

RESOLUCIÓN (Expte. 624/07, IBERDROLA)

CONSEJO

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente
D. Fernando Torremocha García-Sáenz, Consejero
D. Emilio Conde Fernández-Oliva, Consejero
D. Miguel Cuerdo Mir, Consejero
D^a. Pilar Sánchez Núñez, Consejera
D^a. Maria Jesús González López, Consejera
D^a. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

En Madrid a 14 de febrero de 2008

El Consejo de la Comisión Nacional de Competencia (en adelante, el Consejo) con la composición expresada al margen y siendo Ponente la Consejera D^a Pilar Sánchez Núñez, ha dictado la presente Resolución en el expediente 624/07 IBERDROLA (2665/06 del Servicio de Defensa de la Competencia, en adelante el Servicio o SDC) incoado por el Servicio a instancia de ENDESA GENERACIÓN, S.A. (en adelante ENDESA) al denunciar a IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U. (en adelante IBERDROLA) por supuestas conductas prohibidas por la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia (LDC), consistentes en realizar ofertas al mercado diario de generación de energía eléctrica susceptibles de infringir el artículo 6 de la LDC.

ANTECEDENTES DE HECHO

1. El día 7 de marzo de 2005 D. [...] en representación de ENDESA presenta denuncia contra IBERDROLA y GAS NATURAL por realizar ofertas al mercado diario de generación de energía eléctrica a precios excesivos con el objeto de no participar en este mercado y reservar su producción para generar en un contexto de restricciones técnicas, logrando por su energía un precio superior al que habría percibido en el mercado diario, y ello basándose en su posición de dominio en la zona afectada por restricciones técnicas.
2. El día 6 de julio de 2005 se recibe en el Servicio un informe de la Comisión Nacional de la Energía (en adelante CNE), sobre la actuación de los grupos de ciclo combinado de gas en 2004.
3. El Servicio acordó admitir a trámite la denuncia e incoar el expediente sancionador el 13 de febrero de 2006 mediante Providencia de la Directora General de Defensa de la Competencia.

- 3.1. Incoado el expediente, el Servicio ha requerido durante la fase de instrucción diversa información al OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA-POLO ESPAÑOL, S.A. (en adelante OMEL), RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. (en adelante REE), COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (en adelante CNE), IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U. (en adelante IBERDROLA), y a IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.
- 3.2. El 22 de diciembre de 2006, el SDC formuló el Pliego de Concreción de Hechos.
- 3.3. El 15 de enero de 2007 se recibieron las alegaciones que ENDESA GENERACIÓN, S.A. formuló al Pliego de Concreción de Hechos.
- 3.4. El 16 de enero de 2007 se recibieron las alegaciones que IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U. formuló alegaciones al Pliego de Concreción de Hechos.
- 3.5. En fecha 23 de enero de 2007 ENDESA GENERACIÓN, S.A., aportó la Resolución del Tribunal de Defensa de la Competencia (en adelante TDC) en el Expediente 602/05 y, en línea con ella complementó las Alegaciones al Pliego de Concreción de Hechos presentadas el pasado 15 de enero de 2007.
- 3.6. En fecha 30 de enero de 2007 IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U., presentó la versión no confidencial al Pliego de Concreción de Hechos.
- 3.7. El 5 de febrero de 2007 se firmó el Acuerdo del Director General de Defensa de la Competencia, por el que se acordaba el Sobreseimiento Parcial del expediente. (Versión Confidencial).
- 3.8. El Informe-propuesta final fue acordado el 12 de febrero de 2007.
4. El 13 de febrero de 2007 se recibió en la CNC escrito del SDC en el que dándose cumplimiento al art. 37.3 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia se remitió para su resolución el expediente número 2665/06.
 - 4.1. El 20 de febrero de 2007 el Pleno del Tribunal admitió a trámite el expediente, señalando que se tramitará con el nº 624/07 y designó ponente al Vocal D. Julio Costas Comesaña.

- 4.2. El 1 de marzo de 2007 el Pleno del Tribunal, visto que en el Vocal Ponente concurre una circunstancia que de acuerdo con la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los miembros del Gobierno y de los Altos Cargos de la Administración General del Estado es causa de abstención, acuerda nombrar ponente al Vocal D. Javier Huerta Tròlez.
- 4.3. El 20 de marzo de 2007 IBERDROLA presenta ante el Tribunal escrito mediante el cual solicita la celebración de vista ante el Tribunal, así como una serie de prácticas de pruebas.
- 4.4. El 13 de septiembre de 2007 se nombra Ponente a D^a. Pilar Sánchez Núñez, en sustitución del Ponente anterior Sr. Huerta Tròlez quien ha cesado en esta Comisión (antes Tribunal) en virtud del Real Decreto 1158/07, de 31 de agosto de 2007.
- 4.5. El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia deliberó sobre la práctica de prueba y celebración de vista en su reunión del día 27 de septiembre de 2007. También ofició a REE y a OMEL para que aportasen cierta información adicional al expediente.
- 4.6. El 27 de noviembre de 2007, tras haberse recibido la información solicitada, la Comisión acordó dar trámite para valoración de pruebas y conclusiones a los interesados en el expediente.
- 4.7. El 11 de diciembre IBERDROLA presentó su escrito de valoración de pruebas y el 3 de enero de 2008 su escrito de conclusiones.
- 4.8. El 8 de enero de 2008 ENDESA presentó su escrito de conclusiones.
- 4.9. El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia deliberó y falló en su sesión plenaria del día 31 de enero de 2008.
- 4.10. Son interesados:
 - IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U.
 - ENDESA GENERACIÓN, S.A.

HECHOS ACREDITADOS

1. El Operador del Sistema, REE delimita como zona afectada por problemas de restricciones técnicas la zona denominada Levante-Norte. La frecuencia con la que son identificadas restricciones técnicas en esa zona es alta. En el período objeto de análisis de junio de 2004 a febrero de 2005 se han identificado restricciones técnicas en esta zona en 241 de los 273 días del período, lo que equivale a un 88% de los días observados. Las centrales eléctricas ubicadas en dicha zona son los grupos 1, 2 y 3 de la central de Castellón, la central nuclear de Cofrentes, la unidad de generación hidráulica de bombeo de La Muela

y la unidad de gestión hidráulica Júcar. Durante el período analizado, el grupo de Castellón 1 no estaba operativo por encontrarse indisponible desde octubre de 2001. La potencia instalada correspondiente a estos grupos de generación es de unos 4.000 MW, perteneciendo todos ellos a la empresa IBERDROLA GENERACIÓN.

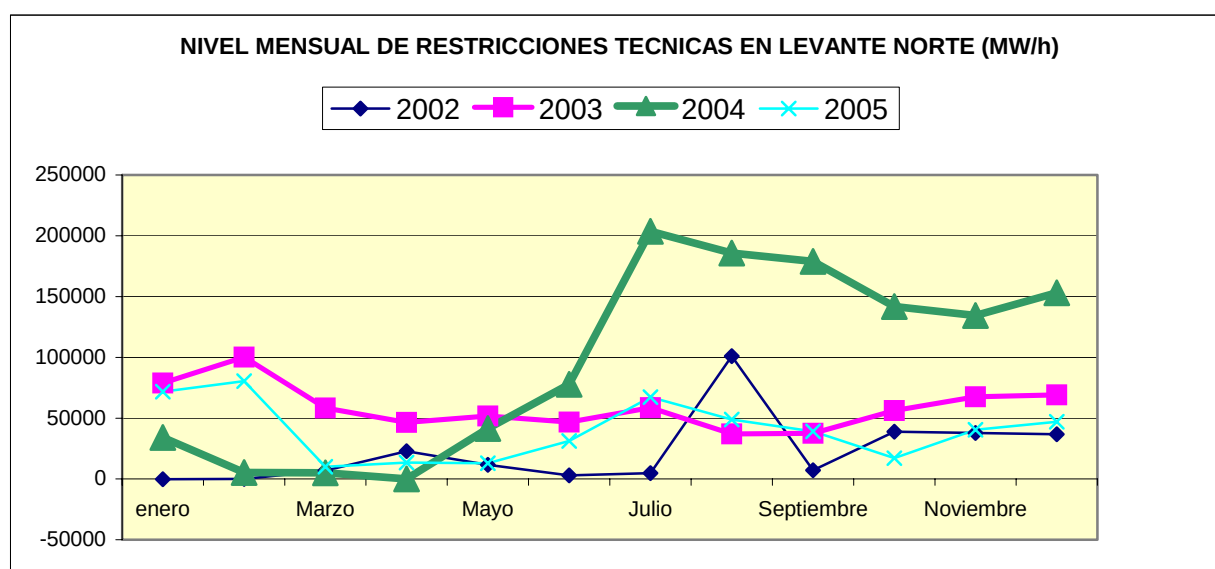
2. Desde junio de 2004 a febrero de 2005 el volumen de energía programada en la zona Levante-Norte para resolver restricciones técnicas fue de 988 GW, de los cuales 807 fueron generados por Castellón 3 y 180 por Castellón 2. En relación con la frecuencia y las causas por las que aparecen restricciones técnicas, cabe destacar que el Operador del Sistema, una vez finalizado el proceso de solución de restricciones técnicas en el programa básico de funcionamiento para el día siguiente, elabora y pone a disposición de las empresas el “informe de solución de restricciones del PBF”, en el que se detalla el tipo de restricciones identificadas para el día siguiente, señalando además, el período del día y la zona eléctrica en que se identifica la restricción. Así mismo, es preciso señalar, que con anterioridad al mes de octubre de 2004 también se facilitaba a través de este mismo informe el detalle de los grupos que eran utilizados diariamente para resolver las restricciones identificadas, indicando el período y la energía programada. Desde octubre de 2004 la información sobre los grupos programados no se hace pública hasta transcurridos tres meses desde la fecha de programación. Con respecto a las características de los grupos, la información de éstos relativa a los parámetros de interés para el proceso de solución de restricciones técnicas para el PBF, tales como emplazamiento, tensión de evacuación, potencia activa máxima y mínima, capacidad de generación y de absorción de reactivo, etc., se encuentra en los casos de estudio utilizados para los análisis de solución de restricciones, que se hacen públicos con un retraso de 3 meses a partir del día horizonte de programación, en aplicación del R.D. 6/2000 de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.
3. En el período de junio de 2004 a febrero de 2005 Castellón 3 fue programado para la resolución de restricciones técnicas en el 78% de los 273 días del período. El grupo de Castellón 3 únicamente ha sido utilizado en este período para resolver restricciones técnicas identificadas en esta zona, y en este período no fueron utilizados otros grupos externos a los considerados pertenecientes a la zona Levante-Norte para resolver las restricciones técnicas que aparecieron en esta zona.

4. El volumen de restricciones técnicas que se han producido en Levante-Norte durante el segundo semestre del año 2004 ha sido el más elevado de los últimos cuatro años, llegando a cuadruplicar durante algunos meses el volumen medio registrado en los mismos meses de años anteriores, tal y como muestra el Gráfico 1 y el Cuadro 1 siguiente:

Cuadro 1. Energía programada por restricciones técnicas del PBDF (Mwh)					
	Zona Cataluña	Zona Sur	Zona Navarra-Rioja	Zona Levante-Norte	TOTAL
2000	346.775	606.820	0	1.046.091	1.999.686
2001	643.369	651.834	0	819.577	2.114.780
2002	604.131	598.521	0	270.350	1.473.002
2003	267.406	1.336.545	0	709.316	2.313.266
2004	180.129	1.841.827	-1.310	1.161.326	3.181.972

Fuente:Elaboración propia basada en datos REE

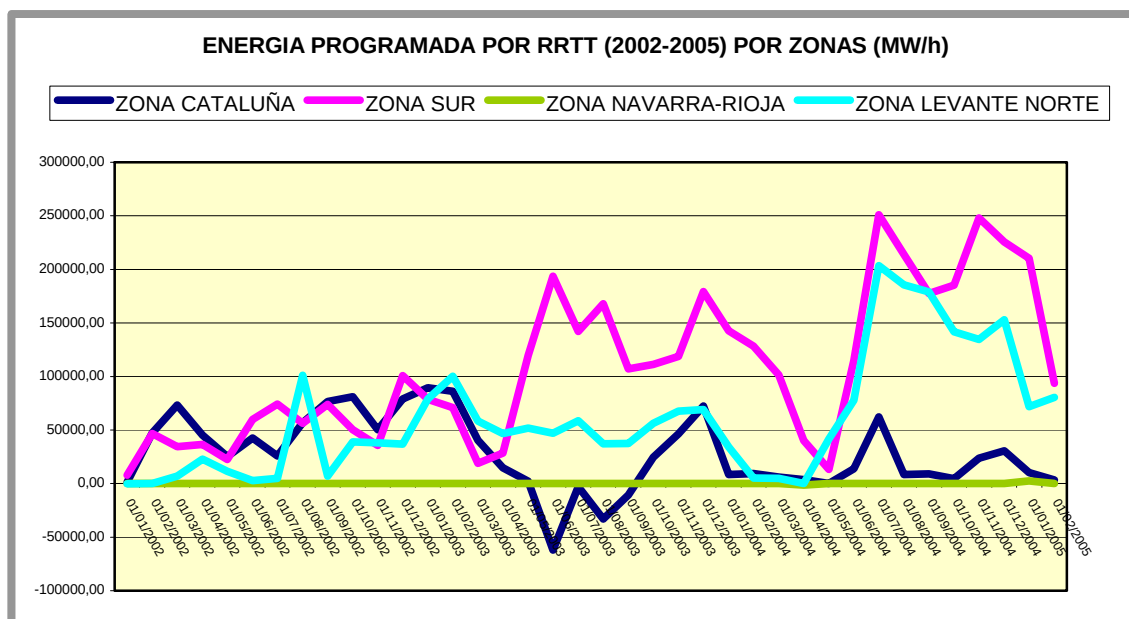
Gráfico 1



Fuente: Elaboración propia basada en datos REE

Comparando la evolución de las restricciones técnicas desde el año 2002 en Levante-Norte con el resto de las demás zonas de restricciones técnicas como zona Sur, zona Cataluña y zona Navarra-Rioja que se representa en el Gráfico 2, sólo en la zona Sur se han registrado niveles superiores de restricciones técnicas. Del mismo gráfico se concluye que desde principios del año 2003, mientras en Cataluña el nivel de restricciones técnicas se ha reducido considerablemente, en Levante-Norte los niveles de 2003 y 2004 fueron muy superiores a los de los años anteriores y la misma conclusión se extrae para la zona Sur.

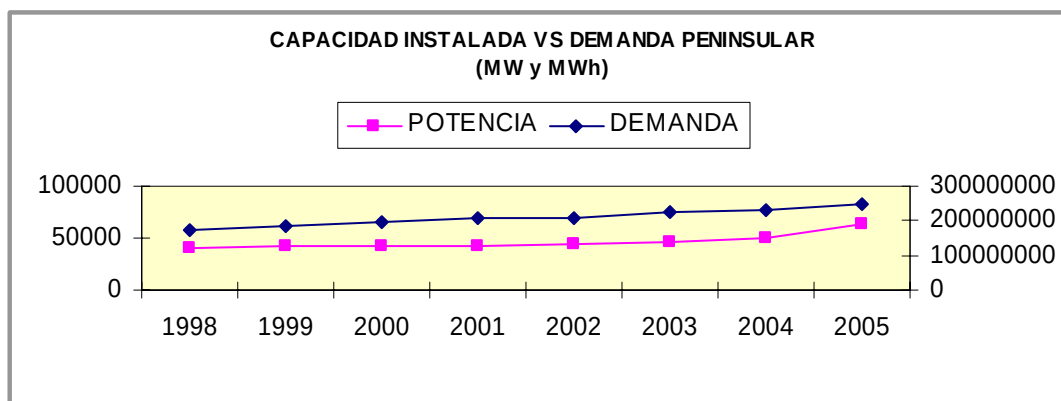
Gráfico 2



Fuente: Elaboración propia basada en datos REE

- Las restricciones técnicas son un problema físico derivado de la red de transporte o del sistema, para cuya solución el Operador del Sistema deberá, siguiendo criterios técnicos y económicos, modificar los programas resultantes de la casación del programa diario. Las causas generales de su aparición proceden de fallos o deficiencias en la red de transporte, de la falta de capacidad de generación en la zona afectada, o de incrementos excesivos de la demanda en la zona afectada. Desde el año 2001, como muestra el Gráfico 3 el crecimiento de la potencia instalada en la península ha sido paralelo a los incrementos experimentados por la demanda peninsular, a excepción del año 2005, en el que el crecimiento de la potencia instalada fue superior al de la demanda.

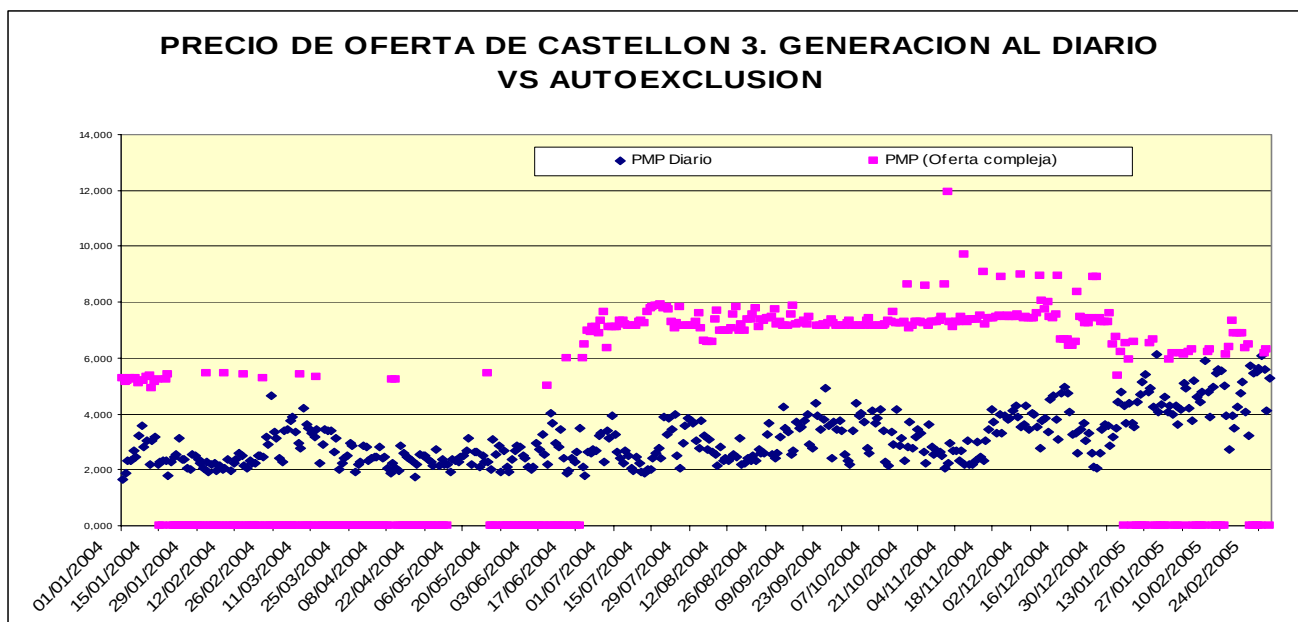
Gráfico 3



Fuente: Elaboración propia basada en datos REE.

