

RESOLUCIÓN (Expte. 625/07 GAS NATURAL)

CONSEJO

D. Luís Berenguer Fuster, Presidente
D. Fernando Torremocha García-Sáenz, Vicepresidente
D. Emilio Conde Fernández-Oliva, Consejero
D. Miguel Cuerdo Mir, Consejero
D^a. Pilar Sánchez Núñez, Consejera
D^a. María Jesús González López, Consejera

En Madrid, a 25 de abril de 2008.

El Consejo de la Comisión Nacional de Competencia (en adelante el Consejo de la CNC o el Consejo), con la composición más arriba recogida y siendo Ponente la Consejera, Dña. María Jesús González López, ha dictado la siguiente Resolución en el expediente sancionador número 625/07 - expediente 2666/06 del Servicio de Defensa de la Competencia (SDC), ahora Dirección de Investigación (DI)-, iniciado por la denuncia de ENDESA GENERACIÓN, S.A. (en adelante ENDESA), contra varias empresas de generación eléctrica, entre ellas GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. (en adelante GAS NATURAL o GNE) por llevar a cabo conductas presuntamente prohibidas por la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia (LDC), consistentes en la realización a través de determinadas centrales de generación de energía eléctrica, de ofertas a precios excesivos en el mercado diario de producción de energía eléctrica con el objeto de ser programadas por restricciones técnicas y obtener así rentas extraordinarias.

ANTECEDENTES DE HECHO

1. El 7 de marzo de 2005 tuvo entrada en el SDC, ahora Dirección de Investigación (DI), denuncia de ENDESA GENERACIÓN, S.A. contra GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. y otras compañías de electricidad por supuestas conductas prohibidas por la Ley 16/1989, de 17 de julio, (B.O.E. del 18) de Defensa de la Competencia (LDC), consistentes en la realización, a través de determinadas centrales de generación de energía eléctrica durante 2004 y los dos primeros meses de 2005, de ofertas a precios excesivos en el mercado diario de

producción de energía eléctrica con el objeto de ser programadas por restricciones técnicas y obtener así rentas extraordinarias.

En concreto ENDESA denuncia que la unidad San Roque 1, propiedad de GAS NATURAL ELECTRICIDAD, habría ofertado a precios muy superiores a sus costes de producción, revelados por los precios de sus ofertas en el pasado o por los precios de las ofertas de otras centrales de la misma tecnología y de las mismas empresas en el mismo periodo, aprovechando su posición de dominio.

2. El 7 de julio de 2005 se recibió en el SDC (ahora DI), escrito de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) adjuntando "Informe sobre la actuación de los grupos de ciclo combinado de gas en el mercado de producción de energía eléctrica en el año 2004", en el que se pone en conocimiento del Servicio conductas de determinados agentes propietarios de ciclos combinados de gas natural, que podrían ser constitutivas de prácticas restrictivas de la competencia prohibidas por el artículo 6 de la LDC. Este informe fue ampliado posteriormente.
3. El 13 de febrero de 2006, la Directora General de Defensa de la Competencia, acordó admitir a trámite la denuncia e incoar expediente sancionador, declarando a ENDESA como interesado.
4. El Servicio formuló el Pliego de Concreción de Hechos el 19 de enero de 2007 en el que junto a la consideración de existencia de infracción durante una serie de días de 2004, se incluía la propuesta de sobreseimiento del resto del periodo analizado. El 12 de febrero de 2007, el SDC dictó el acuerdo de sobreseimiento parcial, que ha sido recurrido por ENDESA ante este Tribunal el 26 de febrero de 2007 y desestimado el recurso por Resolución del TDC de 9 de julio de 2007.
5. El 13 de febrero de 2007 se recibe en el TDC el informe propuesta de fecha 12 de febrero, en el que el Servicio propone:

Primero.- Que se declare la existencia de una infracción del artículo 6 de la LDC por parte de GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A., consistente en abusar de su posición de dominio en el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas en la Zona Sur mediante la formulación de ofertas a precios en los días siguientes:

- 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 28, 29 y 30 de enero.
- 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 26 y 27 de febrero.
- 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 23, 24, 25, 26, 29, 30 y 31 de marzo.
- 1, 2, 6, 14 y 15 de abril.
- 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17 y 18 de junio de 2004.

Segundo.- Que se intime a GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. para que en el futuro se abstenga de realizar prácticas semejantes.

