un precio máximo de 180 €/MWh para la adquisición de la energía para sus clientes a tarifa (precio máximo instrumental) a unos precios en torno a 33,65 €/MWh. Este precio es el máximo que, según ha manifestado, Iberdrola Distribución puede pagar por sus adquisiciones en mercado sin llegar a incurrir en unos costes que luego no le son reconocidos en su totalidad por la Comisión Nacional de Energía, y que se obtendrían al descontar de los 42,35 €/MWh que señala el RDL 3/2006 el pago estimado de la garantía de potencia y los costes asociados a la operación del sistema.

A partir del 1 de Enero de 2007, Iberdrola Distribución vuelve a ofertar toda la energía prevista para el consumo a tarifa de sus clientes en el mercado al precio máximo instrumental de 180 €/MWh conforme a lo establecido en la Disposición Adicional Décima del RD 1634/2006 de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

A partir del 9 de junio de 2006, la energía que Iberdrola Distribución bilateraliza conforme a lo establecido en el RDL 3/2006 disminuye notablemente [...], ya que tan sólo resulta casada en mercado diario en aquellas horas en las que el precio marginal es inferior a su oferta (en torno a 33,65 €/MWh), lo que suele coincidir con las horas valle” (folio 364).

- (92) *El precio ofertado por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN de 33,65 €/MWh está en consonancia con el precio de 42,35 €/MWh reconocido en el RD-ley 3/2006 a los distribuidores a efectos de las liquidaciones, pues se obtiene de descontar el pago de los distribuidores de garantía de potencia y los costes de servicio de operación del sistema. Como señala la CNE, (folio 1918):*

[CONFIDENCIAL]

- (93) *Como consecuencia de la reducción de sus precios de demanda al mercado diario y a los intradiarios a partir del 9 de junio de 2006, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN dejó de casar una parte significativa de su demanda en el mercado. Sin embargo, este descenso no se vio acompañado por una reducción de la cantidad de energía que se veía obligada a suministrar a tarifa a los consumidores, de manera que la diferencia entre la energía adquirida y la consumida se le asignaba por REE por desvíos. La CNE lo expresa en los siguientes términos:*

“La actuación de Iberdrola no ha afectado en modo alguno a su obligación de suministro a los consumidores finales a tarifa en sus redes. Al margen de las implicaciones sobre la seguridad del sistema [...] para que la actuación de Iberdrola hubiese afectado al suministro a los consumidores no bastaría con no haber adquirido la energía en los mercados diario e intradiario, sino haber desconectado las instalaciones de suministro de sus clientes, cuestión que no consta que haya sucedido. En definitiva, y en términos prácticos, Iberdrola Distribución ha adquirido toda la energía necesaria para suministrar a sus clientes, pero en lugar de hacerlo en los mercados diario e intradiario, lo ha hecho en los mercados de ajuste del sistema.” (folio 356).

- (94) *El gráfico siguiente muestra cómo a partir del 9 de junio de 2010 la cantidad de energía adquirida por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en el mercado diario (MD) disminuye notablemente. Paralelamente se observa que la energía que deja de adquirir en el MD y los mercados intradiarios (MI) le es asignada como desvío.*

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos facilitados por Iberdrola Distribución en respuesta al requerimiento de información de fecha 27/10/2009

- (95) *Como indica la CNE, con carácter previo a la puesta en marcha de su estrategia de ofertas de compra de energía, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN la puso en conocimiento de OMEL (folio 1.908). Asimismo, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN afirma haberlo comunicado a REE (folio 1979). La CNE señala lo siguiente a este respecto:*

[CONFIDENCIAL] (folio 1908)

Esta conducta no constituye un ilícito sectorial a juicio de la CNE (folio 1962).

4.4. Entre el 1 de marzo y el 31 de diciembre de 2006, ninguna otra distribuidora siguió una estrategia similar a la de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN.

- (96) *En dicho periodo, las demás distribuidoras siguieron ofertando al precio instrumental de 180 €/MWh, como venían haciendo tradicionalmente. La CNE confirma a este respecto que “el resto de empresas distribuidoras presenta ofertas*

con normalidad en los mercados diario e intradiario, no siguiendo estrategias similares a la de Iberdrola” (folio 358).

4.5. Entre el 9 de junio y el 31 de diciembre, como consecuencia de la disminución de la energía casada en el mercado diario por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, (i) REE se vio obligado a programar un volumen de restricciones técnicas más elevado de lo usual y a convocar sistemáticamente sesiones de gestión de desvíos lo cual puso en más riesgo del necesario la seguridad del sistema, (ii) se alteró el precio del mercado diario y de los intradiarios, (iii) incrementó la diferencia entre el precio final y el precio del mercado diario (v) que benefició sólo a generadores con tecnología gestionable.

4.5.1 Incremento de la programación por restricciones técnicas y las sesiones de gestión de desvíos

(97) *La reducción de la demanda casada por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en los mercados diario e intradiario provocó un desajuste diario importante entre la demanda prevista y la energía despachada en el mercado diario y los mercados intradiarios. Consecuentemente, la casación resultante del mercado diario y de los mercados intradiarios resultaba en un número de centrales de generación de electricidad casadas inferior al necesario para atender a la demanda prevista diariamente. Para evitar la práctica de arranques de centrales en tiempo real y garantizar el suministro en las condiciones de fiabilidad y seguridad requeridas, al ser dicho desajuste conocido a priori, REE modificaba diariamente el resultado de la casación para programar por restricciones técnicas a las centrales no casadas y cuya producción sería previsiblemente necesaria, de acuerdo con el consumo previsto para el día siguiente por REE. Además, REE se veía obligado a convocar sesiones de gestión de desvíos para programar la demanda prevista no casada de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN por la magnitud correspondiente al consumo de sus clientes a tarifa.*

(98) *La CNE se refiere a estos efectos en los siguientes términos (folio 366):*

“Como consecuencia de lo anterior y para todas aquellas horas en las que no resulta casada la demanda de Iberdrola Distribución, la energía despachada en el mercado diario disminuye en un volumen de energía equivalente a la demanda en barras de central de los consumidores a tarifa de este Distribuidor. Este hecho hace que el Operador del Sistema, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico, programe un volumen de energía por restricciones técnicas del sistema muy superior al que debería haberse producido en condiciones normales y convoque sistemáticamente sesiones de Gestión de Desvíos con el fin de cubrir la magnitud del desvío provocado por Iberdrola Distribución.”

(99) *Entre junio y diciembre de 2006, el volumen de energía programada por restricciones técnicas ascendió a 14.245 GWh, y la energía programada por desvíos a 28.074 GWh. En términos relativos, esto supone el 28% de la demanda nacional, cuando en los cinco primeros meses del año restricciones y desvíos supusieron el 1,5% de la demanda nacional, como se observa en el cuadro a continuación:*

<i>Mes</i>	<i>Restricciones (GWh)</i>	<i>Gestión de desvíos (GWh)</i>	<i>Demanda nacional, en barras de central (GWh)</i>	<i>Operación respecto a demanda, en %</i>
<i>Ene.06</i>	159	103	23.340	1%
<i>Feb.06</i>	143	51	21.135	1%
<i>Mar.06</i>	224	54	21.822	1%
<i>Abr.06</i>	351	136	18.564	3%
<i>May.06</i>	227	167	20.284	2%
<i>Jun.06</i>	1.560	3.522	20.799	24%
<i>Jul.06</i>	2.323	5.868	22.977	36%
<i>Ago.06</i>	1.945	3.892	20.554	28%
<i>Sep.06</i>	1.693	4.830	20.773	31%
<i>Oct.06</i>	2.057	3.663	20.299	28%
<i>Nov.06</i>	2.403	3.396	20.420	28%
<i>Dic.06</i>	2.264	2.903	22.697	23%
Total	15.349	28.584	253.664	17%

Fuente: Elaboración propia a partir de REE, Informe del sistema eléctrico en 2006.

Por otra parte, esta actuación puso en más riesgo que el necesario la seguridad del sistema eléctrico al obligar a realizar ajustes muy elevados en un periodo muy corto de tiempo, de ahí que REE propusiera un cambio regulatorio (folios 361-362).

4.5.2. Alteración en el precio del mercado diario y de los mercados intradiarios

- (100) Entre el 9 de junio y el 31 de diciembre de 2006, la estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN alteró los precios del mercado diario y de los intradiarios respecto a los niveles que se habrían alcanzado si IBERDROLA DISTRIBUCIÓN hubiera mantenido sus ofertas en 180 €/MWh.*
- (101) La reducción de los precios de las ofertas de adquisición de energía de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN a los mercados diario e intradiarios tuvo como consecuencia una contracción de la curva de demanda agregada diaria en estos mercados, lo que ceteris paribus habría provocado una reducción en los precios de casación.*
- (102) Este efecto puede apreciarse analizando lo sucedido en los primeros días tras el cambio de la estrategia de ofertas de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN. El precio del mercado diario se situó el día anterior a la puesta en marcha de la estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (8 de junio) en 70,20 €/MWh, pasando a situarse al día siguiente (9 de junio), también laborable, en 31,52 €/MWh. Esto implica que tras el cambio en los precios de las ofertas de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, el precio del mercado diario bajó un 55,10% de un día para otro.*

(103) En la tabla a continuación se observa el precio del mercado diario en los diez días laborables anteriores y posteriores al comienzo de la estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN. El precio medio del mercado diario los diez días anteriores al cambio de estrategia fue de 67,0 €/MWh, y el de los diez días posteriores de 41,4 €/MWh. Esto supone que el precio bajó un 38,25% en los diez días posteriores al inicio de la estrategia frente a los diez días anteriores.