6. La estrategia de ofertas al mercado diario de IBERDROLA con la central de Castellón 3 durante el año 2004 muestra un cambio radical a partir del 18 de junio de 2004 como muestra el Gráfico 4. Hasta esa fecha los precios ofertados por dicha central al mercado diario (serie rosa) se situaron sistemáticamente por debajo de los precios del mercado diario (serie azul) (la mayor parte de los días se ofertó a precio cero, a excepción de escasos fines de semana). Desde el 19 de junio del año 2004 se puede observar en el mismo gráfico cómo los precios ofertados por la misma central al mercado diario se situaron todos y cada uno de los días de ese período por encima de los precios de éste hasta el 31 de diciembre de 2004. Durante los meses de enero y febrero de 2005 las ofertas al mercado diario con esta central siguieron estrategias de ambos tipos, unos días al diario y otros a autoexclusión, es decir a no generar en el mercado diario.

Gráfico 4



Fuente: Elaboración propia basada en datos OMEL

El perfil de ofertas realizadas al mercado diario con Castellón 3 fue el siguiente (págs. 280 y ss):

- La primera semana de junio del año 2004 las ofertas eran:
 - Primer bloque: 430 Mw a precio cero desde 0 a 8 de la mañana y 765 Mw a precio cero de 8 a 24.
 - Segundo y demás bloques: incrementos de 10 a 100 Mw a precios de 2,4 a 7 c€/kWh.

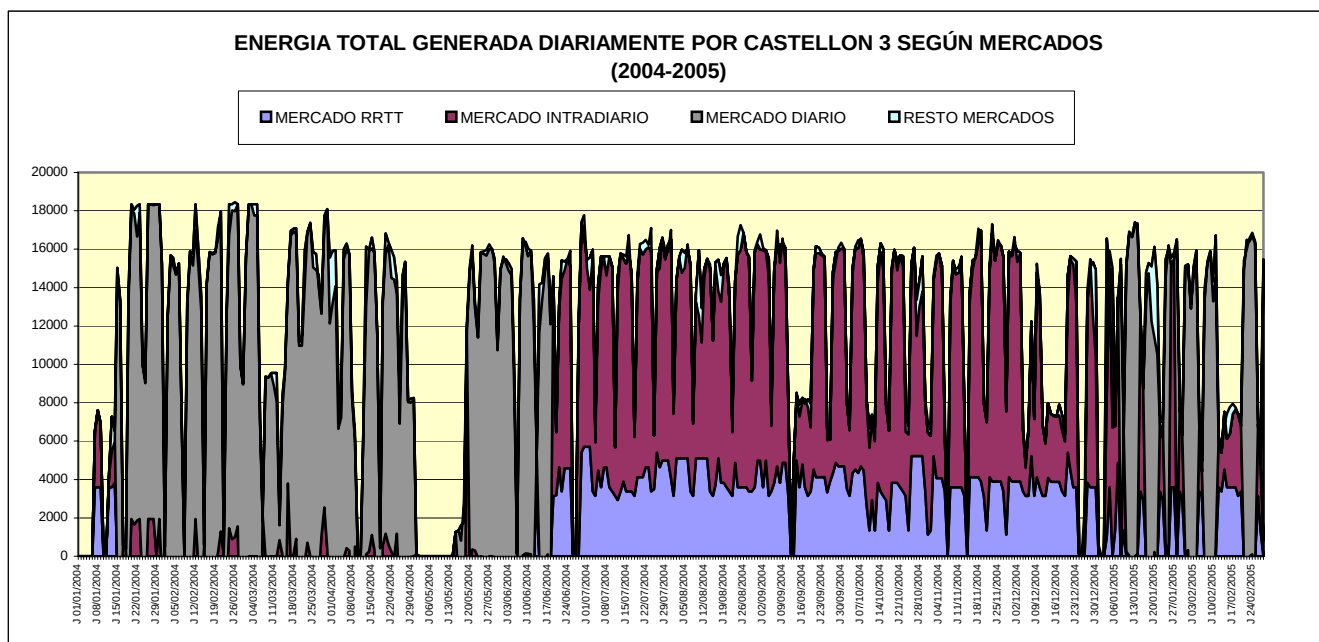
- Desde el 19 de junio de 2004, las ofertas de IBERDROLA con Castellón 3 consistieron en una forma de ofertar toda la energía disponible durante las 24 horas del día a un precio muy superior (más de 7 c€/kWh de media) al precio de casación del diario de los días anteriores en cada hora (hasta 31 de diciembre).
 - En Enero y Febrero del año 2005 la situación de oferta se modifica:
 - La primera semana de enero, festividad de Reyes, se ofertó a un precio destinado a generar en restricciones, excepto algunas horas del día 5 y el día 8 sábado se ofertó para el diario. Resto de días del mes, de lunes a viernes a diario y fines de semana a restricciones.
 - En febrero las ofertas para generar en restricciones se centraron en los sábados y domingos y además en una semana laboral, del 14 al 18 inclusive. El resto de días se ofertó para generar en el diario.
 - El resultado es que los días que van al diario, de las 0 a las 8 ofrecen y casan a media carga, el resto del día a plena carga.
7. La estrategia revelada en el HA anterior tuvo como resultado que la central de Castellón 3 resultó casada principalmente en el mercado diario hasta el 18 de junio de 2004. Por el contrario, ni uno solo de los días comprendido entre el 19 de junio y el 31 de diciembre la central de Castellón 3 fue programada para generar en el mercado diario. En los meses de enero y febrero resultó casada en el mercado diario los días cuya oferta fue a precio cero. (Ver Gráfico 5 del HA 9).
8. En el mercado Intradiario su estrategia fue:
- Los primeros días de junio, que iba al diario, no acude al intradiario (ID).
 - Los días que va a restricciones técnicas acude al intradiario en 1ª sesión con unas cantidades entre 368 y 543 MW y a unos precios que no superan los 3 c€. Esta es la práctica continuada hasta 31 de diciembre de 2004, excepto 24 y 25 y 31 de diciembre que no acude al ID.
 - En enero sólo acude al intradiario los días 4, 5, 6, 7 y 9, 15 y 16, 22 y 23, 26 y 27, 29 y 30.
 - En febrero: acude al intradiario el 5, y varios días va al intradiario sólo en valle (11, 12, 15, 16, 17, 18,19, 20, 26 y 27).

En el Cuadro 2 siguiente se resumen los resultados de producción media día de estas estrategias para Castellón 3 y para otras centrales de ciclo combinado en zonas de restricciones técnicas y en zonas de no restricciones técnicas en los distintos períodos.

Cuadro 2. Energía generada en los distintos mercados. Medias diarias (Mwh/día)				
Día	Energía final (MWh)	Energía mercado diario (MWh)	Energía por restricciones (MWh)	Energía en intradiarios (MWh)
CASTELLÓN 3				
1º SEMESTRE 2004	12.105,5	12.789,4	169,1	-533,7
2º SEMESTRE 2004	12.482,3	1,0	3.723,7	8.933,0
En y Fb 2005	12.171,1	8.715,8	1.434,1	2.210,5
CASTEJON 1				
1º SEMESTRE 2004	5.718,5	6.218,6	0	-345,5
2º SEMESTRE 2004	6.233,8	6.443,4	0	151,0
En y Fb 2005	6.517,1	6.759,6	42,5	-174,5
CASTEJÓN 2				
1º SEMESTRE 204	6.798,0	7.419,9	0,0	-371,9
2º SEMESTRE 2004	6.768,1	6.577,3	0,0	424,3
En y Fb 2005	6.401,4	7.085,8	0,0	-75,6
BESOS 4				
1º SEMESTRE 2004	8.073,6	7.444,6	23,9	-176,1
2º SEMESTRE 2004	7.784,9	5.783,6	10,9	-629,7
En y Fb 2005	7.308,6	4.410,6	1,0	-792,3
SAN ROQUE 2				
1º SEMESTRE 2004	6.096,3	4.793,5	635,0	818,3
2º SEMESTRE 2004	6.352,6	5.619,9	523,8	571,0
En y Fb 2005	7.637,5	7.071,2	0,0	922,3
<i>Fuente: Elaboración propia basada en información de OMEL</i>				
1º Semestre: 1 enero a 18 de junio 2004. 2º Semestre: 19 de junio a 31 de diciembre 2004.				

9. En el período comprendido entre el 19 de junio y el 31 de diciembre de 2004 la central de Castellón 3 resultó llamada a generar en restricciones técnicas la mayor parte de los días (185 de 196), todos y cada uno de los días en los que generó para restricciones técnicas acudió también al mercado intradiario, aumentando su generación hasta llegar a niveles superiores a los 12.000 MWh de media por día, nivel similar al alcanzado durante el primer semestre del año 2004, cuando su generación se destinaba, casi en exclusiva al mercado diario. Respecto a los meses de enero y febrero de 2005, si bien los niveles de generación en los días ofertados a diario fueron equivalentes a la energía generada en restricciones e intradiario en enero, los niveles en restricciones e intradiario en el mes de febrero fueron algo inferiores a las del diario del mismo mes, como se observa en el gráfico 5.

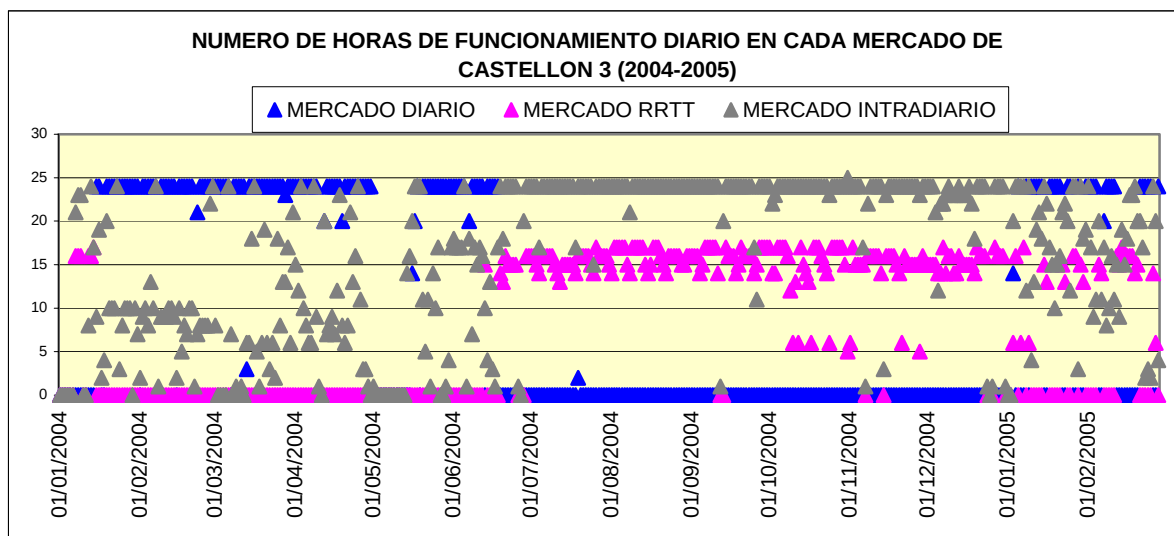
Gráfico 5



Fuente: Elaboración propia basada en datos OMEL.

10. El régimen de funcionamiento al que la central de Castellón 3 estuvo sometida durante el 2004 y enero y febrero de 2005, mostrado en el gráfico 6, revela que independientemente del tipo de ofertas realizadas al mercado, la central estuvo la mayor parte de los días del año funcionando durante las 24 horas del día, ya fuese su energía destinada al mercado diario o a la suma del intradiario más restricciones técnicas, régimen de funcionamiento que como muestra el gráfico anterior generaba niveles similares de energía.

Gráfico 6



Fuente: Elaboración propia basada en datos REE.

11. Los Mercados Intradiarios no son mercados en los que el precio sea inferior al precio del mercado diario respecto al diario. De hecho presenta rentabilidades similares a las del Diario.

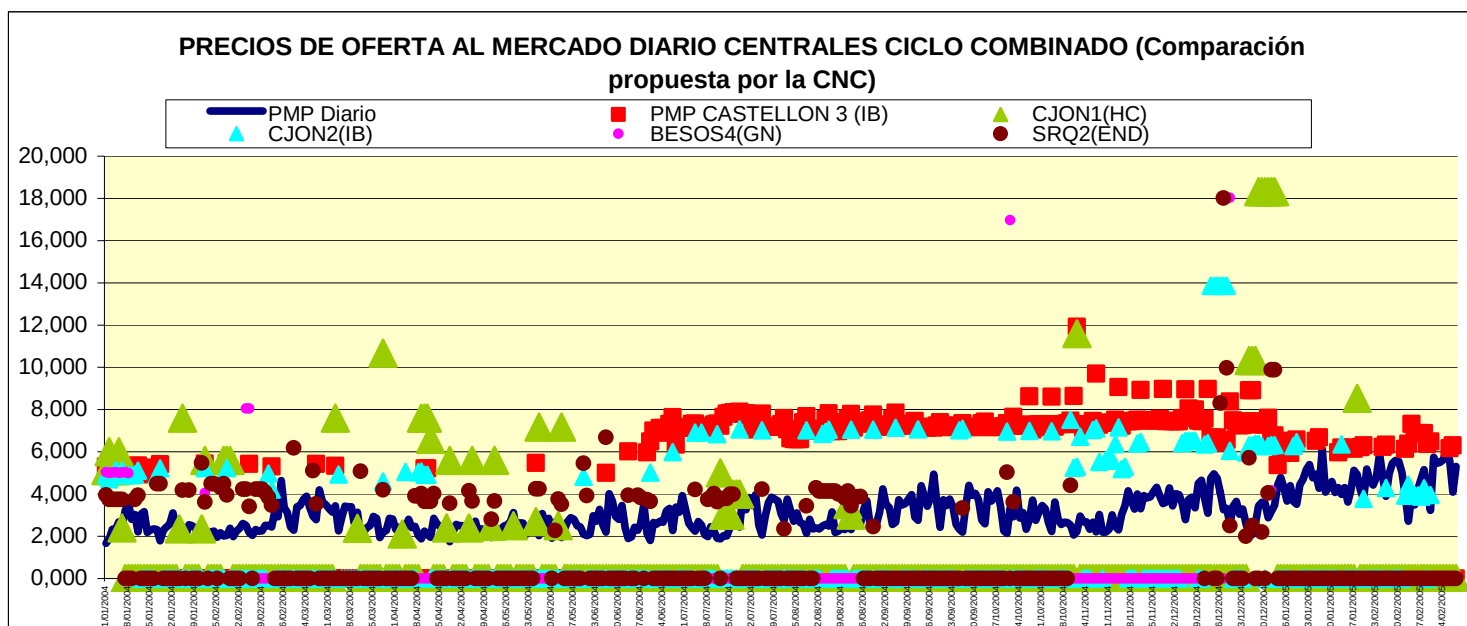
Cuadro 3. Comparación de las rentabilidades de mercado diario y mercados intradiarios entre el 19 de junio y el 31 de diciembre de 2004 a partir de los precios medios diarios.

(en c€/kWh)	Mercado Diario	Mercados Intradiarios
Promedio de los precios medios diarios.	3,092	3,119
Desviación típica de la serie.	0,710	0,737
Intervalo (media +/- desviación típica)	(2,383 - 3,802)	(2,383 - 3,856)
Amplitud del intervalo	1,419	1,473
Días en que los precios medios diarios estuvieron dentro del intervalo	125 64%	127 65%
Máximo precio medio diario	4,950	4,927
Mínimo precio medio diario	1,808	1,821
Fuente: OMEL (http://www.omel.es/frames/es/resultados/resultados_index.htm).		

12. La estrategia seguida por IBERDROLA con la central de Castellón 3 durante el segundo semestre de 2004, le reportaron unos ingresos medios muy superiores a los obtenidos por la misma central durante el primer semestre, en el que sistemáticamente generaba para el mercado diario. Los ingresos medios totales durante el primer semestre, hasta el 18 de junio de 2004, fueron de 2,8 c€/kWh, mientras que en el segundo semestre ascendieron a 4,5 c€/KWh, pudiéndose observar en el Gráfico 9 y en los Cuadros 6 y 7 del HA14.
13. La comparación de los precios ofertados al mercado diario por gran parte de las centrales de ciclo combinado instaladas en la península muestra que los precios a los que ofertó Castellón 3 fueron los más altos de todas ellas, tal y como muestran los gráficos 7 y 8 y los cuadros 4 y 5 que se derivan de ellos. El gráfico 7 contiene las centrales sobre las que el Consejo solicitó de oficio la información de precios y energía generada. El criterio seguido por el Consejo para la selección de las centrales fue el valorar el comportamiento de centrales de distintos agentes económicos localizadas en distintas zonas geográficas. Así, se seleccionaron las centrales de Besós 4 en Cataluña propiedad de GAS NATURAL; San Roque 2 en el Sur, propiedad de ENDESA; y Castejón 1 en Navarra-Rioja, propiedad de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO. Castejón 2, fue seleccionada por ser una central que aún perteneciendo a IBERDROLA está ubicada en una zona donde apenas se producen restricciones técnicas, y por tanto donde la aparición de posiciones de dominio temporales es apenas viable, lo que permite también comparar comportamientos del mismo agente ante situaciones de mercado estructuralmente distintas.

IBERDROLA propone la comparación con otras centrales como son San Roque 1 de GAS NATURAL en la zona Sur, y Campos de Gibraltar 10 y Campos de Gibraltar 20, propiedad de UNION FENOSA también en la zona Sur. Proponía también en la comparación las centrales de Algeciras 1 y 2 en la zona Sur, pero éstas no han sido incluidas por tratarse de centrales de fuel, que tanto por ser de distinta tecnología como por ser centrales muy antiguas presentan niveles de eficiencia completamente distintos, y por lo tanto no cumplen los criterios de homogeneidad exigibles en toda comparación.