Tercero.- Que se ordene a GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. la publicación, a su costa, de la parte dispositiva de la Resolución que en su momento se dicte en el BOE y en un diario de información general que tenga difusión en todo el territorio nacional.

Cuarto.- Que se adopten los demás pronunciamientos previstos en el artículo 46 de la LDC.

6. Por Providencia de 21 de febrero de 2007, el entonces TDC admite a trámite el expediente nombrando como Ponente a D^a María Jesús Gonzalez, y mantiene la decisión del Servicio de considerar a ENDESA parte interesada.
7. El Pleno de 15 de marzo de 2007 no se opone a la abstención que, de acuerdo con la normativa vigente (Ley 30/1992 y artículo 7 de la Ley 5/2006, de 5 de abril) solicitan los Consejeros D. Julio Costas Comesaña y Dña. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, por lo que ambos consejeros no han participado en las deliberaciones y fallo de este expediente.
8. El 1 de marzo y tras tomar vista del expediente GAS NATURAL remite escrito comunicando que en el expediente no constan sus alegaciones al PCH. El Servicio remite el 12 de marzo las alegaciones de GAS NATURAL al PCH en versión confidencial y no confidencial (folios 30 y ss. del expediente del TDC), así como respuesta a las mismas en la que informa que las alegaciones habían sido remitidas fuera de plazo. Por Providencia de Ponente y Secretario de 12 de marzo de 2007 se da

nuevo plazo de 15 días para que los interesados puedan conocer esta documentación antes de hacer la propuesta de prueba.

9. El 13 de marzo GAS NATURAL presenta recurso potestativo de reposición, en base al artículo 107.1 de la LRJAP y PAC, contra la Providencia de 21 de febrero de 2007 de admisión a trámite, alegando que la declaración de ENDESA GENERACIÓN como interesada en el expediente puede producirle un perjuicio irreparable a su derecho a la confidencialidad de informaciones protegidas por el secreto comercial. Por Providencia del entonces TDC de 19 de marzo de 2007, se in admite el recurso por cuanto la citada Providencia no produce indefensión ni perjuicios irreparables, más aún teniendo en cuenta que ENDESA ya era parte interesada durante todo el proceso de instrucción del expediente sin que éste hubiera sido objeto de impugnación.

10. En la misma fecha GAS NATURAL presenta propuesta de prueba y vista (folio 81 del expediente del TDC). Finalizado el plazo de presentación de pruebas, ENDESA, que no había tomado vista del expediente, tampoco ha presentado propuesta de prueba.

11. El entonces TDC por Auto de 11 de julio de 2007, acuerda finalizar el expediente con el trámite de conclusiones sin celebrar vista oral, así como la práctica de las pruebas que se recogen a continuación:

- a) De las pruebas propuestas por GAS NATURAL.

Solicitar a REE la siguiente información:

- *¿Es técnicamente equivalente asignar una central a plena carga a asignar dos centrales a mínimo técnico para solucionar problemas de subtensiones en la Zona Sur?*

- *¿Existen ventajas por parte de San Roque 1 frente a Algeciras 2 por tener el primero un mínimo técnico menor?*

Admitir la incorporación al expediente de la Resolución de archivo del Servicio, nº 2559/2004, condicionada al levantamiento de la confidencialidad.

b) Por disposición del entonces Tribunal, en base al artículo 40.2 de la Ley 16/1989, se solicita a la Comisión Nacional de la Energía (CNE), al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (OMEL) y al operador del sistema Red Eléctrica de España (REE), la siguiente información de acuerdo con sus respectivas competencias:

- *Relación de la demanda diaria nacional y de la Zona Sur en el periodo 1 de enero a 28 de junio de 2004, y en columna paralela, demanda diaria nacional y de la Zona Sur del periodo equivalente para el año anterior 2003, es decir de 2 de enero a 29 de junio, de forma que cada fila correspondan a igual día de la semana. Precio medio ponderado diario de ambos periodos. Diferencias entre ambas series. Con explicación de posibles hechos diferenciales.*
- *Cantidad de energía diaria vendida e ingresos diarios medios de las distintas centrales de la Zona Sur en los períodos de 2003 y 2004 señalados en el punto a) anterior.*
- *Para el período, 1 de enero de 2004 a 28 de junio de 2004, generación efectiva, es decir cantidad de energía que estaban en situación de proveer diariamente cada una de las centrales operativas en la zona (Barrios, San Roque 1 y 2 y Algeciras 1 y 2) y orden de mérito para casar en el mercado diario.*
- *Si es posible, parámetros o indicadores que utiliza habitualmente REE para la programación de restricciones técnicas en la Zona Sur.*
- *Teniendo en cuenta la seguridad en la provisión de energía eléctrica ¿es equivalente asignar una central a plena carga, a asignar dos centrales a mínimo técnico para solucionar problemas de subtensiones en la Zona Sur?.*
- *En los días en que GN ha sido imputado por el Servicio, descripción de la oferta realizada por la Central de San Roque 1 al mercado intradiario, en términos de precios y cantidades para cada tramo horario.*
- *Simulación a realizar por OMEL, para cada uno de los días imputados por el SDC, de los resultados que se habrían producido en el mercado*