Fecha	PMD (€/MWh)	Fecha	PMD (€/MWh)
V 26/05/2006	75,15	V 09/06/2006	31,52
L 29/05/2006	62,13	L 12/06/2006	39,32
M 30/05/2006	40,10	M 13/06/2006	38,75
X 31/05/2006	50,23	X 14/06/2006	40,63
J 01/06/2006	71,20	J 15/06/2006	41,66
V 02/06/2006	67,79	V 16/06/2006	42,00
L 05/06/2006	76,90	L 19/06/2006	41,68
M 06/06/2006	76,95	M 20/06/2006	41,59
X 07/06/2006	79,88	X 21/06/2006	43,97
J 08/06/2006	70,20	J 22/06/2006	40,92
		V 23/06/2006	43,56
Promedio	67,0	Promedio	41,4

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMEL

(104) La denunciante aporta una estimación de los precios que habrían resultado si IBERDROLA DISTRIBUCIÓN no hubiera modificado su estrategia de ofertas de compra de energía, asumiendo que la curva de oferta del mercado diario no se vio afectado por el cambio de estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (folios 344-351). El estudio parte de la hipótesis de que toda la demanda de distribución oferta al precio instrumental y emplea dos metodologías de estimación, en la primera ignora las condiciones complejas y en la segunda las incorpora. Según su estudio, la media aritmética del precio de casación habría sido de 92,33 €/MWh tomando las ofertas complejas y de 48,76 €/MWh tomando la casación simple, frente al nivel observado de 43,77 €/MWh (media aritmética mensual de junio a septiembre de 2006). A su vez, la media ponderada mensual habría sido de 97,05 €/MWh (ofertas complejas) y 43,46 €/MWh (ofertas simples).

(105) No obstante, el efecto real de la estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN sobre el precio del mercado diario es de imposible cuantificación según la CNE y OMEL.

(106) En respuesta a la pregunta de esta Dirección de Investigación sobre los efectos de la estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN sobre el mercado de energía eléctrica, la CNE, basándose en los resultados de las simulaciones que había pedido a OMEL, considera que las estrategias de oferta seguidas por los agentes del mercado en el periodo comprendido entre el 9 de junio y el 31 de diciembre no tendrían por qué haberse realizado de la misma manera en el caso de que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN hubiera mantenido sus ofertas a 180 €/MWh (folios 359-361, subrayado añadido):

“La respuesta a estas preguntas requiere necesariamente la realización de hipótesis sobre cuál hubiese sido el resultado del mercado si no se hubiese producido la referida actuación de Iberdrola.

Entre otras cuestiones, habría que hacer una estimación de los precios resultantes en el mercado diario e intradiario, así como de las energías que hubiesen sido vendidas por diferentes agentes, de haber resultado casada la demanda de Iberdrola tal y como venía ocurriendo hasta la casación realizada el día 8 de junio. También resulta necesario estimar la energía que finalmente habría resultado gestionada en los mecanismos de la operación del sistema y los precios de los mismos.

La realización de estas estimaciones, a juicio de esta Comisión, conlleva la necesidad de establecer hipótesis no exentas de subjetividad acerca de cuál hubiese sido el comportamiento de los agentes del mercado, que afectarían de forma sustancial al impacto final sobre cada una de las empresas, pudiendo cambiar, en función de dichas hipótesis, incluso el signo de los efectos económicos producidos.

Así, si se analiza aisladamente el efecto de la retirada de demanda del mercado diario, sin considerar el resto de comportamientos desde el lado de la oferta de producción, la consecuencia evidente es que se habría producido una reducción en el precio del mercado diario.

Ahora bien, [...], uno de los efectos que se aprecian en el mercado tras la actuación de Iberdrola Distribución ha sido el desvío de energía de los vendedores hacia el proceso de resolución de restricciones técnicas y de gestión de desvíos. Esta actuación de la oferta produce el efecto contrario al anterior, sin que entonces sea posible afirmar que la retirada de la demanda haya tenido como consecuencia una reducción del precio del mercado.

Adicionalmente, la retirada de demanda del mercado diario ocasiona un mayor uso de los servicios de la operación del sistema, con un precio, en general, superior al del mercado diario y cuyo efecto se suma a los anteriores.

Por consiguiente, cualquier ejercicio de cuantificación de los efectos de la estrategia de Iberdrola Distribución, daría como resultado unos valores numéricos, dependientes de las hipótesis subjetivas que se realizaran y esta Comisión considera que no es posible, de forma objetiva, cuantificar el beneficio o perjuicio que la estrategia de Iberdrola Distribución haya podido causar sobre sí misma, sobre los demás agentes del mercado y sobre los consumidores en términos de los mayores o menores costes que hayan podido resultar. [...].

En todo caso, lo que sí puede afirmarse es que la actuación de Iberdrola Distribución ha alterado de manera significativa el funcionamiento normal del mercado de electricidad, que ha operado en unas condiciones muy diferentes a las previstas en su concepción inicial, afectando en particular a la uniformidad de las condiciones de las transacciones en el mercado, al haber quedado éste fragmentado por el traslado de demanda de energía desde el mercado diario al proceso de gestión de desvíos, pudiéndose descartar un efecto nulo sobre los precios aunque no se pueda determinar si su alteración ha sido al alza o a la baja como consecuencia de las estrategias de oferta desarrolladas que han tenido como objeto influir en los

precios, en relación con los efectos económicos derivados de la aplicación del Real Decreto-Ley 3/2006.”

(107) En la simulación que la CNE encargó a OMEL sobre el precio del mercado diario en el año 2006 y en el periodo comprendido entre el 9 de junio y el 31 de diciembre de 2006 suponiendo que todas las empresas distribuidoras hubieran realizado ofertas precio aceptantes (180 €/MWh) y que todos los demás elementos con influencia en el mercado (como las demás ofertas de venta y de compra, las indisponibilidades de producción, la capacidad comercial en las interconexiones internacionales) se mantienen inalterados respecto a lo observado en ambos periodos. Los resultados de la simulación se recogen en el siguiente cuadro (folio 1951):

Precios (€/MWh)	Año 2006 completo				9/6/2006-31/12/2006			
	Real	Simulado	Diferencia	Dif(%)	Real	Simulado	Diferencia	Dif.(%)
Precio medio ponderado	53,02	65,41	12,39	23%	43,76	68,28	24,52	56%
Precio medio aritmético	50,53	62,51	11,98	24%	43,92	65,07	21,15	48%

Fuente: CNE (folio 1951)

(108) Como puede verse, la simulación concluye que bajo las hipótesis anteriores el precio del MD habría sido un 56% superior entre el 9/6/2006 y el 31/12/2006 si IBERDROLA DISTRIBUCIÓN hubiera ofertado al precio instrumental. No obstante, la CNE, citando textualmente a OMEL, destaca que este ejercicio parte de hipótesis altamente restrictivas que invalidan el análisis pues al ser conocidos los resultados de la casación diariamente los agentes van adecuando su comportamiento (folios 378-380). Concretamente OMEL señala lo siguiente:

“Una simulación del funcionamiento del mercado diario bajo la hipótesis de que todas las empresas distribuidoras hubieran ofertado como precio-aceptantes requiere tener en cuenta lo siguiente:

La mayor parte de las ofertas de compra de las compañías distribuidoras, en circunstancias normales, resultan casadas en el mercado diario, por ejemplo, durante 2004 y 2005 más del 99.8 % de la energía ofertada por los distribuidores resultó casada en el mercado diario.

La curva de demanda agregada horaria cuenta así con un tramo de alto precio, y otro con pendiente resultado de la agregación de las ofertas de compra a precio de otros agentes tales como la comercialización nacional o extranjera, o la producción (bombeo).

Si dicha curva de demanda horaria agregada se desplazara de manera significativa reflejando una demanda global significativamente más alta o más baja (superior a un 20%, 30%, 40 % o 50%), cabría sólo considerar aceptable la hipótesis de permanencia del resto de las variables (ofertas de compra de los demás agentes y ofertas de venta) durante un solo día (descontando el efecto sobre las ofertas de producción del mismo grupo empresarial que las ofertas de adquisición modificadas), puesto que los resultados agregados son públicos inmediatamente

después de su obtención, y los participantes en el mercado tendrán que valorar, para la formación de sus ofertas del día siguiente, si se trata de una condición excepcional (un error) o una situación permanente.

Desde el 1 de enero de 2006 al 8 de junio de 2006, la demanda ofertada por las empresas distribuidoras (independientemente de si fue ofertada al precio máximo del mercado o no) que no resultó casada en el mercado diario supone un 0.06 % del total de la energía ofertada por las distribuidoras, resultando por tanto casada el 99,94%, por lo que la simulación solicitada permite obtener resultados válidos para ese periodo.

Desde el 9 de junio al 31 de diciembre de 2006, la demanda ofertada al mercado diario por las empresas distribuidoras que no resultó casada supone el 36,49 % del total y la realmente casada ha sido de media por tanto el 63,51 %. Sólo por esta causa, no sería admisible la hipótesis de permanencia de la curva de oferta. Pero es que además, la oferta no casada corresponde en un 99,91% a un único distribuidor, por lo que formar precios con la misma curva de oferta de producción, pero variando el precio del 84,27 % de la oferta de demanda de un distribuidor, que pertenece a un grupo empresa del propietario de una alta cuota de las instalaciones de producción, de forma que case toda ella (hipótesis solicitada de oferta de distribución precio aceptante), no es una hipótesis admisible, y proporciona resultados de precios y cantidades que no son reales, y de los que no se puede extraer ninguna conclusión en el ámbito de un expediente administrativo. La modificación de la curva de demanda en esa magnitud es evidente que llevaría aparejada una modificación de la curva de oferta.