Gráfico 7



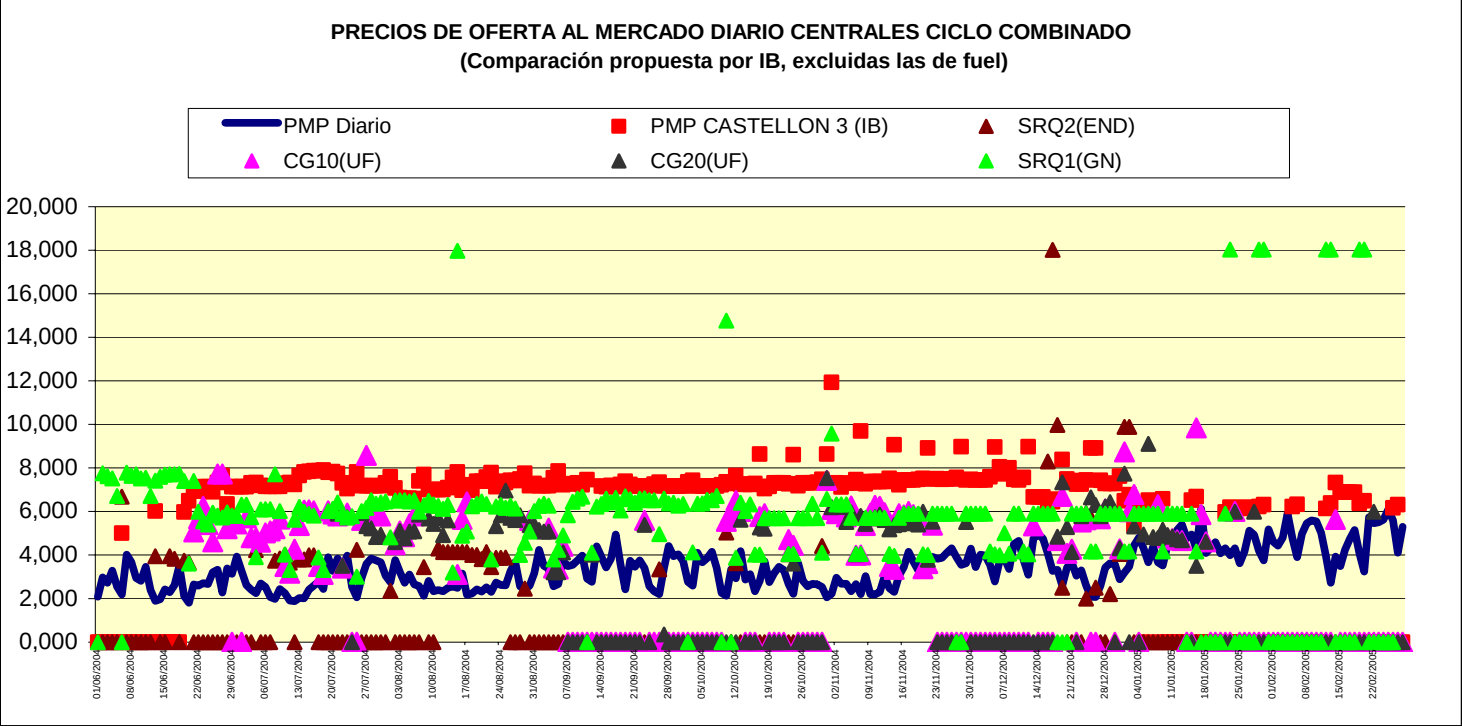
Fuente: Elaboración propia basada en datos de OMEL

Cuadro 4. Precios de oferta de las centrales al diario (c€/Kwh, Media de los precios medios ponderados)						
FECHA	DIARIO	Castellón 3 (IB)	Castejón 1 (HC)	Castejón 2 (IB)	Besos 4 (GN)	S Roque 2 (END)
Año 2004	2,8	4,5	0,9	1,5	0,3	1,3
1 ^{er} Semestre	2,6	1,0	1,0	0,7	0,4	1,4
2 ^{do} Semestre	3,1	7,4	0,8	2,1	0,3	1,2
Ene-Feb 2005	4,6	3,0	0,8	1,4	0,1	0,3

Fuente: Elaboración propia basada en datos de OMEL

* Este cuadro ha sido sustituido en virtud de Acuerdo para Corrección de Errores de 29-02-2008.

Gráfico 8



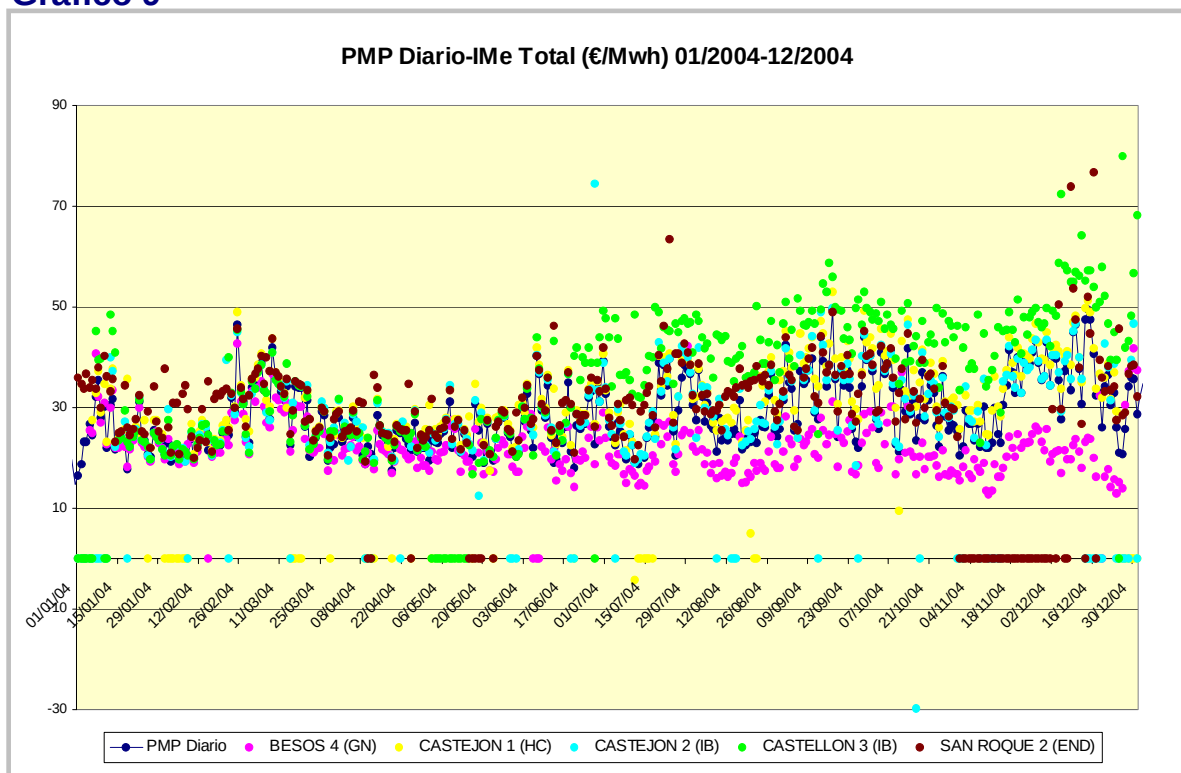
Fuente: Elaboración propia basada en datos de OMEL

Cuadro 5. Precios de oferta de las centrales al diario (c€/Kwh, Media de los precios medios ponderados)						
FECHA	DIARIO	Castellón 3 (IB)	San Roque 2 (END)	San Roque 1 (GN)	Campo Gibraltar 10 (UF)	Campo Gibraltar 20 (UF)
Año 2004	2,8	4,5	1,3	5,9		
1 ^{er} Semestre	2,6	1,0	1,4	6,2		
2 ^{do} Semestre	3,1	7,4	1,2	5,5	2,9	2,8
Ene-Feb 2005	4,6	3,0	0,3	3,7	1,5	1,5

Fuente: Elaboración propia basada en datos de OMEL

14. Los resultados obtenidos por las centrales objeto de la comparación realizada por la CNC muestran que durante el primer semestre del 2004 los ingresos medios totales de las demás centrales con respecto a Castellón 3 (serie verde) fueron muy similares, del orden de un 4% por encima o por debajo de la de Castellón 3, excepto la de Besós 4 que sistemáticamente estuvo por debajo de los ingresos percibidos por Castellón 3. Por el contrario las diferencias en el segundo semestre muestran que los ingresos medios totales de Castellón 3 fueron un 30% superiores a los de las demás centrales de la muestra, tal y como muestran el gráfico 9, cuyos valores medios están representados en los cuadros 6 y 7.

Gráfico 9



Fuente: Elaboración propia basada en datos OMEL

Cuadro 6. PRIMER SEMESTRE 2004		
CENTRAL	IME (TOTAL)(c€/kWh)	SOBREPRECIO (%)
Castellón 3 (IB)	2.8	
Castejón 1 (HC)	2.7	4,5
Castejón 2 (IB)	2.7	2,2
Besós 4 (GN)	2.3	20,2
San Roque 2 (END)	2.9	-4,4
Precio Mercado Diario	2.6	-4,4

Fuente: Elaboración propia basada en datos REE y OMEL

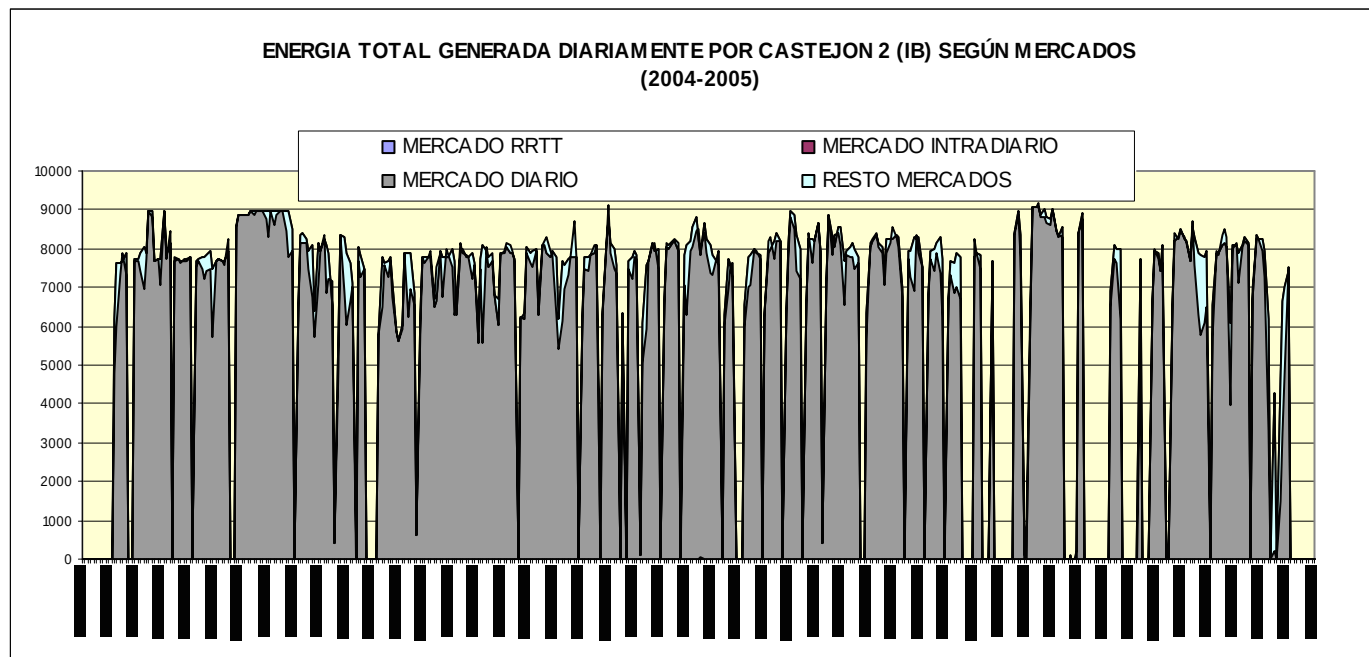
Cuadro 7. SEGUNDO SEMESTRE 2004		
CENTRAL	IME (TOTAL)(c€/kWh)	SOBREPRECIO (%)
Castellón 3 (IB)	4.5	
Castejón 1 (HC)	3.5	29,3
Castejón 2 (IB)	3.3	36,78
Besós 4 (GN)	2.1	111,27
San Roque 2 (END)	3.4	31,20
Precio Mercado Diario	3.1	

Fuente: Elaboración propia basada en datos REE y OMEL

15. Como se observa en los gráficos 10 y 11, el nivel de producción y perfil de generación de las centrales de Castejón 1 y Castejón 2, es similar siendo su generación destinada casi en exclusiva al mercado diario, en niveles de entre 7.000 y 8.000 MW en el caso de Castejón 2 y algo inferior durante la primavera para Castejón 1. Se constata la ausencia de generación en restricciones técnicas, y un tipo de funcionamiento similar al de centrales de generación colocadas en base especialmente

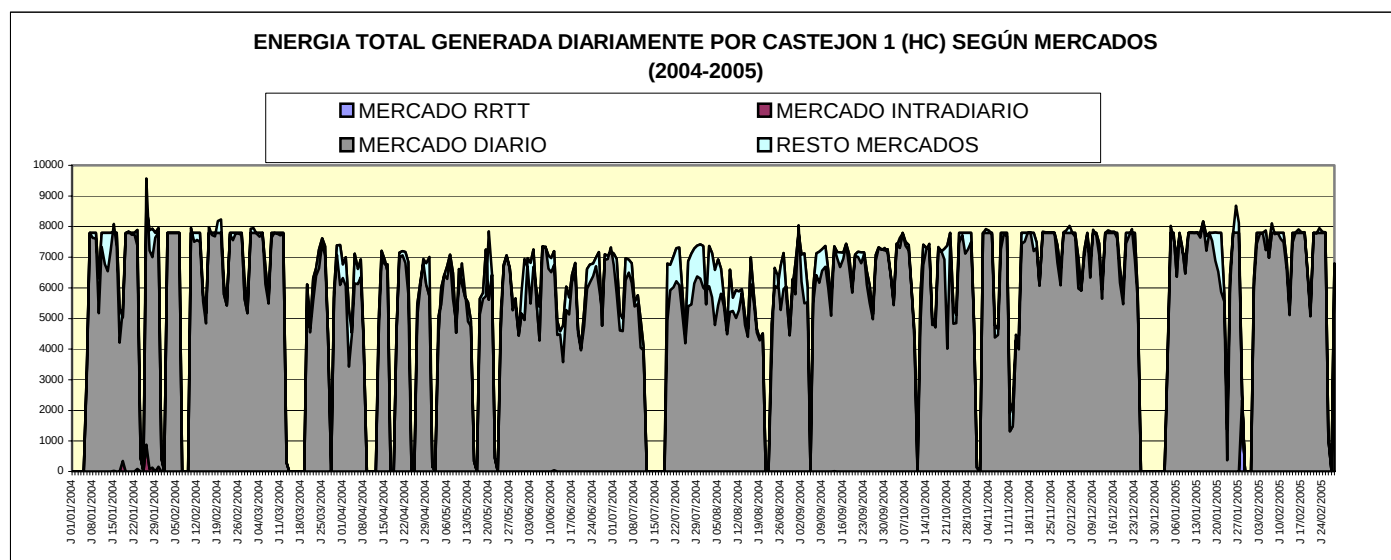
los días laborales. Comportamiento similar al que muestra Castellón 3 durante el primer semestre en el gráfico 5 del HA 9, cuando oferta para generar en el mercado diario.

Gráfico 10



Fuente: Elaboración propia basada en datos OMEL

Gráfico 11



Fuente: Elaboración propia basada en datos OMEL

16. El impacto económico de las restricciones técnicas supuso en el año 2004 en media, un 3% del precio final de la energía, aunque algunos

meses de 2004, como agosto y septiembre la repercusión supuso el 5.5%, según datos de OMEL.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero.- El 1 de septiembre de 2007 entró en vigor la Ley 15/2007, de 2 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 Disposición Transición Primera de esta Ley, en su número 1, dispone que los procedimientos sancionadores en materia de conductas prohibidas incoados antes de la entrada en vigor de esta Ley, se tramitarán y resolverán con arreglo a las disposiciones vigentes en el momento de su inicio.

Segundo.- La presente resolución tiene por objeto determinar si este Consejo considera acreditada la imputación realizada por el SDC en su Informe-propuesta contra IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U., de haber infringido el artículo 6 de la LDC al haber abusado de su posición de dominio en el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas en la zona Levante-Norte de manera continuada entre el 19 de junio y el 31 de diciembre de 2004, y en los días 3, 4, 6, 7, 9, 15, 16, 22, 23, 26, 27, 29 y 30 de enero de 2005 y 5, 6, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 26 y 27 de febrero de 2005, mediante la formulación de ofertas a precios abusivos.

El SDC (actualmente Dirección de Investigación de la CNC) fundamenta su imputación en (1) que el mercado relevante afectado por la conducta denunciada es *“el mercado de suministro de energía eléctrica en un contexto de restricciones técnicas en la zona Levante-Norte”*, (2) IBERDROLA tienen posición de dominio en ese mercado, puesto que *“este Servicio considera probado que Iberdrola Generación tenía independencia de comportamiento respecto a demanda y competidores en el mercado relevante durante el periodo investigado”*, (3) que los precios ofertados y realmente cobrados por IBERDROLA fueron excesivos ya que su conducta se instrumentó mediante *“la elevación de los precios de las ofertas de Castellón 3”* y ésta *“debe entenderse como una estrategia deliberada de autoexclusión de la casación en el Mercado Diario. Y, dado que Iberdrola Generación ostentaba una posición de dominio en el mercado relevante definido, sabía con una seguridad casi total que la no casación de Castellón 3 en el Mercado Diario implicaría que la central habría de ser programada para resolver restricciones técnicas en la zona de Levante-Norte”...la especial situación de Castellón 3 permitía a Iberdrola Generación, mediante la presentación de unas ofertas más o menos elevadas al Mercado Diario, elegir diariamente si la central produciría energía en el Mercado Diario o lo haría en restricciones técnicas.*

Entre el 19 de junio y el 31 de diciembre, Iberdrola Generación optó por participar sistemáticamente en el proceso de resolución de restricciones, autoexcluyéndose de la casación en el Mercado Diario.”....” los precios de las ofertas de Castellón 3 al Mercado Diario estuvieron, en media de los precios medios ponderados diarios (PMP), en 7,4 c€/kWh”...” de media, un 140% por encima de los precios del Mercado Diario y que ningún día los precios del Diario se acercaron siquiera a los de las ofertas de la central”....” Es indudable, por tanto, que los precios de las ofertas de la central fueron excesivos”, (4) que no resulta acreditada la existencia de justificación objetiva para el comportamiento observado por la imputada, ya que “Los precios del Mercado Diario no bajaron a partir de junio, sino que subieron respecto a los seis primeros meses de 2004 ..., por lo que, ceteris paribus, la participación de Castellón 3 en el Mercado Diario habría resultado más rentable que en el primer semestre.”, y (5) la conducta tuvo efectos directos, “medido por la diferencia entre el precio pagado a Castellón 3 y el precio del Mercado Diario, multiplicada por la energía producida por la central en restricciones” e indirectos, ya que “la exclusión de la central de Castellón 3 del Mercado Diario para perfeccionar la práctica anticompetitiva ocasionó una elevación del precio marginal del Mercado Diario, que, por su carácter probadamente intencionado también debe ser imputado a Iberdrola Generación”.

El imputado, en total desacuerdo con la imputación realiza por el SDC, alega que (1) la definición del mercado relevante es incorrecta, (2) no se ha probado la posición de dominio de IBERDROLA, (3) no se ha probado el carácter excesivo de las ofertas de Castellón 3, (4) las ofertas realizadas por Castellón 3 están objetivamente justificadas y (5) la conducta de IBERDROLA no ha tenido los efectos en el mercado que el SDC le imputa en el Informe Propuesta.