(Programa Base Diario) si la central de San Roque 1 hubiese hecho cada día la misma oferta, en términos de cantidad y precio y tramo horario que hizo la central ubicada en la misma zona y que presenta idénticas características en términos de capacidad, tecnología, antigüedad y combustible utilizado. Por resultados del mercado nos referimos a precio horario de cada día, precio medio ponderado diario y energía casada en el diario, agregada y por tramo horario.

- Una vez obtenido por OMEL el PBD, según las simulaciones del punto anterior, remitirlo a REE para que identifique las restricciones técnicas que con este PBD simulado se habrían producido en la Zona Sur en cada uno de los días imputados, y la solución que se les habría dado por parte de REE. Esta información deberá remitirse por REE en el plazo de 15 días desde la recepción de las simulaciones.

- Con los resultados de los dos puntos anteriores realizar un cuadro comparativo entre los resultados reales y los resultados de la simulación, para cada uno de los días imputados de las siguientes variables: precios horarios, precio medio diario, energía total generada en el diario, energía total generada en restricciones técnicas, sobrecoste generado por las restricciones para todo el sistema.

12. La CNE remite respuesta el 1 de agosto de 2007 (folio 132 del expediente ante el Consejo), en la que comunica que no dispone de información adicional a la que puedan remitir REE y OMEL, puesto que la información solicitada es el resultado de los procesos realizados por los operadores del sistema y del mercado.

13. REE, tras solicitar prórroga de plazo el 6 de agosto de 2007, remite el 13 de agosto de 2007 una primera respuesta (folio 137 del expediente ante el Consejo) comunicando que cuando disponga de la información que debe proveerle OMEL *“procederá a realizar un cuadro comparativo que contenga la energía total programada por restricciones y el sobrecoste...”*.

Con fecha 11 de octubre de 2007 este Consejo, remite a REE la información de OMEL relativa a las simulaciones de resultados del mercado si el comportamiento de San Roque 1 hubiera sido distinto. El 14 de noviembre de 2007 se recibe escrito de REE de 12 de noviembre (folio 193 expediente ante el Consejo), en el que en síntesis comunica que, recibida la información de OMEL, no puede proceder a realizar los

cálculos que se le habían solicitado porque no conoce los contratos bilaterales con entrega física que se producirían con el nuevo PDBF que resulta de la simulación realizada por OMEL. Posteriormente y con fecha 23 de noviembre de 2007, REE remite escrito complementario al de 12 de noviembre acompañado de dos anexos (folio 195 del Consejo), en el que se recoge que el porcentaje de contratación bilateral en cada una de las horas del periodo analizado fue inferior al 3% de la energía casada.

14. OMEL por escrito de 12 de septiembre de 2007 solicitó una serie de aclaraciones sobre la solicitud de información del Consejo, que se le había remitido el 17 de julio de 2007. Al día siguiente, 13 de septiembre, envía una primera información, recibándose posteriormente por escrito de 11 de octubre de 2007, acompañado de CD-ROM, la respuesta conjunta, incluida la información para remitir a REE y la ya recibida el 13 de septiembre (folio 173 del expediente ante el Consejo).
15. Finalizado el periodo de práctica de prueba, el 26 de noviembre de 2007, por Acuerdo del Ponente y del Secretario se dio a los interesados plazo de alegaciones y conclusiones.
16. El 21 de diciembre de 2007 se recibe el escrito de valoración de prueba de GAS NATURAL (folio 213), y finalmente con fecha de entrada en esta CNC de 3 de enero de 2008, (depositado en Correos el 28 de diciembre de 2007), se recibe el escrito de Conclusiones (folio 285). ENDESA remitió valoración y conclusiones el 8 de enero de 2008 (folio 388).
17. El 21 de enero de 2008 el Consejo, de acuerdo con lo previsto en el artículo 42 de la Ley 16/1989 y para mejor proveer, acordó llevar a cabo una Diligencia por la cual se recaba información adicional al operador del mercado y al operador del sistema, OMEL y REE, y se convoca a los responsables de realizar las ofertas al mercado diario de la empresa denunciada, GAS NATURAL, y de la empresa VIESGO, S.A., con el fin de que informen sobre las características de las ofertas realizadas al mercado diario en le periodo objeto de imputación (folio 389).
18. Los escritos de OMEL y REE se reciben en la CNC los días 5 y 12 de febrero respectivamente (folios 423 y 445). Las comparecencias, a petición de GAS NATURAL que solicitó un aplazamiento, tuvieron lugar el 8 de febrero de 2008 y fueron objeto de grabación, transcripción y resolución de confidencialidad. El resultado de la Diligencia fue