Como quiera que se requiere una simulación con finalidades que no son conocidas por OMEL ni se han hecho públicas, y que los datos aportados por el Operador de Mercado pueden tener incidencia sobre terceros, algunos de ellos participantes en el mercado, se considera que aunque las Reglas del Mercado sean pública sí y las ofertas realizadas por los agentes son informaciones también públicas a los 90 días de su realización, esta Compañía únicamente puede remitir la información solicitada, en función de las garantías que debe recibir de la CNE de que este escrito forma parte inseparable de la simulación realizada.

Consideramos que los resultados de la simulación solicitada por la CNE no son válidos en el contexto de un expediente administrativo, dado que:

La modificación de la curva de demanda agregada observable desde el 9 de junio equivale a suponer que la demanda final horaria de los consumidores a tarifa habrá descendido, cerca de un 40%. Es decir, equivale a un desplazamiento de la curva de demanda agregada horaria "habitual".

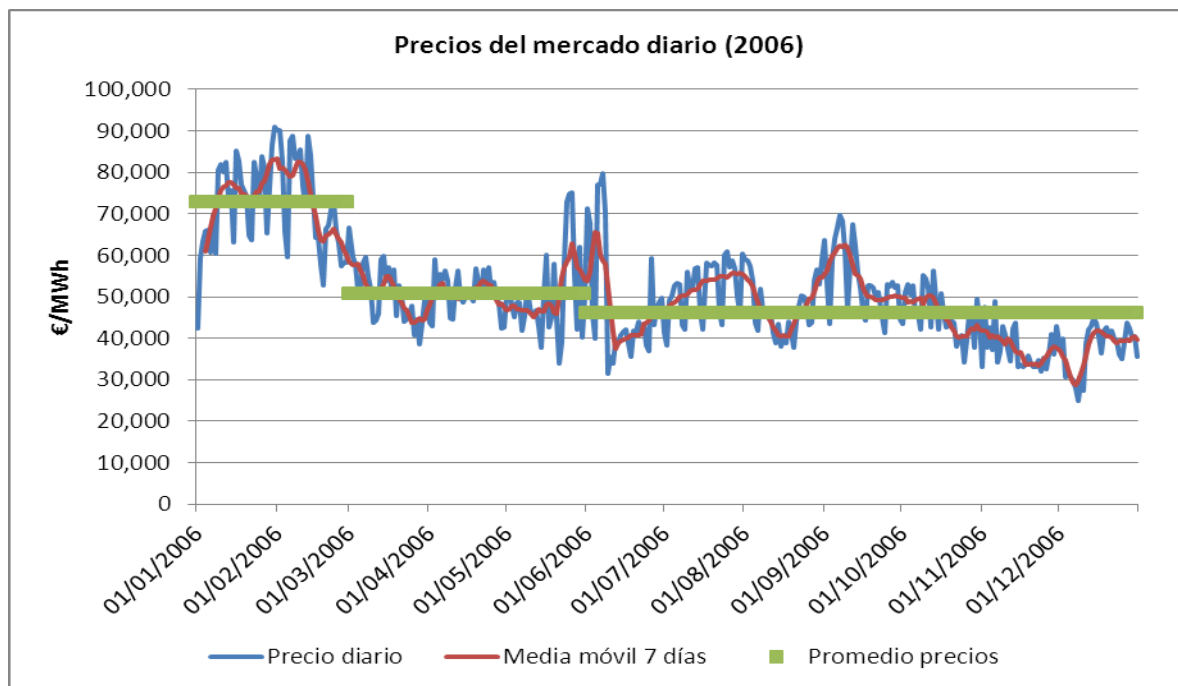
Esta circunstancia efectivamente induce una modificación de la forma de ofertar por parte de los participantes en el mercado.

La situación del mercado de producción ya estaba parcialmente distorsionada a partir de marzo de 2006 por el RDL. 3/2006, y la actuación del distribuidor que varió su precio de oferta a partir del 8 de junio terminó de distorsionarla. Cualquier hipótesis no asociada a las ofertas del mismo periodo sería igualmente incoherente

en dicho ámbito, como también lo sería analizar la hipótesis de qué hubiese ocurrido si todas las distribuidoras hubieran seguido la misma política de oferta que Iberdrola.

Dada la naturaleza de esta simulación, entendemos que la validez en un expediente de la misma requeriría la confirmación de los supuestos, en cuanto a las ofertas de compra y venta por parte de todos los agentes afectados"

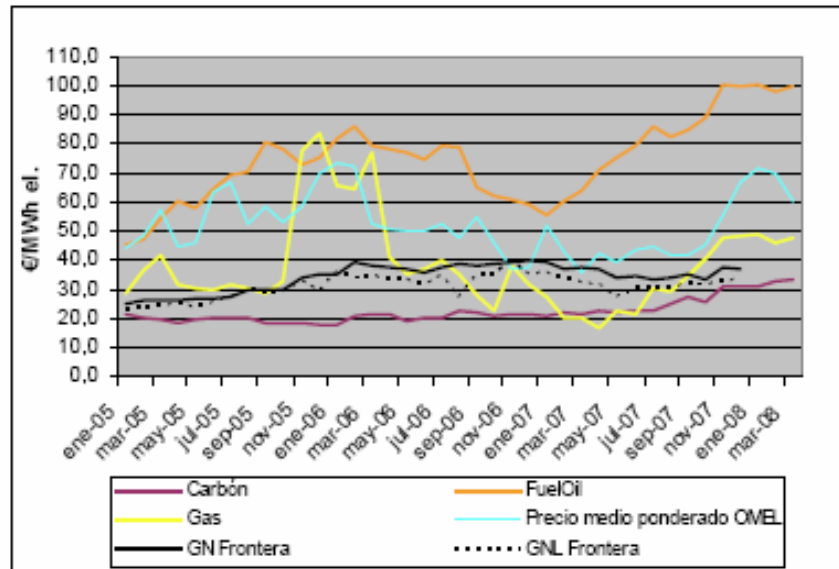
(109) *En el gráfico siguiente puede verse la evolución de los precios del mercado diario durante 2006. Como se aprecia en el gráfico, los precios del mercado diario experimentaron un descenso significativo entre enero-febrero y marzo-mayo, que puede estar relacionado con la estacionalidad de la demanda. La media de los precios del mercado diario en los siete meses siguientes (junio a diciembre) es todavía inferior a la de marzo-mayo. Dicha evolución sería contraria a la evolución estacional de la demanda.*



Fuente: OMEL (www.omel.es) y elaboración propia

(110) *Los siguientes gráficos del Informe 2005-2007 de la CNE muestran cómo ni los precios de los combustibles, ni los precios de los derechos de emisión de CO₂, ni la hidraulicidad experimentaron en junio de 2006 variaciones significativas que expliquen los comportamientos de los precios en el mercado diario.*

Gráfico 13 Evolución de los precios de los combustibles fósiles* y de la electricidad



Fuentes:

Precio medio ponderado en el mercado diario de OMEL

Precio del fuel oil: LSFO/1% Med CIF Cargo, Platt's

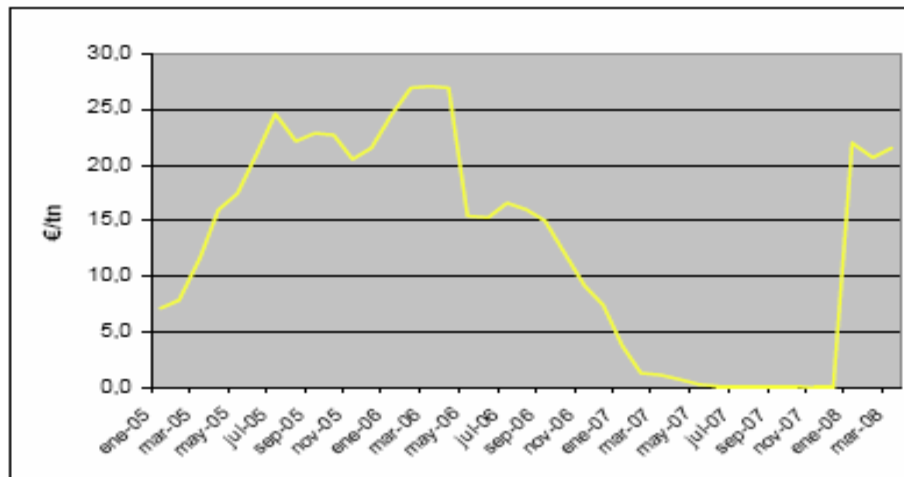
Precio del gas natural: Zeebrugge, 24 Hr/Day, Platt's

Precio del carbón: índice MCIS -NW Europa/McCloskey's Coal Report

* Los precios de los combustibles fósiles se han expresado en €/MWh eléctricos empleando las siguientes conversiones: para el gas 1kWh eléctrico=2 kWh gas (aprox.); para el fuel 1kWh eléctrico=3,4 kWh gas; para el carbón 1kWh eléctrico=3,5 kWh carbón.

Los precios de los combustibles fósiles no incluyen el coste de los derechos de CO₂.