La primera cuestión a destacar para el análisis y evaluación de la conducta objeto de la presente resolución es que igual conducta ha sido ya objeto de una Resolución por parte del TDC, (Resolución 601/05 IBERDROLA de 8 de marzo de 2007), en la que se resolvió que: “*IBERDROLA GENERACIÓN S.A., ha incurrido en un abuso de posición dominante prohibido por el artículo 6.1.a) de la Ley de Defensa de la Competencia, al ofertar al mercado diario de la energía precios encaminados no a su casación en dicho mercado, sino a generar en situación de restricciones técnicas, en cuya situación era el único posible oferente, conducta que tuvo lugar, de forma continuada, para la central Castellón entre el 18 de diciembre de 2002 y 27 de mayo de 2003 y entre el 23 de octubre y el 31 de diciembre de 2003, y durante el año 2003 en las centrales Escombreras 4 y Escombreras 5*”. Y ello es importante resaltarlo no sólo por la necesidad de evaluar el tratamiento que se le ha de dar a una práctica restrictiva de la competencia que se ha repetido en el tiempo por parte de la misma actora, sino por la pertinencia de reproducir aquí gran parte del contenido de aquella Resolución, en especial aquel que se centra en la

descripción del funcionamiento de un sector que presenta cuantiosas especificidades, algunas de ellas intrínsecas a la complejidad técnica de la generación y distribución del producto del que tratamos, y otras deudoras de una organización de mercado que para que pueda ser operado en régimen de competencia precisa de regulaciones que a su vez afectan a la delimitación de los mercados relevantes, pieza básica en la imputación que aquí se valora. Con el fin de elaborar una resolución lo más autocontenida posible se incorporarán a la misma aquellas partes de la Resolución 601/05 que se consideren necesarias, entrecomillándolas y rotulándolas en cursiva.

Tercero.- La liberalización del sector eléctrico que supuso la promulgación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, conllevó que la generación de energía eléctrica, obtenida mediante una explotación unificada y centralidad de las unidades de generación con la anterior regulación, pasase a ser producida en un régimen de libre competencia donde los operadores tradicionales ofertasen sus centrales de generación al mercado mayorista de generación eléctrica, en el que además de otro tipo de oferentes de energía eléctrica, tales como los productores del régimen especial, los importadores o los operadores con contratos bilaterales, concurrían también los demandantes de dicha energía, tales como *“las distribuidoras que luego venden al consumidor final a tarifa (sea éste doméstico o industrial), los comercializadores, que venden al consumidor final a un precio libremente pactado entre las partes, los exportadores y los clientes cualificados (los que compran para sí mismos). Por tanto, hasta aquí se trataría de un mercado como cualquier otro en el que concurren la oferta y la demanda y se desarrollan las correspondientes transacciones al precio resultante de la competencia de ambas.*

El funcionamiento del mercado mayorista de generación

Sin embargo, un producto como la energía eléctrica tiene unas características peculiares que exigen un tratamiento diferenciado. Al tratarse de un bien totalmente homogéneo, que debe transportarse por una red específica, que no puede almacenarse y que, por tanto, la producción en cada momento debe igualarse a la demanda, se requiere, a diferencia de otros productos como por ejemplo los carburantes, para el correcto funcionamiento del mercado de un sistema más sofisticado de organización de la oferta y la demanda. La repercusión de una interrupción, siquiera breve, de suministro de energía eléctrica tiene unas consecuencias de mayor gravedad que una interrupción de suministro de carburantes, de los que pueden existir reservas almacenadas para garantizar el abastecimiento. Por tanto, toda la oferta y demanda de energía eléctrica deben concurrir, para su correcta gestión, en un mismo espacio virtual, que es el del operador del mercado y el operador del sistema. Operadores que realizan las funciones necesarias para que ese

mercado virtual permita la viabilidad y materialización física de los resultados del mismo.

Estos operadores disponen de un mecanismo ordenado en cuatro fases para llevar a cabo el programa de generación de energía eléctrica factible para cada hora del día. OMEL actúa en la primera fase, consistente en la ordenación por orden de mérito en precio de la oferta y de la demanda, su casación y la obtención de un programa de generación siguiendo exclusivamente criterios económicos. Su resultado determina para cada una de las horas del día cuáles son las unidades de generación que deberán funcionar (programa base diario de funcionamiento, PBDF), y el precio horario al que la energía de todas ellas será remunerada (el denominado precio del pool o precio del mercado diario, que es un precio marginalista por el que toda la energía se remunera al precio de la unidad más cara que el sistema precisa para casar-satisfacer- la demanda). Teniendo en cuenta el precio de cada hora y la cantidad de energía generada en cada hora se obtiene el denominado Precio Medio ponderado del Diario, PMD, utilizado a lo largo del expediente para el análisis de la conducta investigada.

A partir del resultado de la primera fase, opera la segunda fase que consiste en la revisión del PBDF por parte del operador del sistema, REE, para determinar su viabilidad técnica, momento en el que aparecen las tantas veces mencionadas restricciones técnicas. En efecto, si el PBDF no resulta totalmente compatible con la configuración y capacidades físicas de la red de transporte, el operador del sistema detectará dichas restricciones, su causa, su intensidad y su ubicación geográfica y elaborará las modificaciones necesarias sobre el PBDF para hacerlo viable. Estas modificaciones pasan por acoplar y/o desacoplar unidades de generación y aumentar y/o reducir la carga de las ya acopladas. Con estas modificaciones se obtiene el Programa Diario Viable (PDV) con un día de adelanto a su implementación.

La tercera fase es la que se denomina mercado intradiario y tiene la finalidad de atender las ofertas y demandas que se generen las horas posteriores al cierre del PDV. Se organiza en seis sesiones y sus resultados se incorporan al PDV convirtiéndolo en el Programa Horario Final (PHF).

La cuarta y última fase es la que se denomina de servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos, que incluye los servicios imprescindibles para el correcto funcionamiento del sistema. Su gestión la realiza el operador del sistema en tiempo real.

Cada una de estas fases se organiza autónomamente pero de manera secuencial, y dado que en ellas intervienen las mismas unidades de generación todas ellas están relacionadas.

Un concepto adicional que se maneja cuando se analiza el mercado eléctrico es el de la garantía de potencia. Se trata de un derecho de cobro para los generadores de energía eléctrica que se asocia a cada una de sus unidades

de producción una vez que las mismas acrediten un funcionamiento mínimo de cuatrocientas ochenta horas anuales a plena carga o equivalentes si no funcionan a plena carga.

En el momento de los hechos analizados, la regulación existente establecía que cada agente generador debía presentar una única oferta al mercado de generación de energía eléctrica específica para cada una de sus unidades de generación. Esta oferta debe contener un precio y una potencia disponible para cada período horario, pudiendo dentro de cada hora hacer varias ofertas fraccionadas de potencia. Así dentro de la misma hora se puede ofertar una cantidad a un precio y cantidades adicionales a precios superiores. Cabe además distinguir entre oferta simple y compleja. La oferta simple contiene un precio según el cual se está dispuesto o no a entrar en la casación (no incluye ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación), mientras que la oferta compleja, además de este precio (término variable) contiene lo que se denomina el término fijo, que impone condiciones mínimas, económicas o técnicas, que de no cumplirse hacen que se descarte su participación en el programa diario. En la primera fase del mercado, la del diario, la casación de la oferta agregada y la demanda agregada se realizan atendiendo sólo al término variable de la oferta compleja, de forma que si éste es inferior al de la última unidad casada, entrará en el programa diario. Ahora bien, si con las horas en las que deba estar en funcionamiento esa unidad de generación, no se cumple con el segundo criterio solicitado, bien sea de ingresos mínimos, o de potencia mínima solicitada, o de cualquier otro criterio de los contemplados en las ofertas complejas, entonces saldrá del programa diario.

En la segunda fase, si se producen restricciones técnicas durante ciertos períodos del día, nos encontraremos en un mercado en el que sólo habrá un demandante, el operador del sistema, REE, y un conjunto reducido de oferentes, ya que sólo unas pocas unidades de generación ubicadas en la zona pueden resolver esa demanda específica y temporal. Dado que la solución de las restricciones técnicas constituye una alteración no deseable del mercado, los criterios aplicados por el Operador del Sistema y el Operador del Mercado están orientados a minimizar el impacto de la solución sobre el resultado de la casación y el sobrecoste derivado de dicha solución. Por ello, de todas las unidades que pueden acudir a la resolución de la restricción técnica en cuestión, el operador del sistema seleccionará aquella que haya ofertado el menor precio al mercado de generación de energía eléctrica. En el momento de los hechos, ambas fases de este mercado, la primera y la segunda, se resuelven con una única oferta al mercado. En la resolución de restricciones técnicas no se considera ninguna condición compleja de las ofertas de las unidades de producción, pero sí se respeta el mínimo técnico en el caso de asignar unidades de producción que no hubieran sido casadas en el mercado diario.

La utilización de ofertas complejas responde a la necesidad de considerar el acoplamiento de la producción entre las diferentes horas, ya que las condiciones reales de un generador no se ven enteramente reflejadas en un coste proporcional a la cantidad producida y una capacidad máxima de generación, que son los dos parámetros que puede recoger una oferta simple. Las ofertas complejas de venta son aquéllas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan, además, todas o algunas de las condiciones técnicas o económicas siguientes: condición de indivisibilidad, gradiente de carga, parada programada y/o ingresos mínimos. En el caso que nos ocupa interesa especialmente ésta última.

La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero permite que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día si no obtiene, para el conjunto de su producción en ese período, un ingreso igual o superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable, establecida en céntimos de euro por cada kwh casado. En la práctica, la condición de ingresos mínimos asegura que el generador recupere los costes totales de funcionamiento, incluyendo los costes de arranque.

Las restricciones técnicas y su gestión técnico-económica

El concepto de “restricciones técnicas” es un concepto antes que nada técnico, del que se derivan ciertas implicaciones económicas y jurídicas dependiendo del régimen en que cada sistema eléctrico haya decidido funcionar. En efecto, no tiene el mismo tratamiento la solución de restricciones técnicas en un contexto de gestión centralizada, como aquél en que operaba el Sistema Eléctrico Español hasta 1998, y la solución resultante de un sistema de generación de libre mercado, como en el que actualmente opera en nuestro país.

Una restricción técnica es aquella limitación física derivada de la configuración de la red de transporte que impide que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse con las condiciones necesarias de seguridad, calidad y fiabilidad, dado un despacho de generación, una localización de la demanda y una topología de la red de transporte. Estas pueden no sólo limitar las transacciones a realizar en un mercado en régimen de libre competencia sino también distorsionar el correcto funcionamiento del mismo. Así, un ejemplo de dicha distorsión se puede encontrar cuando en un área del sistema, que precisa generación para resolver restricciones, los agentes elevan excesivamente los precios de sus ofertas de generación ejerciendo poder de mercado.

El análisis y solución de las restricciones técnicas que aparecen en un mercado de energía eléctrica es responsabilidad del Operador del Sistema (en nuestro sistema Red Eléctrica de España, REE), debido a que éste es el que mejor conoce el estado topológico y las limitaciones técnicas de la red

que gestiona. La eliminación de las restricciones técnicas del mercado, se realiza habitualmente mediante el redespacho de generación. La reducción de demanda se considera únicamente en aquellos casos en que las restricciones técnicas no pueden ser eliminadas mediante el redespacho de generación. Para llevar a cabo la función de análisis y solución de restricciones técnicas, el Operador del Mercado ha de facilitar al Operador del Sistema las transacciones de energía asignadas mediante los mecanismos de mercado.”

La solución de las restricciones técnicas puede abordarse por tres vías. A medio y largo plazo, se pueden realizar nuevas inversiones en redes de transporte o nuevas inversiones en generación en la zona geográfica donde se produce el problema. Sin embargo, a corto plazo sólo es factible resolver el problema en el momento que se produce mediante el acoplamiento de centrales que no estaban inicialmente previstas en el programa diario de generación, subiendo la potencia de las ya acopladas, si es posible, o incluso desacoplando otras centrales. En este último caso, es el operador del sistema, REE, quien decide cómo implementar la solución, esto es, qué centrales es preciso acoplar o desacoplar, o bien han de reducir o aumentar carga de entre las disponibles para ello.

La retribución de las unidades que se ven implicadas en el proceso de solución de restricciones se determina como sigue:

- Las unidades de producción retiradas no reciben remuneración alguna, ya que se realiza una rectificación de la anotación en cuenta del mercado diario calculada como el producto de la energía retirada valorada al precio marginal correspondiente.
- Las unidades que finalmente producen como consecuencia del mecanismo de resolución de restricciones técnicas son remuneradas al precio de su oferta al mercado diario y no al precio marginal resultado de la casación. En concreto, se toma el precio de la oferta, bien sea simple o compleja, que suponga una mayor retribución para el vendedor.
- En los casos en los que el precio tenga en cuenta las condiciones de la oferta compleja, se comprueba la condición de ingresos mínimos de aquellas unidades que hayan debido arrancar como consecuencia de este proceso de ajuste. El término fijo de la oferta compleja se retribuye tantas veces como el grupo deba arrancar para la solución de restricciones.
- La diferencia entre el precio de la oferta que resuelve restricciones y el precio marginal del mercado diario genera un sobre coste que es satisfecho por todos los compradores del mercado diario y por aquéllos que adquieran energía a través de contratos bilaterales físicos, en

proporción a la energía eléctrica casada en el mercado diario o comunicada, en el caso de contratos bilaterales físicos.

De todo lo anterior se deduce que las restricciones técnicas que se producen, y su posterior resolución, tienen una afectación inmediata al mercado de generación de energía eléctrica, por lo que resulta imprescindible conocer y entender el funcionamiento de dicho mercado para poder evaluar la conducta imputada en este caso.

Cuarto.- Dado que la delimitación del mercado relevante es la base sobre la que pivota todo el análisis posterior de la figura de la posición dominante y su posible abuso, ésta es la primera cuestión sobre la que el Consejo expresa su decisión sobre las discrepancias planteadas entre SDC e imputado.

El SDC considera que el mercado relevante de producto es el suministro de electricidad en restricciones técnicas, basándose para ello en a) la aplicación metodológica de delimitación de mercados relevantes contenida en la *Comunicación de la CE de 9 de diciembre de 1997*, b) en antecedentes de las autoridades de competencia españolas (TDC y SDC) en anteriores expedientes sancionadores y de concentración económica, c) en los enfoques adoptados por la CNE en informes referidos al problema de la existencia de restricciones técnicas, y d) en las especificidades del suministro de energía eléctrica, ya que aún siendo el producto final *físicamente idéntico e indiferenciado, esto es la electricidad, ésta tendrá un valor distinto según el lugar de suministro y el momento de tiempo en el que se demanda*. Por el contrario, para el imputado el mercado relevante es el de la generación de energía eléctrica, sin que pueda diferenciarse del Mercado Diario el mecanismo de resoluciones técnicas. Sus argumentos se basan en que a) tanto la Comisión Europea como las autoridades de defensa de la competencia de otros Estados miembros se refieren exclusivamente a este mercado de producto (el de generación de energía eléctrica), b) *“la restricción técnica surge de una apreciación del operador del sistema sobre la insuficiencia de la red para poder satisfacer los excesos de demanda que pueden surgir en determinadas zonas geográficas”*, c) *“Las restricciones técnicas no tienen una demanda eléctrica asociada a ellas”*, y d) *“tienen un carácter eminentemente técnico y no económico” “por lo tanto el mecanismo de resoluciones de restricciones técnicas no constituye un mercado de producto sino un mero mecanismo técnico de solución de problemas de la red”*.

En cuanto al mercado geográfico, el SDC delimita mercados geográficos zonales determinados por el límite geográfico en el que se encuentran ubicadas las centrales capaces de solucionar el problema de la restricción

técnica generada. Su argumentación descansa tanto en la diferente literatura consultada sobre el caso, como en las declaraciones de REE y en los precedentes resueltos por las autoridades de competencia españolas. El SDC, basándose en diversos criterios coincidentes mantenidos por la literatura económica de las restricciones técnicas, sostiene que *“en un sistema de generación eléctrica desregulado, el grado en el que los generadores situados en distintos puntos compiten unos con otros queda determinado en gran medida por la capacidad existente para transmitir la electricidad entre dichos puntos. Una capacidad de transmisión ilimitada implicaría la existencia un mercado nacional (o incluso mayor), mientras que una capacidad de transmisión más limitada provocaría que algunos generadores se enfrentaran a una competencia menor en determinadas zonas”*.

“Así, proceder a la delimitación del mercado relevante sin tener en cuenta el estado y la capacidad de la red de transporte carece de sentido e invalidaría todo el análisis, ya que la ocasional aparición de restricciones de tipo técnico, más si éstas son recurrentes, motiva la segmentación temporal del mercado mayorista en varios submercados”. ... “en presencia de congestión en la transmisión, el mercado (geográfico) relevante cambia cada hora, y como resultado, las medidas tradicionales de poder de mercado son inapropiadas”, así como que “las restricciones en la red de transmisión cambian el alcance del mercado geográfico [...]”.

El mercado relevante de producto

Las alegaciones presentadas por IBERDROLA en el presente caso son de la misma naturaleza que las presentadas en el expediente que dio lugar a la resolución del TDC ya citada (RTDC 601/05 IBERDROLA CASTELLÓN de 8 de marzo de 2007) por lo que este Consejo reproduce a continuación el análisis ya realizado, en el que se consideraron las siguientes cuestiones:

1. Los precedentes analizados con anterioridad:

“El TDC ya ha tenido ocasión de pronunciarse sobre la delimitación de este mercado, haciéndolo por primera vez en el Informe de concentración económica C60/00 ENDESA/IBERDROLA, en que se señalaba “el mercado relevante de producto es el de la generación eléctrica que se compra y se vende a través del pool o mercado mayorista. En este mercado concurren en régimen de competencia, por el lado de la oferta el régimen ordinario, el régimen especial de más de 50MW y la importación y, por el lado de la demanda, los distribuidores, los comercializadores y los clientes cualificados. También resulta

afectado el mercado de energía contratada mediante contratos bilaterales, ya que estos contratos se realizan en régimen de libre competencia.”

Con respecto a las restricciones técnicas, el Tribunal seguía diciendo: “en estos casos, para satisfacer la demanda de energía de una zona concreta se ha de poner en producción una central de generación determinada, generalmente la más cercana a la zona afectada por el déficit energético y, en consecuencia, esa energía no se genera por el sistema establecido en el mercado mayorista. Es decir, no es energía generada como resultado de la casación de la oferta y la demanda del sistema, ni se retribuye al precio del mercado mayorista, sino al precio que oferta la central que resuelve la restricción técnica. En resumen, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que sólo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación todas ellas pertenecientes, a menudo, a la misma empresa que actuará en tales circunstancias en régimen de monopolio. Por ello, cabe considerar el mercado de restricciones como un mercado afectado independiente del resto de mercados anteriormente delimitados.”

Las afirmaciones sobre las delimitaciones del mercado relevante que el imputado asigna a la Comisión Europea no se corresponden con lo que realmente la Comisión Europea ha expresado en el “Informe sobre la investigación del sector eléctrico”, hecho público el 10 de enero de 2007. En dicho documento se afirma que algunos participantes en el mercado han señalado que los mercados de producto pueden delimitarse de forma aún más estrecha en función del momento del día en el que se demanda la energía, por ejemplo se podría distinguir entre período de demanda punta y de demanda en valle, puesto que en dichos períodos el nivel de la demanda y su naturaleza es diferente. (Párrafo 398).