incorporado al expediente (folios 463 y 489) concediéndose el 10 de marzo de 2008 un nuevo plazo de 15 días para alegaciones a los interesados.

19. En el trámite de Diligencias para mejor proveer la denunciante ENDESA, presenta el 27 de marzo un escrito en el que se remite a su escrito de denuncia. El 31 de marzo se reciben las alegaciones de GAS NATURAL.
20. El 1 de abril de 2008, el Consejo al detectar que por motivos técnicos había omisiones en la grabación y transcripción de la audiencia de GAS NATURAL, acordó la subsanación de la misma (folio 542) dando trámite de alegaciones a las partes sobre la misma. GNE remitió las alegaciones a esta subsanación el 9 de abril de 2008 (folio 550).
21. El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia que de acuerdo con la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, desde el 1 de septiembre de 2007 sucede al extinguido Tribunal de Defensa de la Competencia, terminó de deliberar y resolvió, por mayoría, sobre este expediente en su reunión de 10 de abril de 2008, encargando a la Consejera ponente la redacción de la presente Resolución.
22. Son interesados:
 - ENDESA GENERACION, S.A.
 - GAS NATURAL ELECTRICIDAD, S.A.

HECHOS PROBADOS

En la documentación de la instrucción realizada por el SDC, (expediente 2666/06 que consta de 2.016 folios en 5 tomos y 3 confidenciales, uno de ellos confidencial para ENDESA) y en las pruebas realizadas por este Consejo se han acreditado los siguientes hechos.

1. La empresa denunciante, ENDESA GENERACION, S.A., es una sociedad unipersonal perteneciente al Grupo ENDESA dedicada a la generación de energía eléctrica y a la minería (folio 1.958 SDC). El Grupo ENDESA en el año 2004, contaba con una potencia bruta instalada de 21.602 MW y su generación en el mercado mayorista fue de 97.416 GWh, siendo el primer operador de la lista de operadores principales del sector eléctrico

establecida por la CNE en sus “Resoluciones por las que se hacen públicas las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos”.

2. **GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A.**, es una sociedad del Grupo GAS NATURAL dedicada a la generación y comercialización de energía eléctrica. En el periodo del expediente (2004), tenía una potencia instalada de 737 MW en dos centrales de generación: San Roque 1, y Besos 4, ambas de ciclos combinados. Su potencia instalada no alcanzaba el 2% de la peninsular. GAS NATURAL ha sido considerado operador principal de electricidad por la CNE por la Resolución de 25 de abril de 2007 entrando en el puesto número 5.

La central de generación objeto de la investigación, San Roque 1 con una potencia bruta de 373,90 MW, está situada en la Zona Sur, Cádiz, y forma parte del grupo eléctrico San Roque, dos centrales gemelas (1 y 2), que actúan como unidades independientes de oferta y que pertenecen a GAS NATURAL y ENDESA respectivamente.