Gráfico 14 Evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂ en el European Cli Exchange



Fuente: Pointcarbon, ECX

Gráfico 15 Evolución de la producción hidráulica frente a los precios de OMEL



Fuente: REE, OMEL, CNE

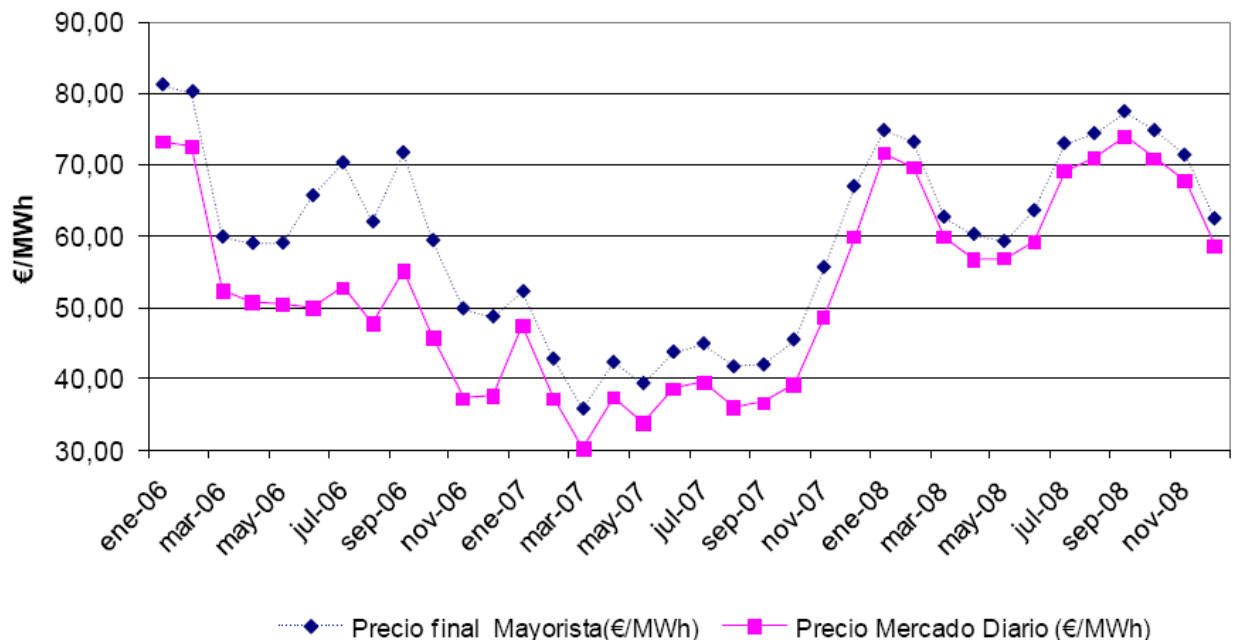
(111) *Tampoco la demanda prevista de REE experimentó variaciones sustanciales de suerte que la bajada en los precios pudiera explicarse por una disminución en la misma.*

4.5.3. El precio final de la energía se situó muy por encima del precio del mercado diario y los mercados intradiarios.

(112) *Según el Informe de la CNE que tuvo entrada el 14 de marzo de 2008 el precio final de la energía se habría incrementado un 17% como consecuencia de los servicios de operación del sistema: restricciones técnicas, gestión de desvíos y servicios complementarios. Este porcentaje es significativo en comparación con la incidencia de estos procesos en el precio final los años anterior (en 2005, las restricciones*

técnicas y los demás procesos de operación técnica supusieron un 3,8% del precio final de la energía) y posterior (en 2007, las restricciones técnicas y los demás procesos de operación técnica del sistema supusieron un 2,6% y un 1,9%, respectivamente, del precio final de la energía). La Dirección de Investigación indica que se trata de datos de OMEL recogidos en sus informes del Mercado de la Electricidad.

(113) El siguiente gráfico contenido en el “Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2006-2008” de la CNE muestra cómo desde junio de 2006 hasta diciembre de 2006 se incrementa notablemente la diferencia entre el precio final mayorista y el precio del mercado diario.



Fuente: OMEL, CNE

(114) En el citado informe se expone que en el gráfico “se muestran el precio mensual del mercado diario y el precio mensual final del mercado spot que suma al primero los costes derivados de la solución de restricciones técnicas, del mercado intradiario, de los procesos de operación técnica del sistema (regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos) y la aplicación de la garantía de potencia. Se puede apreciar cómo, en general, el precio del mercado diario representa el componente fundamental del precio final. Durante 2006, y como consecuencia del RD Ley 3/2006, los otros componentes del precio final fueron más elevados que en otros años”.

4.5.4. Según las estimaciones de la CNE, el incremento de energía asignada en los procesos de operación y el incremento en el precio final de la energía respecto al precio del mercado diario entre el 9 de junio y el 31 de diciembre habrían ocasionado unos sobrecostes al sistema de 967 millones de euros.

(115) El incremento de los procesos de operación que acarrió la actuación de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN elevó el coste de operación del sistema, sufragado

por la demanda, y en último término incrementó el precio final de la energía. La CNE, partiendo de la hipótesis de que la estrategia tiene un efecto nulo sobre el precio del mercado diario por las dificultades de cuantificación antes expuestas, cuantifica estos sobrecostes de la siguiente manera:

- a. Sobrecoste asociado a la gestión de desvíos (diferencia de precio frente al MD): 328 millones de euros. Este sobrecoste se ha asignado “casi en su totalidad a Iberdrola Distribución. Esto significa que el precio medio de Iberdrola distribución aumenta debido al coste de los desvíos y con ello también aumenta el precio medio final del conjunto de los distribuidores que es reconocido en las liquidaciones de la CNE y por tanto repercute íntegramente en el déficit de tarifa”. Este sobrecoste “se ha repercutido íntegramente a las liquidaciones de las actividades reguladas”.
- b. Sobrecoste asociado a restricciones técnicas: 358 millones de euros. Este sobrecoste es soportado por la demanda, 268 millones por los distribuidores (y por tanto habrían contribuido a generar el déficit de tarifa) y 90 por los comercializadores. En este análisis se parte de dos hipótesis. En primer lugar, las centrales de fuel se programan por su posición en la red, y no por su mérito económico, y por tanto se descartan. En segundo lugar, se considera que la actuación de **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN** incrementó en un 80% las restricciones técnicas (la CNE califica esta hipótesis de “ligeramente conservadora”).
- c. Pagos de los distribuidores al régimen especial: 37 millones de euros. Como indica la CNE, “El mayor coste que han supuesto las energías gestionadas en los servicios de operación del sistema, ha provocado que el precio medio final de la energía en el mercado se incremente en torno a un 17%”. Esto implica mayores pagos de los distribuidores a los productores del régimen especial acogidos al RD 2818/1998.
- d. Energía no bilateralizada de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN: Aumenta el coste reconocido a **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN** por la diferencia de valorar la energía que evitó ser bilateralizada a precio de mercado en lugar de a los 49,23 del RD 871/2007 en unos 244 millones de euros. Si se hubiera liquidado a 42,35 €/MWh, la diferencia habría ascendido a 372 millones de euros

(116) Por tanto, supuesto que la estrategia hubiera tenido un efecto nulo sobre el precio del mercado diario, habría originado un sobrecoste que la CNE estima en 967 millones de euros.

4.5.5. El sobrecoste de 967 millones de euros estimado por la CNE habría repercutido positivamente en los ingresos netos de todos los operadores energéticos, excepto en los productores no integrados verticalmente con tecnologías no gestionables que vendían en mercado.

(117) El desglose de los 967 millones de euros calculados por la CNE como sobrecoste de los procesos de operación es, de acuerdo con la CNE, el siguiente:

Grupo	GENERADORES	DISTRIBUIDORES	TOTAL
-------	-------------	----------------	-------

<i>empresarial</i>	<i>Gestión de desvíos</i>	<i>RRTT</i>	<i>Pagos al régimen especial</i>	<i>Diferencia precio medio de distribuidor</i>	<i>Energía no bilateralizada</i>	
<i>Endesa</i>	92	114	-	139	-	346
<i>Gas Natural</i>	19	23	-	-	-	42
<i>HC</i>	20	18	-	21	-	59
<i>Iberdrola</i>	122	101	-	-232	244	235
<i>Unión Fenosa</i>	44	41	-	66	-	151
<i>Viesgo</i>	13	25	-	6	-	44
<i>Otros</i>	17	37	37	-	-	90
<i>Total</i>	328	358	37	0	244	967
<i>(1) Sobrecoste ocasionado frente al suministro de esta energía en el mercado diario.</i>						

(118) Como se aprecia en el cuadro, el sobrecoste producido por la gestión de desvíos y por las restricciones técnicas (medidos como el producto entre la energía de cada uno de estos procesos y la diferencia entre el precio de cada proceso y el del mercado diario) es un ingreso para los generadores de electricidad. Sin embargo, sólo los generadores de electricidad con tecnologías gestionables, pueden acudir a estos procesos. Las energías del régimen especial, entre otras, no pueden acudir a los mismos. No obstante, determinados generadores del régimen especial, los acogidos al régimen retributivo previsto en el RD 2818/1998, tenían su retribución vinculada al precio final de la energía: estos productores se habrían visto beneficiados por el incremento del precio final de la energía respecto al precio del mercado diario.

(119) En cuanto a las distribuidoras, la CNE estima que como IBERDROLA DISTRIBUCIÓN incurrió en un coste más elevado de adquisición de la energía en el procedimiento de desvíos, esto supuso un aumento del coste medio de adquisición de los distribuidores, lo que benefició al resto de empresas distribuidoras, pues se les reconoció un coste de adquisición mayor del coste que realmente soportaron. IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, por el contrario, no recuperó todos los costes de sus desvíos dado que el coste medio de los distribuidores no se incrementó tanto.

(120) Por otra parte, según los cálculos de la CNE, al dejar IBERDROLA DISTRIBUCIÓN de casar en el mercado diario, su demanda dejó de ser asimilada a bilateral conforme al RD-ley 3/2006. Ello supuso que a IBERDROLA DISTRIBUCIÓN se le reconocieran y liquidaran 244 millones de euros más de costes de lo que habría ocurrido en otro caso. En términos netos, la CNE estima que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN habría obtenido un rédito positivo de 12 millones de euros, la distribuidora de Endesa 139 millones de euros, la de Unión Fenosa 66 millones de euros, la de Hidrocantábrico 21 millones de euros y la de Viesgo 6 millones de euros.