2. La organización técnica, cronológica y económica regulada por la nueva Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, para realizar el suministro de energía eléctrica, sobre la que se expresó diciendo:

Interesa llegados a este punto recordar que, como se ha expuesto anteriormente, en España el mercado de generación de energía eléctrica, se organiza en cuatro fases: (1) la denominada por el regulador, mercado diario, (2) la denominada mecanismo de restricciones técnicas, (3) la denominada mercado intradiario, y (4) los servicios complementarios y gestión de desvíos. A efectos de un análisis desde la perspectiva de competencia, es relevante el alcance

de los tres primeros, ya que son los que van a intervenir en la conducta analizada. Se trata de determinar si cada una de estas tres fases, independientemente del nombre que se le asigna en la legislación que las regula, presentan los elementos necesarios y determinantes para que sean considerados mercados diferenciados desde el punto de vista de competencia. Aplicando los criterios de delimitación de mercados relevantes, nos encontramos con que tenemos un bien, la energía eléctrica, que desde un punto de vista físico es exactamente igual en cualquiera de las tres fases, pero distinto desde la óptica de su valor económico, del tipo de demanda que satisface, de su oferta, de su dimensión espacial, y del momento en que se produce la transacción.

La primera fase o mercado diario, se define, por parte del operador del mercado, OMEL, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, y se caracteriza por que:

- *se realiza en un única sesión con un día de antelación a la generación objeto de transacción,*
- *pueden participar en la oferta todos los agentes productores, comercializadores, consumidores cualificados e importadores,*
- *pueden participar en la demanda todos los agentes distribuidores, comercializadores, clientes cualificados y exportadores,*
- *se realiza en libre competencia, la cual determina la cantidad que se genera y el precio,*
- *se obtiene un precio de casación que servirá para remunerar a toda la energía generada en este mercado,*
- *se negocia el más del 90% de la energía necesaria para el suministro eléctrico español,*
- *tiene dimensión geográfica peninsular.*

La segunda fase o mercado de restricciones técnicas nace porque ante problemas de índole técnica hay que modificar el resultado de la fase anterior, y sus características son:

- *tienen dimensión regional,*
- *hay un único demandante, el operador del sistema,*
- *hay un número reducido de oferentes, aquéllos que cumplen el criterio de estar disponibles pero no haber sido casados en la fase anterior, y estar ubicados en la zona donde se origina la restricción. Estos criterios hacen que en ocasiones y en determinadas zonas, como el caso presente, sólo exista una empresa oferente,*
- *el precio será el más barato entre los oferentes, o el fijado por el monopolista en su caso,*

- *se produce no más del 2% de la energía necesaria para el suministro eléctrico.*

El nuevo Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, establece un nuevo sistema de ofertar de forma independiente al mercado diario y a restricciones.

La tercera fase o mercado intradiario se define por parte del operador del mercado, OMEL, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica y se caracteriza por que:

- *las ofertas y demandas de este mercado tienen por objeto atender los ajustes sobre el programa diario viable definitivo, esto es después de incorporar los cambios ocasionados por las restricciones técnicas,*
- *se convocan seis sesiones, con diferentes horizontes de programación, de forma que la última sesión se cierra sólo tres o cuatro horas antes de comenzar su correspondiente generación,*
- *sólo pueden ofertar los agentes que hayan participado en el mercado diario y/o en restricciones técnicas,*
- *sólo pueden demandar los agentes que hayan participado en el mercado diario,*
- *se realiza en libre competencia, con determinación de precio y cantidad para cada sesión,*
- *toda la energía generada se remunera al mismo precio,*
- *se negocia menos del 1% de toda la energía necesaria para el suministro eléctrico,*
- *tiene dimensión geográfica peninsular.*

Por lo tanto, el Tribunal es consciente de que existe una única oferta de precio y que esa oferta es la misma que servirá para resolver si la unidad de generación participará en el mercado diario toda vez que el precio ofertado sea igual o menor que el precio de casación, o si por el contrario queda fuera del mercado. También es consciente de que si la unidad de generación es llamada a restricciones técnicas será remunerada según la oferta realizada, y en el caso de que hubiese sido una oferta compleja, se le remunerará según la condición económica más ventajosa para ella. Por lo tanto, si bien se trata de una oferta única, como recuerda el denunciado, dado el sistema de remuneración fijado en la regulación, la energía generada por esa unidad en el mercado diario será remunerada no al precio que ofertó, sino al precio de casación, en general mayor que el de la oferta salvo que la unidad haya marcado el precio de equilibrio, mientras que la energía generada por esa misma unidad para resolver restricciones técnicas recibirá otro

precio, el de su oferta. Por lo tanto la energía generada por la misma unidad tendrá precios distintos, dependiendo de que genere para el diario o para restricciones. El análisis de si existen precios distintos en los mercados analizados, forma parte de las herramientas empleadas en todo ejercicio de delimitación de mercado relevante.

3. Las alegaciones presentadas por IBERDROLA, algunas de las cuales de nuevo reiteran ahora, a las que dio respuesta en los términos siguientes:

Respecto al argumento de que no hay consumidores demandando energía eléctrica en el procedimiento de restricciones técnicas sólo cabe recordar que la fase de restricciones técnicas es una de las cuatro que participan en la generación de energía eléctrica, y que tampoco hay consumidores demandando sólo energía procedente del mercado diario, o sólo del mercado intradiario, o de servicios complementarios y gestión de desvíos. Lo que hay es un sistema que en su conjunto demanda esa generación para la resolución de un problema de restricciones técnicas que de no solucionarse provocaría el desabastecimiento temporal de la zona afectada.

Sobre que el incremento del precio de la energía producido por la manipulación del mercado para provocar restricciones técnicas no tiene efecto sobre los consumidores constituye una manifestación, cuya sola formulación pone de manifiesto su falta de sentido. En efecto, las restricciones técnicas como su nombre indica surgen por una incapacidad técnica de satisfacer la demanda en una zona concreta en un momento del tiempo concreto y su objeto está ligado a consideraciones de calidad y seguridad de suministro. Sin embargo su resolución tiene claramente un impacto económico y el valor de la producción en este contexto tiene también un precio diferente, por lo tanto, tampoco el Tribunal cree que estos argumentos deban ser tenidos en cuenta para definir el mercado relevante de manera diferente a como lo ha venido haciendo con anterioridad.

“Sobre el pequeño tamaño relativo de las restricciones, solo el 2% de la generación de energía eléctrica, no considera este Tribunal que el criterio de tamaño relativo sea un criterio relevante en la delimitación de un mercado, en todo caso lo sería para evaluar el efecto que una determinada conducta tendría en el sector”.

Sobre el nuevo marco regulatorio que introduce el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, sobre el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias de resolución de energía eléctrica, en

el que se introduce un cambio que consiste en que los agentes realizan ofertas por separado al mercado diario y al mercado de resolución de restricciones técnicas, precisamente es la ausencia de esta norma en el período imputado lo que lleva de nuevo al denunciado a negarle el carácter de mercado relevante a la generación de energía eléctrica en restricciones, puesto que comparte oferta para actuar en ambos mercados. Ya entonces el TDC consideró que: *“Claramente tras el cambio regulatorio puede haber ofertas diferenciadas, pero desde el punto de vista de defensa de la competencia en el ejercicio de delimitación de los mercados relevantes, no cambia ni el número de oferentes, ni el número de demandantes, ni la existencia de un precio remunerador diferente del obtenido en el mercado diario”*.

Por tanto, revisado el precedente mencionado y los argumentos del caso presente, el Consejo se reafirma en que: (1) desde la perspectiva del análisis de defensa de la competencia cada una de las fases en las que se organiza la generación de energía eléctrica en el sistema peninsular español presenta los elementos básicos para que puedan ser considerados mercados relevantes de producto, (2) la propia configuración secuencial en el tiempo, derivada de la lógica del sistema de funcionamiento, hace que estos productos no sean sustituibles entre sí, como tampoco sería sustituible su oferta, y por tanto se trata de cuatro mercados diferenciados, el diario, el de restricciones técnicas, el intradiario, y el de servicios complementarios, y (3) dada la evidente conexión que existe entre ellos, en especial entre el diario y el de restricciones técnicas el Tribunal los consideró como mercados conexos, en el sentido de que la posición de dominio que se ostenta en el mercado de restricciones técnicas tiene efecto en el precio del mercado diario, en el que no tiene por qué mantener la misma posición de dominio. La conexión de los mercados se produce tanto en ausencia de Real Decreto 2351/2004 como en su presencia. La existencia del mismo, al tener que explicitar dos ofertas contribuye a hacer más transparente la estrategia seguida por los operadores a la hora de ofertar su producto, pero no impide que haciendo idénticas ofertas a los dos mercados, se consiga el mismo efecto que con una sola, esto es, la retirada de capacidad del diario, la reserva de esa capacidad para resolver la restricción técnica, la obtención del mayor ingreso en el mercado de restricciones y la alteración del precio del mercado diario al forzar la entrada de una central más ineficiente y por tanto de mayor coste marginal.

De todo lo expresado anteriormente, el Consejo concluye, tal y como lo hizo en el expediente 601/05, que ninguna de las alegaciones presentadas ahora pueden desvirtuar la realidad que acontece con las restricciones técnicas, y que no es otra que *“en la generación de energía eléctrica en restricciones técnicas hay un demandante, el sistema en su conjunto, que demanda cierta*

cantidad de energía eléctrica en determinados momentos del tiempo, una serie de oferentes, que serán los generadores con capacidad de generación en la zona afectada, generalmente un número reducido, y un precio a pagar por dicha energía, el precio que los oferentes hayan pedido”.

El mercado relevante geográfico

Pensando en la posible delimitación geográfica del suministro de energía eléctrico en términos de dimensional nacional frente a supranacional, es un hecho que la misma se ha venido delimitando sobre la base de varios parámetros tales como la regulación existente en cada jurisdicción, las tarifas de la energía o las condiciones de acceso. Estos han llevado a las autoridades tanto nacionales como europeas a considerar tradicionalmente estos mercados como nacionales, tal y como alega el denunciado. Sin embargo, hay otro factor adicional reconocido tanto por la CE como por otras autoridades de competencia y de regulación del sector eléctrico, que incluso puede provocar la delimitación geográfica de ámbitos inferiores al nacional, y que no es otro que la capacidad de transmisión de las redes de transporte existentes. De nuevo, y en contra de lo que dice el imputado, la CE ha delimitado mercados geográficos eléctricos mayores o menores en función de que se produzcan congestiones o “cuellos de botella” en las redes de transporte. Un ejemplo es la decisión COMP/M.3268 SydKraft Granninge de octubre de 2003 sobre el mercado nórdico de electricidad. En esta decisión la CE afirmó que en ausencia de congestiones en la red de transporte que conecta a los cuatro países que integran el mercado, todos ellos se integran en la misma zona de precios. Sin embargo, durante los períodos en los que se producen “cuellos de botella” el mercado denominado “Nord Pool” se divide en zonas diferentes con diferentes precios. En concreto, señalan que durante el año 2002 este mercado sólo funcionó totalmente conectado el 35% del tiempo, estando el resto del mismo dividido en diferentes áreas de precios más pequeñas.

En España, la gestión y la mayor parte de la propiedad de las redes de transporte son de REE, institución que en el expediente anterior 601/05 IBERDROLA CASTELLÓN 3 ya constató que: *“Con respecto a la zona Levante-Norte, solamente ha sido posible la utilización de los grupos asociados a esta zona eléctrica para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en la misma, si bien cabe señalar que la programación de grupos de la zona Levante-Sur, para resolver restricciones en su propia zona, puede, en ocasiones, aliviar en parte los problemas de sobrecarga identificados en la zona Levante-Norte”.* El TDC por su parte reflexionaba que: *“Por lo tanto, de las afirmaciones del operador del sistema, institución competente en la resolución de restricciones técnicas, se confirma que existe una zona geográfica delimitada como Levante-Norte, ya que sólo las*

unidades de generación en ella ubicadas pueden resolver sus problemas de restricciones técnicas. Se señala que las unidades de generación de la zona Levante-Sur pueden contribuir a aliviar problemas de sobrecarga. Aliviar no significa resolver, y además se refiere a problemas de sobrecarga, no a problemas de subtensión, que son los que requieren acoplar generación. Esto sólo lo pueden hacer los grupos de generación ubicados dentro de la zona. La propia limitación técnica es la que delimita el mercado afectado. Por ese motivo el alcance de la propia limitación técnica es lo que delimita la dimensión geográfica del mercado”.

Por lo que respecta al presente caso, REE informa de que Castellón 3 ha sido utilizado para la solución de restricciones técnicas en la zona eléctrica denominada Levante-Norte, zona en la que también están incluidos los grupos de Castellón 2 y Castellón 1, aunque en el período imputado ésta última no estaba operativa. Por lo tanto existe una zona delimitada como Levante-Norte en la que sólo las centrales térmicas de Castellón 2 y Castellón 3 y la hidráulica de bombeo de La Muela son aptas para resolver problemas de restricciones técnicas, puesto que las demás centrales ubicadas en el interior de la zona o están generando en base como la central nuclear de Cofrentes o son centrales hidráulicas, cuya disponibilidad depende del nivel de llenado de los embalses.

Con esta información en el expediente el SDC considera que *“el mercado relevante en el expediente de referencia, en relación a la participación de la central de Castellón 3 en la resolución de restricciones técnicas, es el mercado de suministro de energía eléctrica en un contexto de restricciones técnicas en la zona Levante-Norte”.*

Por el contrario IBERDROLA niega tal delimitación porque considera que las pruebas en las que se basa el SDC son las afirmaciones de REE *“que constituyen meros argumentos de autoridad carente de fundamento jurídico alguno....no pueden basarse en la mera opinión subjetiva de REE, auténtico sujeto de derecho privado”.* IBERDROLA ha presentado un estudio en el que según su opinión *“se demuestra que existen otros grupos generadores, distintos de Castellón 3, que permiten resolver las restricciones técnicas en la denominada zona de Levante-Norte”.* A este respecto el Consejo considera que (1) se trata de un informe de parte y que como tal no constituye prueba pericial alguna, y por tanto no requería informe pericial alguno contradictorio por parte del SDC para desvirtuar el contenido del mismo y (2) este informe fue ya presentado en el marco del expediente 601/05, y fue por tanto ya analizado y evaluado por el TDC, quien no consideró entonces que pudiese, en base al mismo, cambiar la delimitación geográfica aportada por REE y el SDC. En concreto, el TDC reflexionó lo siguiente:

“El concepto de dimensión geográfica local o regional es inherente a la propia naturaleza de la restricción técnica. Por tanto, sólo se entiende que la denunciada insista en que el mercado geográfico afectado es de ámbito geográfico peninsular en su negación de que la generación de energía eléctrica para resolver restricciones técnicas sea un mercado relevante de producto. En este contexto, su recurso a que la normativa reguladora no distingue en zonas de mercado en las que los precios de la energía difieran no es de aplicación al caso, dado que el Tribunal ha delimitado el mercado relevante de producto como el de generación de energía eléctrica para la solución de restricciones técnicas. Dado que la restricción técnica viene provocada, una vez configurado el PBDF con la concurrencia de la oferta y la demanda de energía eléctrica, por un problema técnico derivado de la configuración de la red de transporte, deberán ser las limitaciones técnicas de dicha red las que marquen los límites geográficos de la restricción.

También es importante, a efectos de delimitar el mercado geográfico relevante, la naturaleza de la restricción técnica, ya que dependiendo de ésta, la solución a adoptar puede ser diferente y podría modificar los límites geográficos del mercado relevante que pretendemos delimitar. Las causas se pueden agrupar principalmente en dos tipos: restricciones debidas a problemas de subtensión y restricciones debidas a sobrecarga. En la práctica, en el sistema eléctrico peninsular español, el problema con mayor incidencia es el de subtensión. Ésta se soluciona mediante la conexión de nuevos generadores, mientras que las sobrecargas aparecen con poca frecuencia en el sistema español y se solucionan reduciendo generación de determinadas unidades, aumentando la generación en otras y acoplando nuevas unidades de generación. El Tribunal, en su diligencia para mejor proveer, se dirige al operador del sistema para preguntarle por la causa de las restricciones técnicas, respondiendo que hay dos causas: “Insuficiente producción en el programa base de funcionamiento para cubrir la demanda prevista por el operador del sistema en dicha zona, bien porque los grupos no estaban programados en el programa base o bien porque se encontraban indisponibles, e indisponibilidades o descargas de red en los ejes Este-Levante y Alicante-Murcia durante el período requerido”. Esta distinción no es neutra a efectos de delimitar el mercado geográfico, ya que a la solución de las segundas pueden contribuir unidades ubicadas fuera de la zona afectada, reduciendo su nivel de producción, por el contrario, la solución de las primeras sólo puede realizarse con generación ubicada dentro de la zona, tal y como ha quedado demostrado en el HA 1. Puesto que la incidencia de la primera es mucho mayor que la de las segundas, el Tribunal comparte la delimitación establecida por el SDC, que a su vez sigue

escrupulosamente los criterios marcados por el técnico, esto es, por el operador del sistema. Este operador independiente, REE, viene realizando sus labores de operador de sistema desde 1985, estando también encargado de la operación y mantenimiento de la red de transporte desde entonces, cuestiones que le otorgan, a juicio de este Tribunal, un conocimiento de la red, de sus capacidades y sus limitaciones, que ningún otro agente en el mercado ha tenido posibilidades de adquirir. Por ello se entiende que dispone de un criterio superior tanto en la determinación de las zonas donde se producen las restricciones técnicas, como en la adopción de las soluciones técnico-económicas más apropiadas. Sus explicaciones a la hora de describir las zonas geográficas afectadas por restricciones técnicas, y la ubicación geográfica de las unidades de generación que son técnicamente capaces de resolverlas son claras, y delimitan las zonas de Levante Norte y Levante-Sur.

Abundando en esta cuestión, hay que distinguir claramente que si bien las causas que generan alguno de los tipos de restricciones técnicas antes señalados pueden ser muy variadas, la solución a las mismas es, a menudo, única. En este punto, REE es clara. Las restricciones técnicas se pueden generar por una multiplicidad de factores, muchos de los cuales no se originan en la zona donde se generan, pero su conjunción con otros factores en la zona como puede ser la falta de capacidad programada en la zona, hacen que sólo unidades de generación ubicadas en la misma zona donde se produce la restricción puedan resolver el problema. En este sentido, y teniendo en cuenta que la red de alta tensión en España está intensamente mallada con líneas de muy alta tensión, el Tribunal acepta, tal y como alega IBERDROLA, que grupos generadores de fuera de la zona puedan contribuir a aliviar ciertas tensiones en la zona de restricciones técnicas, especialmente cuando el problema es de sobrecarga (el 33% de las veces). Pero cuando la restricción se genera por subtensiones (el 67% de las veces), o lo que es lo mismo por falta de generación dentro de la zona, sólo las unidades ubicadas en la zona pueden resolver el problema. Estas últimas consideraciones justifican una delimitación geográfica limitada.

De nuevo, como consta en los AH 1, 2 y 3 las evidencias aportadas por REE en el presente expediente son claras, “Respecto a la zona Levante-Norte, REE señala que la frecuencia con la que se identificaron restricciones técnicas en la zona fue alta. Entre junio de 2004 y febrero de 2005, se produjeron restricciones en 241 de los 273 días del periodo, lo que equivale a un 88% de los días”.

En el periodo investigado, todas las restricciones técnicas de la zona Levante-Norte fueron resueltas por Castellón 2 o Castellón 3, sin que interviniera

ningún otro grupo. Tampoco se consideró que fuera técnicamente posible la programación de grupos alternativos de fuera de la zona en los 212 días en los que Castellón 3 fue programado por restricciones (folios 481 vta. y 496 a 503).