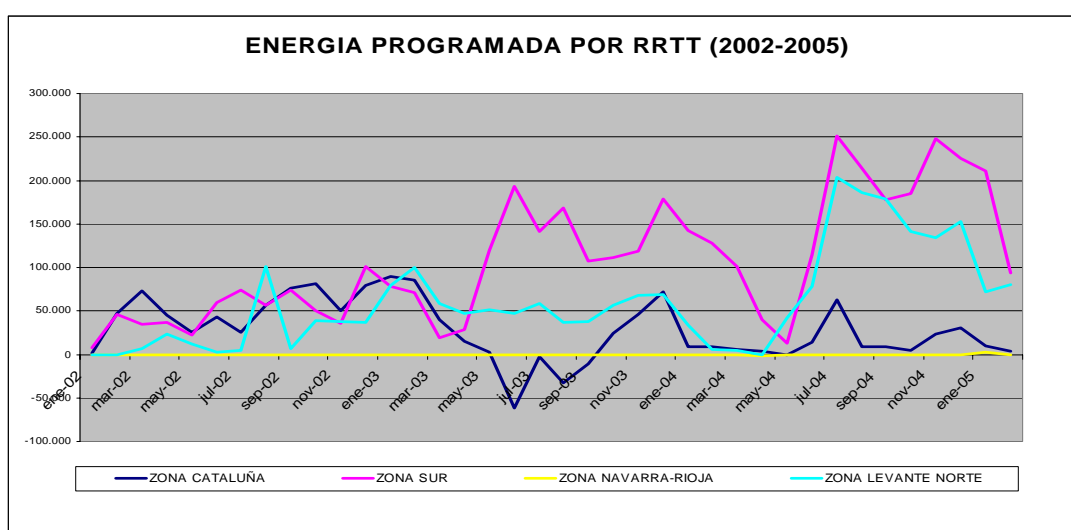
3. El operador del sistema, REE, identifica la zona eléctrica en la que opera la central objeto del expediente San Roque 1 de GAS NATURAL, como la Zona Sur. En esta zona a inicios de 2004 existían cinco grupos en funcionamiento habilitados para restricciones técnicas, que de acuerdo con la información de REE, eran los siguientes:
 - BARRIOS, central de carbón propiedad de ENDESA
 - ALGECIRAS 1 y 2, centrales de fuel-gas propiedad de VIESGO
 - SAN ROQUE 1, central de ciclo combinado turbina de gas (en adelante CCGT), propiedad de GAS NATURAL, y
 - SAN ROQUE 2, central CCGT, propiedad de ENDESA.

La potencia de San Roque 1 de GAS NATURAL supone menos del 20% de la potencia instalada en la zona.

A partir de 19 de junio de 2004 y hasta 7 de enero de 2005, en la Zona Sur son habilitados 4 grupos nuevos de generación para la resolución de restricciones técnicas, Arcos 1 y 2 de IBERDROLA, y Campo de Gibraltar 10 y 20 de NUEVA GENERADORA DEL SUR, todos ellos de tecnología CCGT (folio 238 del SDC). Las primeras centrales en entrar en funcionamiento son las de UNIÓN FENOSA, Campos de Gibraltar 10 comienza a ofertar al mercado diario el 21 de junio y Campos de Gibraltar 20, el 21 de Julio (antes habían realizado ofertas instrumentales durante el periodo de pruebas). Posteriormente entraron en funcionamiento las

centrales de IBERDROLA, Arcos 1 y Arcos 2. Arcos 2 estuvo realizando ofertas al mercado diario desde el 14 de Agosto, aunque fueron ofertas denominadas instrumentales (al mayor precio permitido, de forma que no van destinadas a casar en el mercado diario) hasta el 1 de noviembre. Arcos 1 comenzó con ofertas instrumentales el 13 de noviembre de 2004, y continuaron hasta el 7 de enero de 2005.

- Según REE en esta Zona Sur se producen restricciones técnicas con una frecuencia alta. En resoluciones anteriores de este Consejo se ha constatado el notable incremento de estas restricciones en la Zona Sur durante el año 2004 en comparación con años anteriores, como se muestra en el gráfico que se recoge a continuación.



La línea rosa corresponde al nivel mensual de restricciones técnicas ocurridas en la Zona Sur. Se observa un nivel muy elevado tanto en el año 2003 como en 2004, a excepción de los meses de abril y mayo, cuyos niveles se situaron en el orden de magnitud de los registrados en 2002.

Consta en el expediente (folios 238 a 242 del SDC) que en el periodo que fue objeto de investigación, de los 425 días que van desde enero de 2004 hasta febrero de 2005, en 357 días (84%) se produjeron restricciones técnicas, y de los restantes 68 días más de la mitad coinciden con fines de semana. Los fines de semana, los niveles de demanda se sitúan en unos niveles considerablemente menores que los días laborables, tal como muestra el gráfico del HP 7, motivo por el cual el nivel de restricciones técnicas se reduce considerablemente, incluso en ocasiones no llegan a producirse.