(121) En términos de grupo empresarial, el análisis de la CNE indica que todos los grupos empresariales con integración vertical entre generación y distribución se habrían visto beneficiados: 346 millones de euros Endesa, 235 IBERDROLA, 151 Unión Fenosa, 59 Hidrocantábrico y 44 Viesgo.

4.6. Los ingresos netos de IBERDROLA como generador de energía no experimentaron una variación significativa en el periodo junio-diciembre de 2006.

(122) El gráfico a continuación muestra la evolución de la producción de IBERDROLA según los mercados de venta:

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de datos aportados por IBERDROLA

(123) Como se aprecia en el gráfico, la energía total vendida por IBERDROLA como generador no experimentó variaciones significativas entre junio y diciembre de 2006, pero sí cambiaron los mercados en que se vendió: se redujeron sensiblemente sus ventas en el mercado diario, incrementándose paralelamente en restricciones y en el procedimiento de gestión de desvíos.

[CONFIDENCIAL]

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por IBERDROLA en respuesta al requerimiento de información de 27 de octubre de 2009.

(124) Según se observa en el gráfico anterior, el cambio de estrategia de ofertas de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN no modificó significativamente los ingresos medios de producción de IBERDROLA: su ingreso unitario entre junio y diciembre de 2005 se situó en [CONFIDENCIAL] €/MWh, un [CONFIDENCIAL] más que en los tres primeros meses de vigencia del RD-ley 3/2006. El examen de la energía vendida por mercados no revela variaciones significativas en los ingresos medios percibidos en el mercado diario y por restricciones técnicas. Además, factores de estacionalidad (los máximos anuales se registran típicamente en julio y diciembre) podrían explicar el ligero repunte de la energía vendida y de su precio en los 7 últimos meses de 2006.

4.7. Entre marzo y mayo de 2006, el precio medio de compra de los distribuidores en el mercado mayorista (PCD), que solía estar ligeramente por encima del precio final de la energía en el mercado de producción (PFE), se situó muy por debajo de éste. Tras el cambio de estrategia de ofertas de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, entre junio y diciembre de 2006 la diferencia negativa entre el PCD y el PFE se redujo hasta hacerse positiva.

(125) Se observa en la siguiente tabla cómo el PCD está en promedio un 5% por encima del precio final de la energía en el mercado de producción (PFE) en 2005 (situándose el PCD por encima del PFE en todos y cada uno de los meses de 2005). Los dos primeros meses de 2006 en los que no hay bilateralización está un 4% por encima. Sin embargo, en los meses en que está en vigor el RD-ley 3/2006 pero no se ha puesto en práctica la conducta de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN (marzo, abril y mayo) el PCD está por debajo del PFE (un 14%, 11% y 13% respectivamente). Tras la puesta en marcha de la estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN se observa cómo crece el PCD y se reduce la diferencia entre ambos conceptos que deja de ser negativa en los tres últimos meses del año.

<i>Diferencia entre el precio medio de compra de los distribuidores en el mercado mayorista (PCD) y el precio final de la energía (PFE)</i>						
<i>Mes</i>	<i>2005</i>			<i>2006</i>		
	<i>PCD</i>	<i>PFE</i>	<i>Dif</i>	<i>PCD</i>	<i>PFE</i>	<i>Dif</i>
<i>Enero</i>	53	51	3%	85	81	4%
<i>Febrero</i>	56	55	3%	83	80	4%
<i>Marzo</i>	67	64	4%	51	60	-14%
<i>Abril</i>	55	52	6%	52	59	-11%
<i>Mayo</i>	55	53	4%	52	59	-13%
<i>Junio</i>	74	70	5%	61	66	-8%
<i>Julio</i>	78	75	5%	66	70	-6%
<i>Agosto</i>	63	60	6%	59	62	-5%
<i>Septiembre</i>	69	66	5%	70	72	-2%
<i>Octubre</i>	63	60	6%	60	59	1%
<i>Noviembre</i>	68	65	4%	52	50	3%
<i>Diciembre</i>	80	77	4%	49	49	0%
Promedio	65	62	5%	62	64	-4%
<i>Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 14 de 2006 y verificaciones practicadas, de fecha 12 de abril de 2007) y REE (Informe del sistema eléctrico en 2006, Página 52).</i>						
<i>Legenda: Dif: ((PCD-PFE)/PFE)*100; PFE: precio final de la energía en el mercado de producción (incluyendo garantía de potencia).</i>						

4.8. IBERDROLA DISTRIBUCIÓN alega que la decisión adoptada le permitió reducir en el ejercicio 2006 el grave perjuicio que soportaba a consecuencia de lo estipulado en el RD-ley 3/2006 (folio 1863).

(126) IBERDROLA DISTRIBUCIÓN estima que el cambio en sus ofertas le permitió reducir la diferencia negativa entre los costes reconocidos e incurridos que pasaron de [CONFIDENCIAL] millones de euros en el periodo del 3 de marzo al 8 de junio de 2006 a [CONFIDENCIAL] millones de euros en el periodo 9 de junio a 31 de diciembre de 2006 (folios 1854-1857).

(127) La siguiente tabla reproduce las estimaciones efectuadas por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN. Como puede apreciarse, tras su cambio de estrategia, su coste medio reconocido por las liquidaciones aumentó en [CONFIDENCIAL] €/MWh (de [CONFIDENCIAL] €/MWh a [CONFIDENCIAL] €/MWh), mientras que el coste incurrido por las adquisiciones de energía en el mercado se incrementó en [CONFIDENCIAL] €/MWh (de [CONFIDENCIAL] €/MWh a [CONFIDENCIAL] €/MWh). De esta forma, la diferencia negativa entre el coste medio reconocido y el coste medio pagado por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN se redujo de [CONFIDENCIAL] €/MWh a [CONFIDENCIAL] €/MWh:

<i>Coste medio de adquisición de energía eléctrica en los periodos de referencia</i>		
<i>Periodo 2006</i>	<i>Coste pagado (€/MWh)</i>	<i>Coste reconocido (€/MWh)</i>
<i>1 enero -2 marzo</i>	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]

3 marzo-8 junio	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
9 junio-31 diciembre	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Fuente: Iberdrola Distribución		

(128) En términos absolutos, la estimación de **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN** resulta en que su estrategia le permitió minorar el impacto negativo del RD-ley sobre sus beneficios, pasando de unas pérdidas (coste reconocido menos coste incurrido) de [CONFIDENCIAL] millones de euros/mes a pérdidas (coste reconocido menos coste incurrido) de [CONFIDENCIAL] millones de euros/mes. La Dirección de Investigación aclara que: “Las estimaciones de **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN** son por periodificación uniforme del resultado atribuible a su actividad en los distintos periodos de 2006 partiendo de una hipótesis de ingresos y gastos lineales a partir de costes definitivos de adquisición de energía eléctrica efectivamente incurridos y reconocidos (folios 1853 y 1856)”.

Resultados estimados para los periodos de referencia, tomando en consideración los costes definitivos de adquisición de energía eléctrica efectivamente incurridos y reconocidos.		
Periodo 2006	Miles de euros	Media mensual
1 enero -2 marzo	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
3 marzo-8 junio	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
9 junio-31 diciembre	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Fuente: Iberdrola Distribución y elaboración propia		

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO. Normativa aplicable

En el presente expediente se investiga si la estrategia de ofertas seguida por **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN** entre el 8 de junio (para el consumo del día 9) y el 30 de diciembre (para el consumo del día 31) de 2006 constituye un abuso de posición de dominio.

El día 1 de septiembre de 2007 entró en vigor la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, por la que se crea la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) y declara extinguidos el Organismo Autónomo Tribunal de Defensa de la Competencia y el Servicio de Defensa de la Competencia. La conducta investigada se produjo en 2006, por lo que la Ley aplicable en cuanto a la calificación jurídica o tipificación de la conducta debe ser la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, vigente hasta el 31 de agosto de 2007. Sin embargo, la incoación del expediente correspondiente se ha producido el 1 de octubre de 2009, estando ya en vigor la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, motivo por el cual el expediente se ha tramitado conforme al procedimiento dispuesto en esta última Ley.

El artículo 6 de la Ley 16/1989, como actualmente el artículo 2 de la Ley 15/2007, prohíben “la explotación abusiva por una o varias empresas de su posición de dominio en todo o en parte del mercado nacional”.

SEGUNDO. Calificación jurídica de los hechos realizada por la DI

La Dirección de Investigación recuerda que la aplicación del artículo 6 de la Ley 16/1989 requiere que se cumplan dos requisitos cumulativos: en primer lugar, demostrar la posición de dominio de la entidad responsable de la conducta objeto de análisis en el mercado relevante en el que se producen dichas conductas y, en segundo lugar, acreditar que la conducta es abusiva, de forma que si no se cumple alguno de estos dos requisitos no puede afirmarse que se haya cometido un ilícito de competencia consistente en el abuso de la posición de dominio.

La Dirección de Investigación se apoya en los múltiples precedentes existentes para delimitar el mercado relevante, entre otros C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA. Tales precedentes coinciden en señalar que el mercado mayorista de producción de energía eléctrica es un mercado diferenciado cuyo ámbito geográfico es el territorio peninsular español.

Recuerda que en dicho expediente se definió un único mercado mayorista comprensivo de *“los intercambios en el mercado spot salvo la resolución de las restricciones técnicas (mercado diario, mercados intradiarios y servicios complementarios), los contratos bilaterales y los contratos a plazo”*. Se llegaba a esta conclusión al considerar que existe suficiente sustituibilidad por el lado de la oferta y por el de la demanda como para justificar la existencia de un único mercado de producto comprensivo de todos los procesos de intercambio a nivel mayorista salvo la resolución las restricciones técnicas. No obstante, se dejó abierta la posibilidad de definir uno o varios mercados de producto separados para los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y la gestión de desvíos, *“en la medida en que no todos los operadores pueden participar en los mismos y existe un único demandante, el Operador del Sistema (REE)”*. La Dirección de Investigación no cierra en el presente expediente dicha cuestión.