De todo lo anterior, el Consejo, en consecuencia, hace de nuevo suya la delimitación propuesta por el SDC, que a su vez procede del operador del sistema, esto es, el mercado geográfico relevante en el que la conducta denunciada tiene lugar es el asociado a la zonas de Levante-Norte.

Quinto.- Delimitado el mercado relevante en el presente expediente como el de la generación de energía eléctrica para la resolución de restricciones técnicas en la zona Levante-Sur, procede estudiar qué agentes operan en dicho mercado, al objeto de determinar si existe posición de dominio de algún operador que pueda dar lugar a un posterior abuso de la misma. El análisis de esta figura sigue la jurisprudencia establecida por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas en la sentencia de *United Brands vs Commission*, y expresada en la misma como: *“Es la situación de poder económico de una empresa que le permite obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado relevante al poder comportarse con suficiente independencia de sus competidores, clientes, y en última instancia de los consumidores”*. Hemos de abordar el análisis por lo tanto, basándonos en el doble test de “independencia de comportamiento” para valorar la conducta y de “obstaculización de la competencia efectiva” para valorar el efecto.

En cuanto a la posición de dominio lo primero a resaltar es que todas las centrales ubicadas en la zona, tanto las únicas que son aptas para la resolución de restricciones técnicas, como las demás centrales ubicadas en la zona Levante-Norte, son propiedad del mismo grupo empresarial, IBERDROLA GENERACIÓN, y por tanto sólo centrales de IBERDROLA podían ser llamadas para resolver el problema de restricciones técnicas detectado. La estructura del mercado analizado no ha cambiado entre el periodo en el que se sancionó en el expediente 601/05, y el período imputado en este expediente, por lo que el Consejo sostiene el mismo razonamiento que realizó en el 601/05 y que reproduce a continuación: *“En el mercado relevante delimitado por el Tribunal , como se deduce del AH 2, todas las centrales ubicadas en esas zonas que pueden resolver las restricciones técnicas resultantes del PBDF, pertenecen al mismo grupo empresarial, que no es otro que IBERDROLA. Por lo tanto, el operador del sistema, REE, ante la existencia de restricciones técnicas en estas zonas sólo puede llamar para su resolución a IBERDROLA, único oferente en el mercado. Aplicando un análisis estructuralista nos encontramos que la cuota de mercado de IBERDROLA, dada su posición monopolista, es del 100%; la sustituibilidad de la oferta es nula, ya que no existe en la zona ninguna otra unidad de*

generación que pertenezca a un operador distinto de IBERDROLA; la sustituibilidad de la demanda es inexistente, porque nada puede sustituir a la generación de las unidades de generación ubicadas en la zona para resolver la restricción técnica; y por último no existe competencia potencial alguna en el corto y medio plazo. La competencia potencial sería posible o bien con nuevas instalaciones de generación en la zona, o bien con inversiones en red que permitieran ampliar el perímetro delimitado por la restricción e incluir así otras unidades de generación capaces de resolver la restricción. Ambas vías requieren inversiones elevadas y sobre todo períodos largos de construcción (poco menos de dos años para una central como la de Castellón 3), y por tanto ambas opciones serían de medio y largo plazo. Por lo tanto, las características estructurales de este mercado configuran a IBERDROLA como el único agente operativo en la zona, al menos en el corto y medio plazo.

En segundo lugar, respecto a la independencia de comportamiento, tanto de competidores, como de clientes, ésta queda demostrada al comparar el precio final que obtiene IBERDROLA por la energía eléctrica generada con la central de Castellón 3 y el precio que obtienen la propia IBERDROLA y sus competidores con centrales de idéntica tecnología situadas en zonas que o bien no son zonas de restricciones técnicas, como es el caso de Castejón 1 (HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO) y Castejón 2 (IBERDROLA), y por tanto ningún operador puede ostentar posición de dominio, o bien aun estando en zonas de restricciones técnicas, como es el caso de San Roque 2 (ENDESA), o de Besos 4 (GAS NATURAL) sino que están dedicadas a generar en el mercado diario. El precio final unitario obtenido por cada una de estas centrales viene medido por el ingreso medio de cada una de ellas, tal y como se detalla en el AH 14 . Tanto el gráfico 9 como el cuadro 7 resumen de la media de los ingresos medios ponderados es inequívoco, mientras con su conducta IBERDROLA obtuvo para la energía producida por Castellón 3 un precio de 4,5 c€/kWh, con su central de Castejón 2 obtuvo 3,3 c€/kWh, es decir, con Castellón 3 obtuvo un 38% más. Si se compara con el precio de 3,5 c€/kWh que su competidora HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO obtuvo con la central de Castejón 1, la diferencia a favor de IBERDROLA es del 29,3%, y la comparación con la central de San Roque 2, del grupo ENDESA es de 3,4 c€/kWh, prácticamente igual que lo obtenido por HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y la propia IBERDROLA con las centrales de Castejón 1 y 2, que no pueden ser usadas para retirar capacidad del diario con el fin de generar en restricciones técnicas puesto que prácticamente nunca se produce ese problema en las zonas donde están ubicadas. Si Castejón 1 y Castejón 2 realizasen ofertas al mercado diario a precios muy superiores al mercado del diario el resultado sería simplemente que no generarían nunca, siendo pues inviable rentabilizar esas instalaciones.

Sexto.- La conducta de IBERDROLA llevada a cabo con la central de Castellón 3 demuestra una clara intención de retirar energía del mercado diario para destinarla al mercado de restricciones técnicas, lo que supone una limitación de la producción de la energía eléctrica en el mercado diario por parte de este operador. La intencionalidad en la conducta imputada por el SDC de la práctica denunciada queda constatada en el AH 6. Al comparar los precios del mercado diario que se formaron durante 2004 con los precios de oferta que Castellón 3 estuvo realizando durante el mismo año se observa que mientras que las ofertas al mercado diario durante el primer semestre estuvieron sistemáticamente por debajo del precio del mercado diario, estas ofertas, desde el 19 de junio de 2004 se colocaron sistemáticamente (excepto ciertos fines de semana), todos y cada uno de los días hasta el 31 de diciembre de 2004, muy por encima de los precios que el mercado diario estaba marcando. La consecuencia inmediata y lógica de ese comportamiento es que la central de Castellón 3 resultó mayoritariamente casada en el diario durante el primer semestre de 2004, concretamente hasta el 18 de junio de 2004, mientras que ni un solo día del período comprendido entre el 18 de junio y el 31 de diciembre casó en el diario, y ello a pesar del incremento en los precios del mercado diario del segundo semestre, que pasaron de 2,5 c€/kWh a 3,1 c€/kWh. Si se comparan sus ofertas con las de las centrales de igual tecnología usadas como competencia referencial (gráficos 7 y 8 del AH 13), se observa que estas otras centrales ofertaban mayoritariamente por debajo del nivel de precios del mercado diario que estaban formándose, con el resultado lógico de producir en el mercado diario la mayor parte de su energía, como así sucedía, tal y como se prueba en el AH 15. Es por tanto indiscutible la intencionalidad de IBERDROLA de retirar a su central de Castellón 3 de generar en el mercado diario, debiendo para ello valerse de la realización de ofertas con precios muy superiores a los precios que se estaban registrando en el mercado diario, y por lo tanto ofertas de imposible casación.

En el expediente 601/05, el entonces TDC, diferenció los comportamientos de IBERDROLA y sus efectos de la forma siguiente:

“El análisis de los gráficos 2.1, 2.2 y 2.3 revela que, en efecto, IBERDROLA tiene independencia de comportamiento y que la ejerce cambiando su estrategia de oferta cuando el nivel de precios del mercado diario no resulta ser de su interés. Este cambio consiste en pasar de una estrategia, que denominaremos estrategia de “ofertar al diario”, a otra que denominaremos estrategia de “ofertar a restricciones”. ...

La estrategia de “ofertar al diario” consiste en ofertar a unos precios inferiores a los precios esperados del mercado diario, de manera que

toda la energía así ofertada será casada en este mercado diario, y remunerada al precio de casación de dicho mercado, el precio denominado PMD en los gráficos, y al que se remunera a toda la energía del sistema que participa en este mercado. La estrategia de “ofertar a restricciones” consiste en ofertar a un precio superior al precio esperado del mercado diario, de tal manera que las unidades de generación así ofertadas no serán casadas en el mercado diario, y quedarán en disposición de ser llamadas a generar en restricciones, en cuyo caso serán remuneradas al precio ofertado, totalmente independiente del precio del mercado diario (PMD), y sustancialmente más alto. Las horas del día que no funcionan en restricciones técnicas acuden al mercado intradiario, evitando así paradas y arranques indeseados.

El gráfico 2.1 muestra el cambio de estrategia de IBERDROLA con su unidad de generación Castellón 3, coincidiendo dicho cambio de estrategia con un cambio en el nivel medio que experimentan los precios del mercado diario (serie amarilla). Este cambio se observa en las ofertas realizadas al operador del mercado, OMEL, en las que los niveles de precios de oferta (serie azul), PMD, son muy diferentes en los cuatro períodos analizados. La línea negra representa la media de dichos precios de oferta, y en ella se observan cuatro tramos de distinto nivel, al igual que en la línea roja que representa el nivel medio de los precios del mercado diario. El primer período abarca desde la habilitación otorgada por el Ministerio de Industria para participar en el sistema hasta el 17 de diciembre de 2002, período en el que se le supone un comportamiento competitivo, y cuyo precio medio de oferta está en 2,7 c€/kwh (el del diario en 2,9 c€/kwh); el segundo abarca del 18 de diciembre de 2002 hasta el 26 de mayo de 2002, período en el que se le supone un comportamiento anticompetitivo, y cuyo precio medio de oferta es de 6,0 c€/kwh (el del diario es 2,2 c€/kwh); el tercero abarca del 28 de mayo de 2003 a 22 de octubre de 2002, período en el que estaría actuando de nuevo competitivamente, con un precio medio de oferta de 2,2 c€/kwh (el del diario es 2,9 c€/kwh); y el último, del 23 de octubre de 2003 a 31 de diciembre de 2003, con un precio medio de oferta de 4,9 c€/kwh (el del diario es 2,5 c€/kwh), en que estaría de nuevo incurriendo en una práctica prohibida por la LDC”.

El resultado de este comportamiento, demostrada su intencionalidad, fue además exitoso para la central de Castellón 3, puesto que sus ingresos unitarios fueron efectivamente muy superiores a los ingresos unitarios de sus competidores, e incluso de sus propias centrales de igual tecnología sometidas a la presión competitiva del mercado diario. Con todo ello, IBERDROLA ha conseguido que el precio final que el sistema ha tenido que

pagar por la energía generada por la central de Castellón 3 en el período imputado haya sido muy superior al precio que el sistema ha pagado por la energía de centrales muy similares.

Séptimo.- El imputado rechaza que la conducta llevada a cabo infrinja el artículo 6 de la LDC por dos razones, la primera de ellas porque los precios ofertados por su central de Castellón 3 no pueden ser abusivos puesto que no son excesivos, y la segunda porque el mencionado comportamiento tiene una justificación objetiva.

En cuanto al carácter excesivo de los precios, alegan el que la dificultad probatoria de la existencia de los mismos es causa suficiente para que las autoridades de competencia no persigan estas conductas, y en el caso de hacerlo debe exigirse un alto estándar de prueba. Proponen para ello llevar a cabo el doble test contenido en la sentencia de United Brands basado en el análisis de costes y en la constatación de rentabilidades y beneficios por un lado, y en la comparación de precios de un producto similar cuando éste se comercialice en un contexto competitivo, ya que la rivalidad de las empresas asegura que los precios estén ajustados a costes.

A este respecto este Consejo no puede dejar de expresar su total rechazo a la idea de que sea la razón de la dificultad probatoria de ciertas conductas la causa de que las autoridades de competencia deban abandonar el análisis y evaluación de las mismas. Si comparte por el contrario, el que las autoridades de competencia sean rigurosas en la evaluación de las mismas, y apliquen los estándares de prueba necesarios para resolver si tales conductas se están realizando, por lo que se evaluarán los criterios a seguir para el análisis del abuso, apoyándose en el análisis económico y la doctrina generada en esta materia. Por esta razón, y dado que la conducta analizada se apoya en los elevados precios de oferta al mercado diario para conseguir retirar capacidad de producción de este mercado, los criterios a seguir en el análisis del abuso por precios excesivos son de plena aplicación al caso presente.

Elementos estructurales

Ya hemos visto que al ser todas las centrales ubicadas en la zona Levante-Norte propiedad de IBERDROLA, ésta se encuentra en situación de monopolio en esa zona, puesto que ninguna central de otra empresa competidora podrá colocar su energía en la zona para resolver la restricción técnica. Así pues, una vez que se detecta una restricción técnica, máxime si ésta está motivada por subtensiones, sólo las centrales ubicadas en la zona, todas ellas de IBERDROLA, podrán generar y por tanto percibir el precio por ellas impuesto, sólo limitado por el regulador a menos de 18,03 c€/kWh. Además concurren en el presente caso tanto la existencia de barreras a la

entrada de nuevos generadores, como esta Comisión ha constatado en numerosos expedientes anteriores, (Expedientes C54/00 UNION FENOSA/HIDORCANTÁBRICO, y C60/00 ENDESA/IBERDROLA), como la conocida inelasticidad de la demanda de energía eléctrica, tantas veces señalada por la literatura económica y por todos los reguladores de este sector.

La Comisión Europea, en el ya citado “Informe sobre la investigación del sector energético” señala que *“Las características estructurales de los mercados eléctricos les hacen vulnerables al ejercicio de poder de mercado, bien mediante la retirada de capacidad de generación o bien mediante la imposición de precios por encima de los niveles competitivos cuando se da la circunstancia de que el generador es imprescindible para satisfacer la demanda (párrafo 326)”*. Y continúa señalando que el hecho de que la electricidad no sea un producto almacenable requiere la existencia de esquemas de equilibrio y reserva entre la demanda de electricidad y la producción para que pueda alcanzarse el equilibrio entre ambas en tiempo real, y aunque los volúmenes requeridos para alcanzar ese equilibrio son pequeños en relación con la producción total, el funcionamiento correcto de esos mecanismos para alcanzar el equilibrio resulta crucial para un correcto funcionamiento del mercado. Por último alerta sobre que estos mercados que operan para conseguir el equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real están “potencialmente expuestos” al ejercicio del poder de mercado (párrafo 327).

Comparación de precios y costes

La práctica analizada consiste como ya se ha dicho repetidamente en retirar oferta del mercado diario para colocar esa oferta en el mercado de restricciones técnicas, y posteriormente completar el programa de generación acudiendo al mercado intradiario. Por tanto, para analizar si esta conducta es abusiva debemos valorar el precio y los costes que conllevan la conducta en su conjunto, puesto que ni el precio final que percibe el imputado es el precio de oferta al diario, puesto que no sólo produce energía para el mercado de restricciones sino también para el intradiario, ni el coste en el que incurre la central es sólo el referido a la energía generada para restricciones, sino el de toda la energía generada para el mercado. Por ello, cualquier comparación, ya sea frente a costes, o ya sea frente a los precios que se obtengan en un entorno competitivo, debe realizarse con el precio final que la central de Castellón 3 está recibiendo por su generación, así como con el coste final en el que Castellón 3 incurre al generar toda esa energía.

Se cuenta en el expediente, para hacer las distintas comparaciones de costes y precios, con la estimación realizada por la CNE, y con la del SDC, que

realizó su propia estimación. El imputado responde a su vez a dichas estimaciones de costes con otra estimación de costes. Las estimaciones de la CNE y SDC, ante la falta de observación de los costes reales, puesto que nunca se ha tenido acceso a los mismos, se basan en la doctrina de los Costes Variables Revelados (CVR), empleada con anterioridad tanto por las autoridades de competencia españolas como por las autoridades regulatorias. Esta estimación de costes se basa en la observación de los precios que los generadores han estado percibiendo del mercado diario cuando estos generadores han estado dispuestos a participar en el mismo, con la hipótesis razonable de que los precios percibidos debían ser suficientes para rentabilizar las inversiones, pues no cabe pensar, desde la lógica económica, que si los precios del mercado diario son inferiores a los costes marginales de la central, ésta esté dispuesta a participar en un mercado que no remunera suficientemente su inversión y que por tanto su participación en el mismo no le reporta sino pérdidas. Con ese razonamiento lógico la CNE estima entre 2,4 y 2,9 c€/kWh para la segunda mitad del 2004 los CVR de Castellón 3, el SDC añadiendo un plus por el posible incremento del coste del combustible durante el segundo semestre estima que podría ser de 3,1 a 3,3 c€/kWh.

La reacción de la imputada no ha sido la de aportar su contabilidad de costes y rebatir las imputaciones con datos ciertos, sino que en su lugar aporta como ella misma dice *“sus propias estimaciones de costes de funcionamiento de CASTELLÓN 3 en el mercado diario”, o “sus mejores estimaciones de costes”,* lo que justifica porque *“La estimación de los costes variables de una central es compleja, dada la diversidad de contratos y costes de abastecimiento del combustible, las oscilaciones en el precio de éste, el criterio de asignación que se siga....”* y además muestra su extrañeza porque el SDC no los ha sometido a contradicción. De estas estimaciones derivan un coste de 4 a 4,5 c€/kWh.

IBERDROLA, para desvirtuar las estimaciones del SDC basadas en los CVR, plantea la observación de los costes no sobre las centrales que han casado en el mercado diario, sino sobre las que a esos precios del mercado diario no han resultado casadas. Su lectura es que si no han casado, es que el precio del diario no era suficiente para remunerar su inversión. El Consejo valora que la prueba propuesta por IBERDROLA no desvirtúa, en absoluto, las estimaciones del SDC por varias razones: (1) en ella se presupone un comportamiento competitivo de las empresas que no han casado en el mercado diario, cuando la práctica que aquí se valora es precisamente la autoexclusión del mercado diario, y por tanto que no casen en el diario no significa necesariamente, como pretende deducir el denunciado, que sea porque los precios del mismo no son suficientemente remuneradores, sino que puede haber otras explicaciones, algunas de ellas reveladoras de posibles prácticas anticompetitivas, (justamente varias de las centrales que

IBERDROLA pone como ejemplo de no casación a esos precios han sido objeto de procesos de investigación por prácticas anticompetencia, y algunas de ellas han sido recientemente imputadas); (2) ni siquiera los datos aportados por IBERDROLA para apoyar esta tesis sirven a tal propósito, sino más bien al contrario, puesto que si incluimos a Castellón 3 en la comparación ésta sería la única que no habría sido casada en el diario el 100% de los días de la comparación, ya que de las 18 centrales analizadas por IBERDROLA sólo una, San Roque 1, se habría quedado sin casar en el diario un alto porcentaje de día, el 78% de los días del segundo semestre de 2004, mientras que 6 centrales habrían permanecido sin casar en el diario entre el 40 y el 60% de los días, 5 centrales habrían quedado fuera del diario entre un 17 y un 27% de los días, y otras 7 centrales habrían quedado fuera del diario menos del 7% de los días, es decir, ninguna llega al record de Castellón 3 de no haber casado en el mercado diario ni un sólo día del segundo semestre de 2004; y (3) el hecho cierto observable es que cuando un operador casa en el diario debe generar la energía asignada y por tanto incurre en unos costes reales de generación, de manera que si estos costes no son suficientemente compensados por el precio percibido, incurrirá en pérdidas y dejará de casar en el diario, por ello, la estimación de los CVR se sustenta en una lógica económica de la que carece la tesis planteada por IBERDROLA.