La Dirección de Investigación parte de la noción de posición de dominio acuñada por la jurisprudencia (Sentencia del TJCE, de 14 de febrero de 1978, en el asunto 27/76, United Brands Company y United Brands Continental BVc. Comisión), que la define como *“la posición de fortaleza económica que disfruta un operador y que le permite obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado relevante proporcionándole el poder de comportarse con suficiente independencia de sus competidores, clientes y, en última instancia, de los consumidores”*.

La cuota de mercado de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en el mercado mayorista de electricidad entre enero y mayo de 2006 ascendió al 27,31%. A la vista de ello, dice la Dirección de Investigación: *“Esta cuota no es de una entidad tal que permita presumir la existencia de una posición de dominio, por lo que habría de analizarse la estructura del mercado para ver si efectivamente IBERDROLA DISTRIBUCIÓN podía comportarse con independencia con respecto a la oferta, la demanda y los clientes finales”*.

La Dirección de Investigación realiza tal análisis y concluye que dadas las especiales circunstancias regulatorias del periodo investigado, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN podía comportarse con independencia de sus competidores y clientes y, en menor medida, de sus proveedores.

En aquel tiempo cada distribuidor suministraba a tarifa a los consumidores conectados a su red, por lo que la competencia entre distribuidores era inexistente. La única competencia

podía provenir de la comercialización a mercado libre. Pero la fijación de la tarifa, que no venía determinada por el coste de adquisición de la energía suministrada por los distribuidores, desincentivaba de facto la competencia de los comercializadores, que por otra parte encontraban diversas barreras a la entrada.

Esto implica también que la reducción de la demanda de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN no podía ser compensada por un incremento en la demanda de otros operadores. Por otra parte, en el periodo investigado, aunque los distribuidores no adquirieran en el MD y los MI la energía necesaria para hacer frente a la demanda de sus consumidores a tarifa, el funcionamiento del sistema impedía que los consumidores se quedaran sin suministro. REE utilizaba los procedimientos de operación (principalmente, gestión de desvíos y restricciones técnicas) para asegurar el suministro del consumo previsto para el día siguiente. Por último, la rigidez de la demanda minorista de electricidad en el corto plazo es también un factor relevante a efectos de evaluar la independencia de los suministradores con respecto a la misma.

Por lo tanto, una retirada de demanda por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN del mercado mayorista supondría, indefectiblemente, una reducción de la demanda total en el mercado por la cantidad retirada, sin posibilidad de compensación mediante aumentos de la demanda de otros operadores. IBERDROLA DISTRIBUCIÓN podía actuar con un alto grado de independencia. Además, al representar la energía suministrada a tarifa aproximadamente el 30% de la demanda nacional, es evidente que su actuación tendría una incidencia en el mercado mayorista de producción.

En todo caso, considera la Dirección de Investigación que, a la vista del resto de su análisis, la cuestión sobre la posición de dominio de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN puede dejarse abierta.

La Dirección de Investigación considera que para analizar la conducta es especialmente importante en este caso atender al contexto jurídico-económico en que se desarrolla.

Según consta en los hechos probados, el RD-ley 3/2006 introdujo la obligación de asimilar a contrato bilateral toda la energía previamente casada en los mercados diario e intradiarios por distribuidores y generadores pertenecientes al mismo grupo empresarial, estableciendo un precio regulado provisional para esta energía en las liquidaciones de la CNE. Este RD-ley distorsionó el funcionamiento del mercado mayorista desde el mismo momento de su entrada en vigor, tal como pone de manifiesto OMEL (HP 4.5.2. del PCH). Asimismo, en tanto el precio regulado era inferior al precio final de la energía, ello generaba un déficit continuo a las distribuidoras y una expectativa de mayor déficit futuro (HP 4.1 del PCH). Por su parte, la CNE reconoce también que el RD-ley 3/2006 introdujo incertidumbres (folios 1961,1962).

La Dirección de Investigación recoge en su Informe Propuesta cuál fue la reacción de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ante esta medida:

(157) IBERDROLA DISTRIBUCIÓN manifiesta que tras la aprobación del RD-ley 3/2006 se puso en contacto con el Ministerio de Industria para aclarar el alcance de la norma:

“Este ajuste se realizó en junio y no de manera inmediata tras la entrada en vigor del RDL 3/2006 por varios motivos: en primer lugar, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN mantuvo contactos informales con responsables del Ministerio de Industria al objeto de intentar aclarar la racionalidad y el alcance de la norma así como de intentar alcanzar algún tipo de solución para limitar los perjuicios que su aplicación podría acarrear a IBERDROLA.

En segundo lugar, tras su adopción, determinados aspectos del RDL 3/2006 fueron objeto de controversia e interpretaciones dispares, tal y como reconoce la CNE, en su escrito de contestación al requerimiento de información de la Dirección de Investigación (Folio 3814), por lo que el auténtico alcance de los efectos de la nueva disposición tardó algún tiempo en ponerse de manifiesto.

En definitiva, sólo una vez que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN tuvo certeza sobre el alcance y efectos del RDL 3/2006, y una vez pudo comprobar los perjuicios ocasionados durante los primeros meses desde su entrada en vigor, decidió, en coherencia con su anterior criterio, reconducir el precio de sus ofertas al mercado a las previsiones del propio RDL 3/2006, ajustándolas a un precio que se correspondiera con el coste que le era reconocido a efectos de retribución” (folios 1859-1860).

La Dirección de Investigación considera acreditado, sobre la base de las estimaciones aportadas por Iberdrola Distribución, que la aplicación del Real Decreto-Ley conllevaba pérdidas para la imputada (HP 4.8. del PCH). En este contexto, desde el 9 de junio al 31 de diciembre de 2006, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN puso en práctica una estrategia consistente en limitar sus ofertas de compra de energía en los MD y MI a un precio coherente con el que le iba a ser reconocido en las liquidaciones de la CNE en virtud de lo dispuesto en el RD-ley 3/2006 (HP 4.3 del PCH). La Dirección de Investigación ha concretado los efectos de esta conducta de la siguiente manera:

(160) Esta estrategia tuvo múltiples efectos sobre el mercado, tal y como ha quedado acreditado en el Hecho 4.5. En primer lugar, incrementó la energía programada para la resolución de restricciones técnicas y la gestión de desvíos, todo lo cual puso en más riesgo del necesario la seguridad del sistema (HA 4.5.1). En segundo lugar, aunque no ha quedado acreditada la magnitud ni el signo del impacto sobre el precio del MD, las simulaciones de OMEL e Intermoney apuntan a un descenso del precio del MD, y la observación de los precios antes y después determinan que hasta que los agentes del mercado readaptaron sus estrategias de compra y venta, se produjo una disminución del precio del MD (al menos en los días inmediatamente posteriores). En el conjunto del periodo, por tanto, sí ha quedado acreditado que la conducta alteró los precios del MD y los MI, pero sin que sea posible evaluar la cuantía al no poderse realizar simulaciones fiables (HA 4.5.2). En tercer lugar, la estrategia provocó que el precio final de la energía se situase muy por encima del precio del MD y de los MI como consecuencia de los costes derivados de la resolución de restricciones técnicas y de la gestión de desvíos (HA 4.5.3.). Todo lo anterior generó un sobrecoste que la CNE estima en 967 millones de euros por los efectos mencionados, por el pago al régimen especial y por la energía que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN evitó que fuera bilateralizada (HA 4.5.4.). A su vez,

este sobrecoste benefició positivamente a los operadores verticalmente integrados titulares de generación gestionable, al incrementar la demanda en restricciones técnicas y desvíos.

(161) Paralelamente, y al margen del impacto sobre el precio del MD, ello habría causado un perjuicio a los titulares de instalaciones de generación de tipo no gestionable, que no habrían podido acudir a los mercados de restricciones técnicas y gestión de desvíos cuya demanda creció y que por sus características suelen llevar asociados unos precios mayores a los del pool (HA 4.5.5).

(162) Por otra parte, ha quedado acreditado que ninguna otra distribuidora siguió una estrategia similar a la de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en el periodo investigado (HA 4.4). Sin embargo, todas las distribuidoras se vieron positivamente afectadas por la conducta de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en la cuantía estimada por la CNE, ya que los desvíos de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN incrementaron el precio medio de adquisición de energía de las distribuidoras (HA 4.5.5).

(163) Así, la estrategia permitió a IBERDROLA DISTRIBUCIÓN paliar el impacto negativo del RD-ley 3/2006 sobre sus resultados empresariales, tal y como se deduce de los datos aportados sobre el beneficio mensual estimado y la evolución de la diferencia entre costes soportados por adquisición de energía eléctrica y costes reconocidos (HA 4.8). A su vez, de la evolución de la diferencia entre los precios medios de compra de los distribuidores en el mercado y el precio final de la energía también puede deducirse que la estrategia permitió minorar el impacto negativo del RD-ley (HA 4.9). En este sentido apuntan también las estimaciones de la CNE (HA 4.5.5).

A la vista de ello, concluye la Dirección de Investigación que la conducta afectó potencialmente a las condiciones de competencia en el mercado. Recuerda no obstante que la doctrina indica que para que una conducta lesiva de intereses económicos de clientes, proveedores y consumidores hecha desde una posición de dominio pueda considerarse abusiva ha de carecer de justificación objetiva (Tribunal Supremo de 8 de mayo de 2003, asunto Tándem/UEE): *“Ahora bien, no toda restricción en la estructura competitiva del mercado hecha desde una posición de dominio merecerá ser calificada como explotación abusiva. Lo exige así la lógica de aquellos preceptos y del sistema económico en que se insertan, que ni prohíben la posición de dominio, ni pretenden obstaculizar, tampoco a las empresas dominantes, la consecución de una posible mayor eficiencia. Serán abusivas, pues, las restricciones de la competencia hechas desde una posición de dominio que no sean razonables por carecer de una justificación capaz de ser aceptada como tal por el ordenamiento jurídico-económico”*.

A la hora de valorar esta conducta, la Dirección de Investigación toma en cuenta que, a juicio de la CNE, la misma no constituye un ilícito sectorial, en tanto la normativa permitía la presentación de ofertas a cualquier precio y el objeto de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN no era la alteración del precio del mercado sino reaccionar a las incertidumbres que introducía el RD-ley 3/2006 (folios 1961, 1962). De su examen concluye la Dirección de Investigación *“la conducta investigada constituye una reacción ante un cambio regulatorio que provocaba pérdidas a todos los distribuidores de forma no evitable por éstos, dado que no podían renunciar a la obligación de suministrar electricidad a tarifa a*

sus clientes. El cambio de estrategia de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN trataba de evitar las pérdidas a las que le abocaba el RD-ley 3/2006: si continuaba ofertando al precio instrumental de 180 €/MWh, una parte sustancial de su demanda sería bilateralizada y sólo se le reconocería en la liquidación un coste de 42,35 €/MWh (posteriormente, 49,23) por dicha energía, muy por debajo del coste real. En consecuencia, la decisión de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN de reducir sus precios de oferta hasta el nivel que le reconocía como coste la regulación (el RD-ley 3/2006) parece una conducta necesaria, en el momento y en las condiciones en que la conducta se llevó a cabo, para seguir cumpliendo con su obligación, por cuenta del sistema, de suministrar a los consumidores a tarifa sin incurrir en tantas pérdidas. El nivel de precio de las ofertas de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN al mercado, cercano a 33 €/MWh, constituye una aproximación objetiva (y así lo reconoce la CNE) del precio reconocido por el RD-ley 3/2006, una vez descontados los sobrecostes de los procesos de operación, y por lo tanto está directamente relacionado con el objetivo legítimo. Ha quedado probado, además, que tal conducta era adecuada para el logro de tal objetivo legítimo en tanto que efectivamente a través de la misma IBERDROLA DISTRIBUCIÓN consiguió reducir el impacto negativo del RD-ley 3/2006”.

Considera por ello la Dirección de Investigación que “Ha quedado acreditado que el cambio introducido por el RD-ley 3/2006 a partir de marzo de 2006 al reconocer un precio de coste de la energía en las liquidaciones a los distribuidores inferior al coste real de la misma en el mercado producía un perjuicio económico a todos los distribuidores. Asimismo, ha quedado acreditado que la conducta de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN se dirigía a tratar de paliar el impacto negativo que tal RD-ley tenía sobre sus ingresos y que lo consiguió ajustando sus ofertas a un precio coherente con el precio regulado por el RD-ley 3/2006”.

A la vista de todo lo actuado y de conformidad con el artículo 33.3 del RDC, la Dirección de Investigación concluye que “No ha quedado acreditado que la actuación de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN entre junio y diciembre de 2006, consistente en la reducción de los precios de oferta de sus demandas al mercado diario y a los mercados intradiarios, constituya una infracción del artículo 6 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia”.

TERCERO. Alegaciones de las partes

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN sostiene en sus alegaciones a la Propuesta de Resolución que la conducta analizada, por su propia naturaleza, no puede considerarse anticompetitiva porque no contiene en su opinión elemento de antijuridicidad alguno. No ofertaba por debajo de coste, ni vulneraba ninguna disposición legal. No resultó explotativa ni excluyente y, a su juicio, no hay elementos para reputarla de abusiva. Está de acuerdo con el análisis que realiza la Dirección de Investigación sobre la racionalidad de la conducta y, por tanto, con la calificación de los hechos.

IBERDROLA S.A. comparte la valoración de la Dirección de Investigación respecto de la no acreditación de conductas prohibidas por la Ley “*sin que ello implique necesariamente admisión de la totalidad de los hechos que el documento recoge como acreditados*”.

ACOGEN expresa de modo preliminar el perjuicio que le ha causado el excesivo retraso en la investigación de los hechos denunciados. Alega también indefensión por el perjuicio causado por la negativa a ampliar el plazo de para presentar alegaciones al PCH.

La denunciante reitera que se debe confirmar que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN tiene una posición dominante. Considera que no se ha analizado correctamente la razón de ser y los objetivos específicos del RDL 3/2006. Esta norma se dictó con la intención de combatir una serie de actuaciones detectadas en el mercado regulado que elevaban los costes de funcionamiento del sistema. La conducta investigada es contraria a los objetivos de la norma porque esquivaba sus efectos mediante mecanismos no expresamente prohibidos. Con ello, IBERDROLA generó una nueva distorsión de la competencia, lo que generó efectos lesivos para terceros en el mercado que no van a ser sancionados por ninguna autoridad.

Respecto a la racionalidad de la conducta de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, reitera que esta empresa incurrió en costes muy superiores a los habitualmente soportados en la adquisición de energía en el mercado diario; sin embargo, dichos costes mayores fueron enteramente repercutidos al sistema, burlándose así lo previsto por el RDL 3/2006. Su justificación objetiva no es válida, dada la especial responsabilidad que debe observar una empresa dominante, porque considera que no cumple el criterio de razonabilidad: no es necesaria ni proporcionada para defender sus intereses comerciales. La conducta pretendía deliberadamente burlar los efectos de una norma protectora de la libre competencia en el mercado mayorista eléctrico, beneficiándose de ello. Existían además, en opinión de ACOGEN, otras alternativas menos lesivas para la competencia, como la posibilidad de ejercitar acciones legales contra la Administración. Además al tratarse de una empresa verticalmente integrada el grupo habría podido desde su filial de generación paliar los perjuicios de la distribuidora. Por todo ello, la denunciante considera que la conducta carece de justificación objetiva admisible en derecho no siendo en absoluto necesaria, imprescindible, ni especialmente proporcionada con relación a los gravísimos efectos que desplegó en el mercado, afectando especialmente a ciertos competidores de IBERDROLA GENERACIÓN en el mercado diario e intradiario, como los miembros de ACOGEN.

CUARTO. Valoración jurídica

En el presente expediente ha quedado acreditado que, como consecuencia de las previsiones normativas introducidas por el Real Decreto-Ley 3/2006, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN modificó su estrategia de oferta de compra en el pool. Desde el 9 de junio al 31 de diciembre de 2006 puso en práctica una estrategia consistente en limitar el precio ofertado en sus compras de energía en los mercados diario e intradiario hasta el nivel que le reconocía como coste la regulación (unos 33 €/MWh). Con ello logró que una parte sustancial de su demanda fuera atendida en otras sesiones, evitando que fuera bilateralizada y que se le reconociera en la liquidación solamente un coste de 42,35

€/MWh de acuerdo con lo previsto en la mencionada norma, cifra muy por debajo del coste de adquisición según la propia CNE. Si bien esta estrategia producía un mayor coste para IBERDROLA DISTRIBUCIÓN por el desvío, se trata de un coste que de acuerdo con el diseño normativo, sí se le reconocía en mayor medida en las liquidaciones, lo que suponía para IBERDROLA DISTRIBUCIÓN un mayor nivel de cobertura de sus costes.

Este comportamiento ha distorsionado los mecanismos que el sistema tiene para hacer viable la casación física entre la oferta y la demanda. Sin perjuicio de que, como han manifestado los órganos técnicos (HP 4.5.2), no es posible estimar con la suficiente fiabilidad su impacto sobre los precios mercado diario, lo cierto es que ha elevado los costes de funcionamiento del sistema en desvíos con respecto a lo pretendido por el Real Decreto-Ley 3/2006, pudiendo tener efectos lesivos para los intereses de terceros operadores, en particular, de aquellos que sólo realizan ofertas de venta en el diario y en el intradiario.

En el presente caso se dirime si esta conducta desarrollada por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN como reacción ante la entrada en vigor de las modificaciones normativas que introdujo el Real Decreto-Ley 3/2006 infringe el artículo 6 de la LDC.

La LDC no prohíbe la posesión de una posición dominante, solo su explotación abusiva. El artículo 6 de la Ley 16/1989, como ahora lo hace el artículo 2, ofrece una relación de conductas contrarias al ordenamiento jurídico, siendo doctrina constante que la relación de conductas contenidas en la LDC no constituyen una relación cerrada de prácticas abusivas. No obstante, la Doctrina y la Academia consideran que las posibles conductas abusivas pueden catalogarse en dos tipos: abusos exclusionarios –cuando pretenden la exclusión de los rivales y el cierre del mercado- y los explotativos que, en términos económicos suponen la restricción de la oferta y/o la elevación de precios a niveles supracompetitivos en detrimento del bienestar del consumidor.

De acuerdo con la reiterada doctrina del Tribunal Supremo, el abuso es un concepto objetivo, que no depende de la intencionalidad del autor (STS de 20 de junio de 2006, Telefónica de España). En todo caso, la conducta sí debe implicar el elemento explotativo o exclusionario. No obstante, la misma doctrina reconoce (STS de 13 de diciembre de 2004 y de 30 de mayo de 2006) la falta de justificación objetiva de la conducta como elemento inherente al abuso. Esto es, en presencia de una justificación objetiva de la conducta no cabe hablar de abuso, porque aquella elimina la antijuridicidad de la conducta de la empresa dominante.