Por lo tanto, este Consejo, dispone de (1) los precios del mercado diario del primer y segundo semestre de 2004, cuyas medias del precio medio ponderado hasta el 18 de junio de 2004 fue de 2,6 c€/kwh y para el resto del año de 3,1 c€/kwh, (2) los precios de oferta de Castellón 3 en ambos períodos, que para el primer semestre hasta el 18 de junio de 2004 fue de 0,95 c€/kwh y de 7,4 c€/kwh a partir de esa fecha (cuadros 4 y 5 del AH 13); y (3) las estimaciones de costes del SDC y CNE para ambos períodos, cuyo máximo fue de 2,9 y 2,4 para el primer semestre hasta el 18 de junio de 2004, y de 3,3 y 3 para el resto del año respectivamente. El resultado de esta conducta condujo a que los ingresos medios de la central de Castellón 3 fuesen de 2,8 c€/kwh y 4,5 c€/kwh respectivamente para los dos períodos analizados (cuadros 6 y 7 del AH 14). Con estos datos el Consejo no puede sino observar un incremento injustificado de los ingresos para la central de Castellón 3 derivado de la conducta seguida por IBERDROLA durante el segundo semestre de 2004 y varios días concretos de enero y febrero de 2005.

Para la comparación del margen de ingresos con otras centrales, el Consejo, mediante oficio solicitó la información relativa a una serie de centrales de la misma tecnología que Castellón 3, una por cada empresa competidora de IBERDROLA, y localizadas en el resto de zonas geográficas delimitadas por REE en función de los problemas de generación de restricciones técnicas. De

todas estas centrales, dos son de especial relevancia en la comparación por cuanto una de ellas pertenece a la propia IBERDROLA y la otra puede ser considerada como una gemela de ésta a efectos de la comparación, dado que ambas son del mismo tamaño, están ubicada en la misma localidad, y dado que su situación geográfica no les permite seguir una conducta como la tratada en este expediente, dada la práctica inexistencia de restricciones técnicas en su entorno, ambas parecen estar plenamente sometidas a la presión competitiva del mercado de generación, por lo que constituiría un marco idóneo para aplicar el análisis de la doctrina de la competencia referencial, contenido en la sentencia de United Brands, sugerido por el propio denunciado, y respaldado en la teoría económica. Por las circunstancias que rodean a estas dos centrales, que son Castejón 1, propiedad de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO y Castejón 2, propiedad de IBERDROLA, este Consejo considera que la comparación con Castellón 3 resulta adecuada desde la óptica de la conducta aquí analizada.

En los AH 9, 13 y 15 se pueden comparar los resultados en precio y en perfiles de producción de las tres centrales Castellón 3, Castejón 1 y Castejón 2, lo que permite concluir que el nivel de ingresos medios obtenido por Castellón 3 es muy superior al de las otras dos centrales en el segundo semestre, que los perfiles de generación de energía eléctrica de las tres centrales han permanecido estables y similares, lo que implica estabilidad de costes de generación en cada central durante todo el año (el incremento de combustible se ha visto compensado por el incremento de precios del diario en el segundo semestre), y por lo tanto el margen de beneficio de Castellón 3 se ha visto incrementado considerablemente en el segundo semestre en comparación con el que obtuvieron estas otras dos centrales sometidas a la presión competitiva del mercado.

Comparación de precios de oferta entre centrales de la misma tecnología

Derivado de la información solicitada de oficio, el Consejo ha construido la comparación de precios ofertados por las centrales de Castellón 3 y Castejón 2, ambas propiedad de IBERDROLA, de Castejón 1, propiedad de HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, Besos 4, propiedad de GAS NATURAL y San Roque 2, propiedad de la denunciante ENDESA. Los resultados se encuentran en el gráfico 7 del AH 13, y como se puede observar, durante el período imputado los precios de oferta de Castellón son estables y muy por encima no sólo de los precios del mercado diario, sino muy por encima de los precios de oferta de las otras cuatro centrales empleadas en la comparación.

La denunciada ha alegado que ninguna de las cuatro centrales en las que el Consejo basa la comparación son aptas para la misma por las siguientes razones. Castejón 1 y 2 al ser centrales que “no están en zonas en las que se

produzcan restricciones técnicas, por lo que no están sujetas a los mismos condicionantes e incertidumbres que CTN3 y no pueden resultar, por tanto, un término de comparación válido". Lo que IBERDROLA considera una característica que invalida la comparación es justamente lo que el Consejo considera básico para la misma, que es el hecho de que al no estar en zona de restricciones técnicas, ninguna central puede adquirir durante el tiempo que se produce la restricción posición de dominio alguna, por tanto son dos centrales sobre las que la evidencia señala que estarían sometidas a la presión competitiva del sistema marginalista de casación del mercado diario que funciona en este país. Serían pues las centrales más aptas para establecer un análisis de competencia basado en la competencia referencial. Tampoco considera IBERDROLA acertada la elección del Consejo respecto a San Roque 2 porque *"las ofertas de SRQ2" no constituyen una oferta válida de comparación puesto que se trata de una central propiedad de un operador que, debido a su fuerte participación en CTCs, tenía incentivos para deprimir el precio del mercado*". Considera pues el imputado que la elección de las centrales realizada por el Consejo resulta *"arbitraria y poco representativa para hacer una comparación rigurosa con el contexto en el que se hacían las ofertas de CTN3"*.

El Consejo ya ha expuesto anteriormente las razones por las que había seleccionado las cuatro centrales objeto de la comparación con Castellón, por lo que si bien la selección puede ser calificada de discrecional, en ningún caso puede ser calificada de arbitraria. La razón de no seleccionar, como propone el denunciado, la central de San Roque 1, es porque en estos momentos el comportamiento de la misma en el primer semestre de 2004 está siendo objeto de análisis por el Consejo, dado que el SDC realizó una imputación de infracción del artículo 6 de la LDC por prácticas similares a las aquí analizadas, por lo que dado que la comparación requiere el presupuesto de comparar con operadores que se comportan competitivamente, no parecía ser San Roque 1 la candidata más idónea en la comparación. No obstante, el Consejo ha realizado también la comparación que propone el propio denunciado, esto es, incluir los precios de oferta de las centrales localizadas en la Zona Sur, a pesar de que discrepa de la lectura que hace sobre las consideraciones de que el SDC considera esta zona como una zona con un comportamiento competitivo, puesto que lo que el SDC ha declarado en cierto sobreseimiento es que no se ha acreditado la posición de dominio del operador analizado en cuestión, lo cual en ningún caso puede ser leído como que necesariamente hay un funcionamiento competitivo del mercado, tal y como pretende el denunciado. En el gráfico 8 del AH 13, se ha reproducido el gráfico que el denunciado incorpora en sus alegaciones y del que pretende concluir que los precios de oferta de Castellón 3 (serie roja) son sólo *"ligeramente superiores"* a los de otras centrales como San Roque 1 (serie verde), y que están muy por debajo de los precios ofertados por Algeciras 1 y

2. El Consejo ha eliminado del gráfico las series de Algeciras 1 y 2, ya que como conoce el denunciado, se trata de centrales de tecnología térmica convencional de fuel, antiguas y menos eficientes que las de la tecnología de ciclo combinado, que de hecho están actualmente siendo desmanteladas y sustituidas por nuevas centrales de ciclo combinado. En efecto, los precios de oferta de estas dos centrales son superiores a los de Castellón 3, pero por las razones expuestas no son centrales que presenten características suficientemente homogéneas con las que se pretende comparar. Hechas estas precisiones, la comparación con estas centrales de ciclo combinado de la Zona-Sur no hace sino reforzar la conducta denunciada, ya que como se puede observar en el gráfico 8, Castellón 3 es la central que durante el segundo semestre de 2004 realizó las ofertas al mercado diario más altas de todas, y la diferencia con San Roque 1, que el denunciado califica como ligeramente superior, supone un sobreprecio de oferta de casi el 20% por parte de Castellón 3. Respecto a las otras 3 centrales que operaban en la Zona-Sur, la comparación muestra que las ofertas de Castellón 3 fueron, en media, un 156% superiores a las de Campo de Gibraltar 10 y un 168% superiores a las de Campo de Gibraltar 20, ambas de UNIÓN FENOSA (cuadro 5 del AH 13).

Ante estas evidencias, el Consejo no puede sino concluir que las ofertas de Castellón 3 al mercado diario fueron muy superiores a las de otras centrales de idéntico combustible y tecnología, tanto en el norte como en el sur, independientemente de que las mismas estén en zonas de restricciones técnicas o no, siendo la diferencia más notable entre Castellón 3 y el resto la posición de dominio que ésta posee cuando en la zona se generan problemas de restricciones técnicas.

Octavo.- Procede valorar ahora si la conducta considerada abusiva en los fundamentos de derecho anteriores encuentra elementos de justificación objetiva, como alega el imputado.

IBERDROLA alega que el comportamiento llevado a cabo por la central de Castellón 3 está plenamente justificado puesto que dado que los precios del mercado diario del primer semestre eran muy bajos, la central estuvo generando ese semestre incurriendo en pérdidas. Sin embargo, en otras alegaciones presentadas el 11 de diciembre de 2007, alega que: *“Sin embargo, en los datos diarios aportados por OMEL se observa una relación entre el precio de mercado y las ofertas de CTN3. Concretamente, se observa que cuando el precio del mercado diario era bajo y, por tanto, no permitía cubrir los costes de funcionamiento de la central en dicho mercado, las ofertas se hacían con el objetivo de cubrir los costes de restricciones técnicas. Contrariamente, cuando el precio del mercado era más alto y se estimaba iba permitir cubrir los costes de funcionamiento de la central en*

dicho mercado, las ofertas se hacían a un valor próximo a cero para asegurar la aceptación de la oferta en el mercado y, al mismo tiempo, evitar que la energía casada fuese reducida en el proceso de restricciones.

Estos resultados muestran que existe relación entre las ofertas y el precio del mercado diario, pero que los precios de oferta sólo tienen valor cualitativo (reflejan las estimaciones de precios del ofertante), pero no permiten descubrir el coste de oportunidad al existir una distorsión regulatoria que impedía a los ofertantes expresar de forma directa sus costes en las ofertas”.

De las anteriores alegaciones, se desprenden dos cuestiones. La primera que IBERDROLA reconoce que tiene independencia de comportamiento, eligiendo cuando acude al mercado diario, y cuando lo hace a restricciones. La segunda, que a mayores precios del mercado diario, mayores incentivos para casar en este mercado, y además con ofertas cercanas a cero, para evitar que la energía casada fuese reducida en el proceso de restricciones. Sin embargo, la realidad de los hechos es contraria a lo alegado por IBERDROLA, ya que es precisamente en el semestre del año con niveles de precios del mercado diario mayores cuando decide llevar al mercado de restricciones e intradiario la central de Castellón 3. Tal y como se ha demostrado en los cuadros 6 y 7 del AH 14, el precio del diario del segundo semestre fue superior en 0,5 c€/kwh al del primer semestre y sin embargo, Castellón 3 pasó a ofertar para restricciones técnicas en lugar de seguir en el diario como venía haciendo, lo que evidencia todo lo contrario de lo alegado con anterioridad.

Respecto a la justificación alegada de que otro tipo de oferta para casar en el diario le habría reportado pérdidas, este Consejo se remite a la situación en la que estuvo produciendo Castejón 2 durante el segundo semestre, que no es otra que en el diario. A este hecho, IBERDROLA alega que los costes de Castejón 2 son menores que los de Castellón 3. Para valorar este último dato, es preciso señalar aquí que IBERDROLA ha explicado que entre la central de Castejón 2 y la de Castellón 3, ésta última tiene asignados contratos de gas de los que resulta un gas más caro que el gas de los contratos que han asignado a la central de Castejón 2. Las razones de este gas más barato residirían en que los contratos con cláusulas “take or pay” se asignan a centrales destinadas a funcionar en base, mientras que los contratos del mercado “spot” están asociados a centrales que funcionan más discontinuamente. Otro elemento que afecta al precio de gas de cada central es el coste asociado a la eficiencia en la programación, según lo cual como Castejón 2 es una central que se desvía poco de la programación media anual que le han asignado, recibe bonificaciones, que a su vez proceden de las penalizaciones que se le aplicaron a Castellón 3 por haberse desviado mucho de la programación media anual asignada. Por último, ciertas

diferencias tecnológicas entre ambas centrales y la existencia de beneficios fiscales a favor de Castejón 2 justificarían, en alegaciones de IBERDROLA la diferencia de precio en el combustible de ambas centrales. La observación de los perfiles de generación de Castellón 3 (gráfico 5) y de Castejón 2 (gráfico 10) no avalan el criterio de asignación de los tipos de contratos en función de que una funcione de forma discontinua, mientras que la otra funciona en base, puesto que como ya se ha demostrado anteriormente con la estrategia de ofertar a restricciones técnicas y al intradiario, el nivel de generación de Castellón 3 y las horas que está en funcionamiento es prácticamente la misma, pudiéndose asimilar su funcionamiento a un esquema de base como el que se pretende que tiene Castejón.

Más bien este Consejo considera que de ser cierto el criterio seguido por IBERDROLA de asignar los mayores costes a la central de Castellón, ello no haría sino corroborar que Castellón 3 goza de una posición de dominio que le permite cobrar precios mayores por su energía que los precios que Castejón 2 puede obtener, dado que esta última se encuentra sometida a la presión competitiva del mercado diario, pudiendo Castellón 3 ser quien compensara más fácilmente esos costes mayores. La explicación dada por IBERDROLA para justificar las diferencias de precios en las ofertas al mercado diario y que Castejón 2 pueda producir en el diario sin pérdidas, al contrario que Castellón 3, implica el reconocimiento de que Castellón 3 puede soportar unos costes que Castejón 2 no puede, y ello sólo es posible porque la ubicación de Castellón 3 en una zona donde la falta de generación provoca la aparición de restricciones técnicas le confiere una posición de dominio tal que le permite, mediante su participación en el mercado de restricciones técnicas y en el posterior del intradiario, obtener por la energía una remuneración muy superior al resto de la energía del diario, sin que por ello incrementen sus costes de funcionamiento.

Respecto a la diferencia de costes de funcionar en el diario o en restricciones como justificación a los diferentes precios ofertados cuando se considera que existe riesgo de ser llamada a restricciones técnicas cabe señalar lo siguiente. Este Consejo, para realizar la valoración de la conducta como abusiva se apoya en la comparación de costes de Castellón 3 con los costes de otras centrales de igual tecnología y con los CVR de ella misma en el período anterior. Se asume como no puede ser de otra manera, que los costes de funcionar en el mercado diario no son directamente comparables con los costes de funcionar en restricciones técnicas, y ello por los numerosos argumentos que IBERDROLA ha aportado al expediente, tales como la diferencia de rendimiento de la central en una y otra situación como consecuencia del diferente nivel de carga, los costes de paradas y arranques que requiere el funcionamiento en restricciones técnicas, o la diferencia de horas de funcionamiento que no permite maximizar otras eficiencias

productivas. Sin embargo, la comparación que este Consejo ha realizado, basándose en el Informe Propuesta del SDC no es entre funcionamiento en restricciones técnicas y funcionamiento en el diario, y ello sencillamente porque la realidad de los hechos, como muestra el AH 9 es que la central de Castellón 3 ni un solo día ha funcionado sólo en la fase de restricciones, sino que todos y cada uno de los días que ha ofertado a precios superiores al mercado diario y que luego ha sido llamada a restricciones, también ha participado en la fase del mercado intradiario, de manera que los perfiles de producción que finalmente han resultado no permitirían determinar si la central funcionó en restricciones técnicas y en el intradiario, o sólo en el mercado diario y en el intradiario, salvo por el color de las áreas sombreadas en los gráficos. Esta conclusión se obtiene de la observación del gráfico 6 del AH 10 y el gráfico 5 del AH 9, donde se revela que el número de horas de funcionamiento de Castellón 3 tanto en el primer semestre de 2004 como en el del segundo semestre de 2004 fue mayoritariamente de 24 horas al día, y el nivel de producción de energía eléctrica diaria en los días laborables del primer y segundo semestre de 2004 fue de media superior a los 15.000 kWh en días laborables, sin que físicamente pueda apreciarse si el kWh que se está produciendo pertenece a la fase del diario, a la de restricciones técnicas o a la del intradiario. Recordemos que el valor económico de cada uno de esos kwh se ha generado en un momento temporal distinto, pero su producción se hace en el mismo momento temporal, y si el nivel de generación diario en cantidad y en horas de funcionamiento es el mismo, los costes de funcionamiento del diario serán iguales que los costes de funcionamiento de restricciones técnicas más el intradiario. Por ello, este Consejo considera que observado el perfil de producción de energía eléctrica diario del gráfico 5, junto con el de número de horas de funcionamiento en cada fase del gráfico 6, no se puede aceptar que los costes de funcionamiento del primer semestre de 2004 y los del segundo semestre del 2004 no sean comparables, salvo por el posible incremento en el segundo semestre del coste de combustible. Hay que señalar a este respecto que el SDC, sobre la base de la CNE, considera que dicho coste puede situarse en 0,4 c€/kWh. Por otra parte, los precios del mercado diario del segundo semestre de 2004 se incrementaron en algo más de 0,5 c€/kWh, y sin embargo la estrategia seguida por IBREDROLA y observada por este Consejo fue que la central de Castellón 3 pasó de ser ofertada al mercado diario en el primer semestre de 2004 a ser ofertada para restricciones a partir del 19 de junio de 2004, conducta que mantuvo ininterrumpidamente hasta el 31 de diciembre de 2004, y durante ciertos días de enero y febrero de 2005.

Los resultados de la comparación con otras centrales se encuentran en el AH 15, permitiéndonos ver cómo las centrales de Castejón 1 y Castejón 2 han seguido una estrategia estable de ofertar al mercado diario, y han obtenido unos perfiles de carga estables y de la misma intensidad, ligeramente

superior el de Castejón 2 en cuanto a la generación de energía eléctrica diaria.

La comparación con Castejón 1 puede ser especialmente relevante por cuanto se trata de la única central de ciclo combinado de gas natural que poseía Hidroeléctrica del Cantábrico, quien es a su vez el operador más pequeño del mercado. En estas condiciones cabe deducir que IBERDROLA posee ciertas ventajas competitivas frente a HC, tales como el poder negociador que su tamaño le otorga a la hora de sus adquisiciones de gas, o las posibilidades de arbitraje de sus contratos de gas entre sus distintas centrales, como ha reconocido en el expediente. Pues bien, a pesar de esas ventajas parece que, si se admite la justificación supuestamente objetiva aportada por IBERDROLA, una central como Castellón 3 no puede, a los precios del mercado diario, rentabilizar su inversión, mientras que otros operadores, objetivamente con menos ventajas competitivas, si son capaces de rentabilizar sus centrales de ciclo combinado, a juzgar por su permanencia en el mercado diario durante todo el año 2004.