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ha podido desarrollar la conducta denunciada en virtud de su condición de distribuidor: en tanto en cuanto tenía a su cargo un suministro a tarifa que no podía quedar desatendido, la modificación a la baja de sus ofertas de compra al diario e intradiario conllevaba que una parte de su demanda fuera atendida en otras sesiones. La posición que goza IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, por su carácter de operador verticalmente integrado y por el peso que supone su demanda en el total, ha permitido que la conducta tenga los efectos observados.

No debe perderse de vista que estamos ante unos mercados donde, por las peculiaridades del marco regulatorio, los precios finales del pool no necesariamente guardan relación o, al menos, presentan ciertas disparidades con los costes reconocidos a los distribuidores. La

actuación de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, reaccionando ante una medida regulatoria, ha distorsionado el funcionamiento diario de los distintos mercados y procesos que intervienen en la producción y suministro de energía eléctrica, desplazando demanda hacia aquellas sesiones donde como distribuidor se le iba a reconocer un mayor coste de adquisición de la energía.

Ciertamente el comportamiento de IBERDROLA no ha sido inocuo, pues ha afectado a los precios del mercado diario y ha provocado que la reducción de los costes del sistema sea inferior a la que se pretendía con la entrada en vigor del RD-Ley. Pero lo que no se ha acreditado con la certeza suficiente es que esta conducta pueda calificarse de abusiva en términos de la LDC.

En primer lugar, no se ha acreditado que con ello se haya producido una elevación supracompetitiva de los precios finales y los órganos técnicos reconocen la dificultad de llegar a resultados concluyentes al respecto.

Por otro lado, tampoco puede calificarse de abusivo, como ACOGEN pretende, el comportamiento de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN por el hecho de haber contrarrestado con su conducta los efectos sobre sus ingresos del Real Decreto-Ley 3/2006. El propio denunciante reconoce que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ha empleado mecanismos que no están expresamente prohibidos en la norma. Considera por ello que no hay infracción formal de la norma sectorial, pero sí de su espíritu. Reitera que el propósito del Real Decreto-Ley 3/2006 era defender la libre competencia en el mercado mayorista, luego si IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ha violado el espíritu de la norma ha atentado contra la competencia, especialmente por tratarse de un operador dominante sometido al principio de especial responsabilidad.

El Consejo no puede compartir este razonamiento. El objeto del Real Decreto-Ley 3/2006 –y lo que de acuerdo con su propio preámbulo justifica su urgencia- era el control de los precios en el mercado de producción de energía eléctrica. Con su comportamiento IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ha podido dificultar el objetivo que se pretendía y poner en entredicho la eficacia de la norma. Pero de ello no se sigue, al menos con el automatismo que ACOGEN pretende, una infracción del artículo 6 de la LDC. No estamos ante una conducta prototípicamente explotativa o exclusionaria ni se ha logrado acreditar que ese pueda ser su principal efecto. Es precisamente la falta de constancia de la restricción de la competencia como elemento vertebrador de la conducta, lo que impide calificar a la misma de abusiva en el sentido del artículo 6 de la LDC.

Ello no quiere decir que el comportamiento de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN no haya contribuido al fracaso regulatorio de la medida para reducir los costes del sistema. Sin duda ha podido ser así y ello genera distorsiones que la normativa sectorial debe afrontar. Pero este hecho no permite por sí mismo calificar la actuación como de abuso ex art. 6 de la LDC. No toda conducta realizada por un operador dominante, constituye un abuso de posición de dominio. Debe tratarse de una conducta típica, de la que quede acreditada su condición objetivamente explotativa o exclusionaria y que carezca de justificación objetiva.

Argumenta profusamente ACOGEN sobre la falta de necesidad y de proporcionalidad de la medida adoptada. Debe recordarse que estos son criterios que la jurisprudencia aplica

cuando se trata de discernir si la conducta de un operador dominante supone una respuesta lícita a las iniciativas competitivas de sus rivales (*meeting competition*). Se analiza entonces si la reacción comercial del operador dominante es indispensable para mantener su posición en el mercado y si resulta proporcionada al objeto perseguido (esto es, que vaya dirigida a neutralizar el éxito competitivo de la iniciativa del rival y no exceda lo que resulte razonablemente necesario para alcanzar tal objetivo). Dado que la conducta de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN supone una respuesta no a la iniciativa de un competidor o competidores, sino de una medida normativa, entiende este Consejo que la extrapolación de estos criterios frente a un supuesto “rival” pierde sentido. Máxime, si no se acredita primeramente el elemento anticompetitivo de la conducta, como considera el Consejo que aquí sucede.

En definitiva, en opinión del Consejo no se ha acreditado al antijuridicidad de la conducta de manera que pueda calificarse con el rigor exigible en Derecho como una conducta prohibida por el artículo 6 de la LDC.

Respecto a las alegaciones de ACOGEN sobre el perjuicio causado por el excesivo retraso en la tramitación del procedimiento, en la medida en que la conducta tuvo una duración limitada en el tiempo no aprecia el Consejo que el supuesto retraso en el enjuiciamiento de los hechos sea causa de un perjuicio material al denunciante.

En cuanto a la indefensión causada por la negativa a ampliar el plazo para la presentación de alegaciones al PCH, como la Dirección de Investigación le ha recordado a la denunciante, este Consejo viene manifestando que la ampliación del plazo legal de 15 días para formular alegaciones al PCH o a la propuesta de Resolución no es un derecho del administrado sino una potestad discrecional de la CNC que solo podrá acordarse, tal y como prevé el artículo 37.4 LDC, “excepcionalmente”. Por ello el acuerdo denegatorio de la solicitud de ampliación no puede generar indefensión, máxime cuando las imputadas han tenido acceso a la información obrante en el expediente y en el PCH quedan definidos los hechos en base a los cuales se imputa la conducta, facilitando con ello el ejercicio de su defensa a través de las alegaciones.

QUINTO. Solicitud de prueba y vista

ACOGEN ha reiterado en sus alegaciones a la propuesta de resolución la práctica de la prueba que ya propusiera a la Dirección de Investigación en sus alegaciones al PCH consistente en solicitar a OMEL una valoración estimativa del precio medio horario (para cada día y franja horaria relevante) del mercado eléctrico que podría haberse registrado desde el 9 de junio hasta el 31 de diciembre de 2006 en ausencia de conducta llevada a cabo por IBERDROLA durante dicho periodo. Especifica en las alegaciones a la Propuesta de Resolución que se haga tal simulación sobre la base de las presupuestos que la Dirección de investigación considere válidos.

La Dirección de Investigación no consideró procedente en su día practicar la prueba propuesta por ACOGEN por una serie de razones que expuso en su Informe (párrafo 183).

“En primer lugar, obra en el expediente el resultado de una simulación de OMEL solicitada por la CNE cuyos resultados se muestran en el HA 4.5.2. En segundo lugar, la propia OMEL advierte de que tal simulación no es válida por las hipótesis en que se basa. Concretamente, porque supone asumir que la oferta no reaccionó ante tan significativa alteración en la demanda, lo cual sólo sería aceptable un solo día dada la configuración del pool y el hecho de que los resultados agregados son públicos inmediatamente después de la casación. En este sentido la CNE afirma que sí hubo reacción por parte de la oferta. La simulación horaria propuesta por ACOGEN necesariamente se basaría en las mismas hipótesis que subyacen a la simulación de OMEL y por tanto sería igualmente inválida, por lo que no se considera procedente practicar dicha prueba”.

El Consejo comparte las razones argumentadas por la Dirección de Investigación para rechazar la prueba propuesta. Además tiene en cuenta que, como ya ha tenido ocasión de manifestar en diversas ocasiones, a diferencia de la Ley 16/1989, la vigente Ley 15/2007 establece un único procedimiento sancionador, en el que con “claridad” se separa la fase de instrucción por parte de la Dirección de Investigación (“en la que se realizarán todos los actos precisos para el esclarecimiento de los hechos y se garantizará la contradicción y el derecho de defensa de los denunciados”), y la fase de “pura” resolución por parte del Consejo, que adopta decisiones sobre la base de las propuestas formuladas por la DI, consiguiendo así eliminar la duplicación de actuaciones que se producía en la anterior LDC y, por ello, alcanzando un mayor grado de eficacia administrativa sin merma del principio de seguridad jurídica. Este esquema de reparto de tareas en el ámbito de procedimiento sancionador entre la DI y el Consejo, que se anticipa y justifica en la Exposición de Motivos de la Ley 15/2007, se confirma en el texto de la Ley y del Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia (RDC). La lectura conjunta de los artículos 51.1 LDC y 36.1 RDC ratifica la excepcionalidad de un periodo probatorio y del carácter contradictorio de la fase de resolución. Por ello, el Consejo no ha considerado procedente la práctica de una prueba de cargo en fase de resolución cuya realización el órgano de instrucción ha tenido la oportunidad de valorar; que, como se ha argumentado, resulta en el mejor de los casos redundante y cuya validez ha sido puesta en entredicho por el propio órgano técnico que debería realizarla.

En cuanto a la solicitud de vista, el Consejo no ha considerado en este caso que sea necesaria para el examen y enjuiciamiento del objeto del expediente, por lo que de acuerdo con las facultades previstas en el artículo 19.1 del RDC ha decidido no convocarla.

Por todo cuanto antecede, vistos los preceptos citados y los demás de general aplicación, este Consejo de la Comisión Nacional de Competencia

HA RESUELTO

ÚNICO.- Declarar que en lo referente a la actuación de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA S.A. entre junio y diciembre de 2006, consistente en la reducción de los precios de oferta de sus demandas al mercado diario y a los mercados intradiarios, no ha resultado acreditada la existencia de una práctica prohibida por el artículo 6 de la 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia y notifíquese a los interesados, haciéndoles saber que contra ella no cabe recurso alguno en vía administrativa, pudiendo interponer recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses a contar desde su notificación.