La observación objetiva es que en efecto, ambas están en una zona donde apenas se producen restricciones técnicas, por tanto sólo tienen una alternativa, ofertar a sus costes marginales y dejar que sus centrales produzcan cuando el precio de mercado sea tal que les haga rentable la inversión, o dejar de producir en el mercado diario si ello les supusiera pérdidas, en resumen, la presión competitiva la que se enfrentan Castejón 1 y 2 es real y se enfrentan a ella cada día, por el contrario, Castellón 3 carece de esa presión competitiva en la zona de Levante, zona muy sensible a la aparición de restricciones técnicas y por ello muy vulnerable a las restricciones de capacidad que puedan ocasionarse en su interior, tanto intencionadamente como fortuitas.

Noveno.- La posición de dominio de IBERDROLA con su central de Castellón 3 ha quedado acreditada a lo largo de la presente resolución, así como la conducta llevada a cabo por esta empresa desde dicha posición, y que ha consistido en limitar la producción en el mercado diario mediante la autoexclusión de este mercado. Esta conducta ha generado una serie de efectos cuya valoración desde la óptica del perjuicio para los consumidores, y para otras empresas se aborda a continuación.

Es un hecho constatado en el AH 4 que las restricciones técnicas en la zona Levante-Norte han experimentado un crecimiento notablemente superior al crecimiento de las mismas a nivel nacional. Así, mientras las restricciones técnicas se incrementaron en el año 2004 respecto al total de 2003 un 37% a nivel nacional, en Levante-Norte lo hicieron en un 63%, y los incrementos del 2002 al 2003 fueron de un 57% a nivel nacional y un 162% en la zona de

Levante-Norte. Estos incrementos, superiores a la media nacional se producen además en una zona que ha visto incrementada su potencia instalada en una cantidad muy superior al incremento medio nacional. La potencia total de la Zona de Levante-Norte instalada antes de la entrada en funcionamiento de Castellón 3 era de 2800 MW, distribuida entre las centrales de Castellón 2, Cofrentes y los grupos hidráulicos de La Muela y Júcar, puesto que Castellón 1 estaba indisponible desde 2001. Por lo tanto los 800 MW de nueva instalación de Castellón 3 supusieron un incremento de la potencia instalada en la zona de casi el 30%, cifra muy superior al incremento nacional de nueva potencia, que se situó para los años 2002, 2003 y 2004 en 6,2%, 4,3% y 8,3% respectivamente.

Existe pues una correlación positiva entre el comportamiento llevado a cabo por IBERDROLA y el nivel de restricciones técnicas experimentado en la zona, sin que IBERDROLA haya acreditado ni sugerido una causalidad que explique el incremento extraordinario de este problema. Si bien este Consejo es consciente de que la correlación no tiene porque implicar causalidad, lo cierto es que evaluadas otras posibles causas como son los incrementos de demanda, las indisponibilidades de otras centrales de producción, o posibles fallos del sistema del transporte, no se ha encontrado que ninguno de ellos se haya presentado con la intensidad y la continuidad en el tiempo tales como para explicar este alto y continuado nivel de restricciones técnicas en la zona de Levante-Norte (AH 5). El único suceso que a lo largo del expediente se ha revelado coincidente con la duración de la aparición de las restricciones técnicas es la ininterrumpida estrategia de IBERDROLA de ofertar su central de Castellón 3 a precios muy superiores a los precios que se venían obteniendo en el mercado diario, lo que inevitablemente conduciría como de hecho sucedió, a no ser llamada a generar para el mercado diario pero sí ser llamada para producir energía destinada a la resolución de las restricciones técnicas que durante ese tiempo persistieron en niveles hasta cuatro veces superiores a los niveles detectados durante los mismos meses del año anterior, tal y como se detalla en el gráfico 1 del mencionado AH 4.

El sobre coste que genera al sistema la aparición de restricciones técnicas no es el único efecto apreciable, sino que como consecuencia del comportamiento de IBERDROLA con Castellón 3, centrales que habían sido casadas en el diario se ven expulsadas del mercado, alterando por tanto los resultados de un equilibrio competitivo como es el resultado de la casación del mercado diario en su primera fase.

Además, la conducta de IBERDROLA genera ineficiencias productivas al conjunto del sistema. En un sistema marginalista de casación de oferta y demanda, las primeras centrales que entran en la casación son aquellas de tecnologías más eficientes, quedando las más ineficientes para cuando no

hay más energía eficiente disponible. La lógica de este sistema debería llevar a que las actuales centrales de generación de ciclo combinado de gas natural, tecnología por la que nuestro sistema ha hecho una clara apuesta, deberían resultar casadas en el mercado diario antes que las centrales más ineficientes de fuel-gas. Sin embargo, la CNE ha constatado que durante el periodo imputado en el presente expediente, segundo semestre de 2004, (Pág.134 y 178 SDC, informe de la CNE) durante 50 días del segundo semestre de 2004 la tecnología marginal fue un Fuel, mientras Castellón 3 se autoexcluía del diario. Este hecho muestra que existe una *alteración del orden de mérito lógico de un sistema marginalista*, cuyo resultado es que el precio final al que se remunera toda la energía del pool, entre el 80 y 90% de la energía demandada, lo hace a un precio mayor que el que correspondería, ya que están casando en el diario centrales más ineficientes, mientras quedan ociosas centrales más eficientes. Por lo tanto, toda la energía generada en el mercado diario sufre un incremento de precio.

En resumen, la aparición de restricciones técnicas y su resolución tienen, por sí mismas, un claro efecto de distorsionar los resultados competitivos del mercado, derivado de la interrelación o conexión que hay entre el mercado del diario y el de restricciones técnicas y que se manifiestan de la forma siguiente: (1) unidades casadas en la primera fase, en la que funciona un sistema de libre competencia, deben ser retiradas, quedarán sin generar, y dejarán de percibir por tanto los ingresos que les habrían correspondido, (2) unidades no casadas en la fase anterior, debido a que su precio superaba el precio de casación, esto es, el de la primera fase deben ser incorporadas al sistema y remuneradas al precio ofertado por ellas inicialmente, y (3) el precio de la energía final se verá incrementado, al tener que añadirle el sobrecoste que acarrea tener que generar para resolver las restricciones técnicas. Es decir, la oferta que se haga en el primer mercado condiciona la formación del segundo mercado, ya que las ofertas configuran el programa de generación, y este programa de generación es el que va a condicionar o provocar la aparición del segundo mercado, el de restricciones. Finalmente, el resultado de este segundo mercado hará modificar el resultado del primero, alterando el equilibrio al que se había llegado. Por lo tanto dada la conexión entre estos mercados, el operador que tenga posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas puede alterar el comportamiento competitivo del mercado del diario, creando restricciones técnicas derivadas de la retirada de capacidad que supone hacer ofertas al mercado diario sabiendo que no saldrán casadas. Y ese comportamiento es precisamente el que este Consejo considera que IBERDROLA ha realizado con su central de Castellón, dados los hechos acreditados en este expediente. Comportamiento que provoca al menos las consecuencias siguientes:

- La no oferta al diario provoca un déficit de generación en la zona que sólo podrá ser cubierto con energía en régimen de restricciones.

- Esa energía que es llamada a restricciones se paga más cara.
- La central que casa la última en el mercado diario es más ineficiente que la que ha decidido no acudir al diario y, por tanto, su coste marginal es mayor. Como éste marca el precio del mercado diario, para toda la energía generada, toda la energía y no sólo la de restricción, se pagará a un precio mayor de lo que se habría pagado si la unidad hubiese “ofertado a diario”.

Por lo que respecta al efecto en precios que las restricciones tienen en el precio final de la energía eléctrica, IBERDROLA alega en el presente expediente, como ya hiciera en el 601/05, la falta de efecto de esta sanción, ya que la incidencia del coste de las restricciones técnicas en el precio final de la energía es mínima. El Consejo reitera la apreciación que en su día hizo el Tribunal de que no puede considerar que un impacto del 3% en el precio final sea un efecto despreciable, ya que estamos hablando de un bien básico para el consumidor final y de un input productivo, cuyos costes, por lo tanto, incide en la competitividad de toda la economía.

Por ello el Consejo concluye como lo hizo en el expediente 601/05, considerando que: *“la aparición de restricciones técnicas es un fenómeno que distorsiona los resultados de un mercado en régimen de libre competencia, expulsando a productores que habían sido elegidos para generar mediante un proceso competitivo, incorporando a productores que adquieren en ese momento la condición de monopolistas, o en el mejor de los casos oligopolistas, e incrementando el precio final de la energía en el sistema.*

En resumen, el Tribunal habiendo constatado los efectos de la conducta analizada, considera probado en el presente expediente el abuso de la posición de dominio que obstaculiza la competencia efectiva y reduce el bienestar de los consumidores, por lo que resulta infringido el art. 6 de la LDC.

Décimo.- El análisis solicitado por el SDC al operador del mercado, OMEL, simuló, para los días en que las unidades generaron en restricciones, una nueva casación *ceteris paribus*, pero sustituyendo la “oferta de restricciones” por “ofertas al diario”. Los resultados de la simulación en el caso presente ponen de manifiesto, como ya sucedió con las simulaciones realizadas en casos anteriores, que si la central se hubiese colocado en la estrategia de ofertar al mercado, ésta habría generado una cantidad incluso mayor que la generada realmente en restricciones, y el precio del mercado habría sido notablemente inferior. Estas simulaciones además de constatar el efecto de la conducta tienen la virtualidad de poder cuantificar el efecto, dado que ofrecían no sólo la cantidad que se habría generado en el diario, y no en restricciones, sino el menor precio que habría resultado de toda la energía final producida.

IBERDROLA en casos anteriores se mostró en total desacuerdo con los resultados de dichas simulaciones alegando que las mismas podían no ser válidas por ciertas debilidades técnicas que hacían que algunos de los resultados fuesen cuestionables.

En el caso actual rechaza las simulaciones realizadas porque considera que las mismas sólo tienen en cuenta uno de los varios efectos de movimientos en precios que se producen en los distintos mercados diario e intradiario, ya que se produce un arbitraje entre mercados que provoca modificaciones de precios no sólo en el diario sino también en el intradiario, de signos contrario, y por tanto de efecto final indeterminado. El Consejo valora que aun en el caso de que se produzca el arbitraje mencionado entre mercado del diario y del intradiario con las variaciones de signos contrarias, dado que el volumen total del mercado intradiario es una pequeñísima parte del mercado total, el efecto final no sería tan indeterminado como pretende el imputado, y que no obstante considera que tales resultados no son imprescindibles a efectos de probar la conducta y que tienen, con todo, su valor informativo en los días simulados correctamente.

Decimoprimer.- De nuevo en el caso presente IBERDROLA repite argumentos como que la forma de diseñar sus ofertas al mercado de generación de electricidad deriva de un fallo regulatorio, de manera que no tiene otra alternativa de comportamiento si quiere evitar incurrir en pérdidas, que los precios del intradiario son inferiores a los del diario y por tanto no remuneran la inversión, o que no tiene capacidad para conocer de antemano si se producirán o no restricciones técnicas. El Consejo considera que estos argumentos han sido ampliamente rebatidos tanto en el cuerpo de la presente resolución como en anteriores, por lo que no considera que sea preciso abundar en ello.

Decimosegundo.- En cuanto a la sanción que procede imponer, el artículo 10 de la Ley de Defensa de la Competencia establece la posibilidad de castigar las infracciones del artículo 6 con multas de hasta 150.000.000 pesetas (901.518 euros), que pueden ser incrementadas hasta el 10 por ciento del volumen de ventas correspondiente al ejercicio económico inmediatamente anterior a la Resolución del Tribunal. La cuantía ha de ponderarse atendiendo a la importancia de la infracción.

La estimación del importe total que el Consejo ha realizado ha tenido en cuenta los diferentes criterios establecidos en el artículo 10.2 LDC, entre ellos la dimensión del mercado afectado, medida en términos del volumen de energía generada en restricciones y el incremento de remuneración que se ha producido, la cuota de mercado de la empresa afectada, para lo que es preciso tener en cuenta que IBERDROLA, que es la segunda empresa

nacional, en el territorio afectado es la práctica monopolista, los efectos sobre el mercado, que han consistido en un encarecimiento de la energía, con repercusiones en todo el territorio nacional, o los seis meses que el imputado ha mantenido la conducta infractora. La combinación de todos elementos, y que la conducta consista en un abuso, pone de manifiesto la gravedad de la infracción.

Además, este Consejo ha considerado, como ya hizo anteriormente que en este caso, se debe tener en cuenta especialmente el alcance de la conducta que se sanciona, puesto que se trata de una estrategia que encarece el coste de un bien de primera necesidad y al mismo tiempo *input* de producción básico en toda economía, como es la energía eléctrica, distorsionando la eficiencia productiva, asignativa y la dinámica. Esta estrategia es más grave si tenemos en cuenta que con este comportamiento no sólo se encarece el coste de la energía que venden en restricciones las plantas de generación de IBERDROLA a que se refiere este expediente, sino que se puede afectar y, de hecho se afecta, al precio de casación en el mercado diario, elevándolo.

Por tanto, el importe de la multa debe reflejar la gravedad de la conducta, la importancia de los mercados afectados sobre la economía en su conjunto y el efecto que este tipo de conductas produce. Por ello, debe basarse en criterios que aseguren la debida proporcionalidad entre la sanción y la conducta y logren el efecto disuasorio que toda sanción persigue. Principios, éstos, que son también los propios de la legislación general, que, además, resulta supletoria, y más en concreto el principio de proporcionalidad establecido en el artículo 131 de la Ley 30/1992, cuyo apartado 2 establece que las sanciones pecuniarias deberán prever que la comisión de una infracción no resulte para el infractor más beneficioso que el cumplimiento de las normas infringidas. Para ello será preciso calcular, aun cuando por debajo, y de forma estimativa, cual ha sido el enriquecimiento de IBERDROLA por la conducta abusiva cometida.

Este efecto disuasorio se consigue aproximando el importe de la sanción al exceso de ingreso obtenido en restricciones con respecto al que se hubiera obtenido de colocar esa misma cantidad en el mercado en condiciones supuestamente competitivas. Este importe puede calcularse como la diferencia entre lo ingresado por restricciones durante el periodo imputado menos el producto de la energía vendida en restricciones en ese período por el ingreso medio que otras centrales han obtenido acudiendo al mercado competitivo, el diario y que representa el comportamiento competitivo del mercado.

De acuerdo con los criterios antes mencionados, el importe de la sanción sería de 15.400.000 €.

Estas cifras están extraordinariamente alejadas del límite máximo que permite el artículo 10.1 de la LDC, si se tiene en cuenta que la cifra de negocios de IBERDROLA (Grupo) asciende a 11.017 millones de euros (año 2006), de los que aproximadamente 4.162 es el valor de la energía vendida por IBERDROLA GENERACIÓN, por lo que la sanción supone aproximadamente un 0,13% de la primera de dichas cifras, y un 0,37% si se considera la segunda.

También la sanción propuesta está muy por debajo de los 28,4 millones de euros que OMEL estima como sobrecoste para el sistema de las restricciones técnicas resueltas por Castellón 3. Aceptar este valor equivaldría a considerar que todo el volumen de restricciones de la zona Levante-Norte viene provocado por el comportamiento de la central de Castellón 3, cosa que no es lo que el Consejo considera acreditado, ya que si bien el comportamiento de esta central contribuye a acentuar el problema de las restricciones técnicas en la zona, éstas han existido incluso antes de que Castellón 3 se instalase, y aunque su nivel era muy inferior al actual, siempre han estado presente.

IBERDROLA en el último de los escritos presentados formula una serie de consideraciones en virtud de las cuales solicita a este Consejo que no imponga sanción alguna o que en todo caso ésta sea sensiblemente menor a la que se le impuso en la Resolución de 8 de marzo de 2007. Tales consideraciones han quedado contestadas en cuanto se ha hecho mención a los anteriores criterios. La ausencia de multa que solicita supondría que este Tribunal permite a IBERDROLA beneficiarse de su conducta infractora. Y en definitiva que le resultara más beneficioso incumplir la Ley que cumplirla, con lo cual se estaría infringiendo el criterio de proporcionalidad.

En méritos de todo cuanto antecede, el Consejo de la Comisión Nacional de Competencia, vistos los preceptos citados y demás de general aplicación, con un voto en contra,

HA RESUELTO

Primero.- Declarar que IBERDROLA GENERACIÓN S.A., ha incurrido en un abuso de posición dominante prohibido por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia, al ofertar al mercado diario de la energía precios encaminados no a su casación en dicho mercado, sino a generar en situación de restricciones técnicas, en cuya situación era el único posible oferente, conducta que tuvo lugar, de forma continuada, para la central Castellón 3 entre el 18 de junio y el 31 de diciembre de 2004 y los días 3, 4, 6, 7, 9, 15,

16, 22, 23, 26, 27, 29 y 30 de enero de 2005 y 5, 6, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 26 y 27 de febrero de 2005.

Segundo.- Intimar a IBERDDROLA GENERACIÓN para que, en el futuro, se abstenga de realizar tales prácticas.

Tercero.- Imponer a IBERDROLA GENERACIÓN S.A. una multa de 15.400.000€.

Cuarto.- Ordenar la publicación de la parte dispositiva de esta Resolución en el Boletín Oficial del Estado y en los dos diarios de mayor circulación nacional, en el plazo de dos meses, publicación que se hará a expensas de IBERDROLA GENERACIÓN S.A.

En caso de incumplimiento de lo anteriormente dispuesto, se le impondrá una multa de seiscientos euros (600 €), por cada día de retraso.

Quinto.- IBERDROLA GENERACIÓN S.A., justificará ante la Dirección de Investigación el cumplimiento de la totalidad de las obligaciones impuestas en los anteriores apartados.

Sexto.- Instar a la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia para que vigile y cuide del cumplimiento de esta Resolución.

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

DILIGENCIA DE CORRECCIÓN DE ERRORES: Para dar cumplimiento al acuerdo de 29 de febrero de 2008 de corrección de errores detectados en la Resolución del expediente 624/07, Iberdrola, de 14 de febrero de 2008, acuerdo que literalmente dice:

“El cuadro 4 que aparece en la página 12, final, ha sufrido errores al volcar los datos suministrados por OMEL. Por lo que se sustituye por el siguiente:

Cuadro 4. Precios de oferta de las centrales al diario (c€/Kwh, Media de los precios medios ponderados)

FECHA	DIARIO	Castellón 3 (IB)	Castejón 1 (HC)	Castejón 2 (IB)	Besos 4 (GN)	S Roque 2 (END)
Año 2004	2,8	4,5	0,9	1,5	0,3	1,3
1 ^{er} Semestre	2,6	1,0	1,0	0,7	0,4	1,4
2 ^{do} Semestre	3,1	7,4	0,8	2,1	0,3	1,2
Ene-Feb 2005	4,6	3,0	0,8	1,4	0,1	0,3

Fuente: Elaboración propia basada en datos de OMEL

Así lo acuerda la Ponente que firma conmigo, el Secretario.-Firmado: Pilar Sánchez Núñez y Rafael García Monteys.”

En Madrid, a 29 de febrero de 2008.