En el periodo fueron programados grupos para la resolución de restricciones técnicas por un total de 12.678 horas, de las cuales 4.149 horas (33%) fueron de San Roque 1. Y de ellas un 19% (773 horas) en función de criterios técnicos exclusivamente y el resto por criterios económicos, es decir, atendiendo a razones de precedencia económica de sus ofertas al mercado diario. Por el contrario, a pesar de ser apto para ser programado no lo fue, por ser menos económica su oferta, en 164 horas, (folios 627 y ss del SDC).

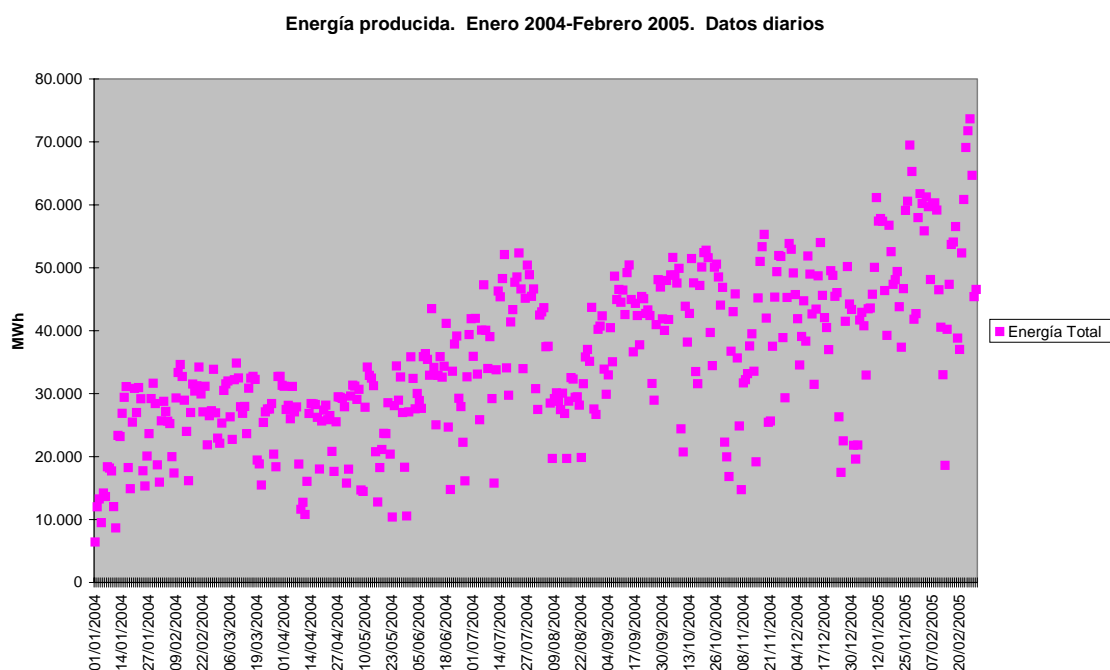
La energía programada por restricciones técnicas en dicho periodo fue del orden de los 2 millones de MWh y la causa principal de las restricciones, según REE, se corresponde con problemas de subtensión en determinados nudos de la red de transporte. En el cuadro siguiente elaborado con la información de REE, se aprecia la evolución mensual de la producción de la zona y de las restricciones técnicas que se produjeron en la misma durante el periodo enero 2004 a febrero de 2005.

Datos Mensuales (MWh)	Energía Total	RRTT Total	RRTT SR1
ene-04	639.067	124.061	58.405
feb-04	786.712	115.071	56.575
mar-04	850.077	96.623	61.495
abr-04	738.651	35.118	25.180
may-04	795.853	10.800	10.800
jun-04	962.158	106.648	54.900
jul-04	1.253.077	233.645	69.130
ago-04	990.858	206.653	67.360
sep-04	1.251.333	170.807	58.080
oct-04	1.321.224	171.087	61.380
nov-04	1.145.662	227.598	56.995
dic-04	1.289.768	215.971	59.625
ene-05	1.480.831	190.351	46.548
feb-05	1.477.117	79.957	14.935

El incremento de producción en la zona, con la puesta en funcionamiento de forma paulatina de 4 nuevas centrales a partir de junio de 2004, no sólo no ha supuesto una reducción en las restricciones técnicas, sino que comparando con años anteriores, como el 2002, se han producido incrementos de hasta más del triple, como por ejemplo en el mes de julio.

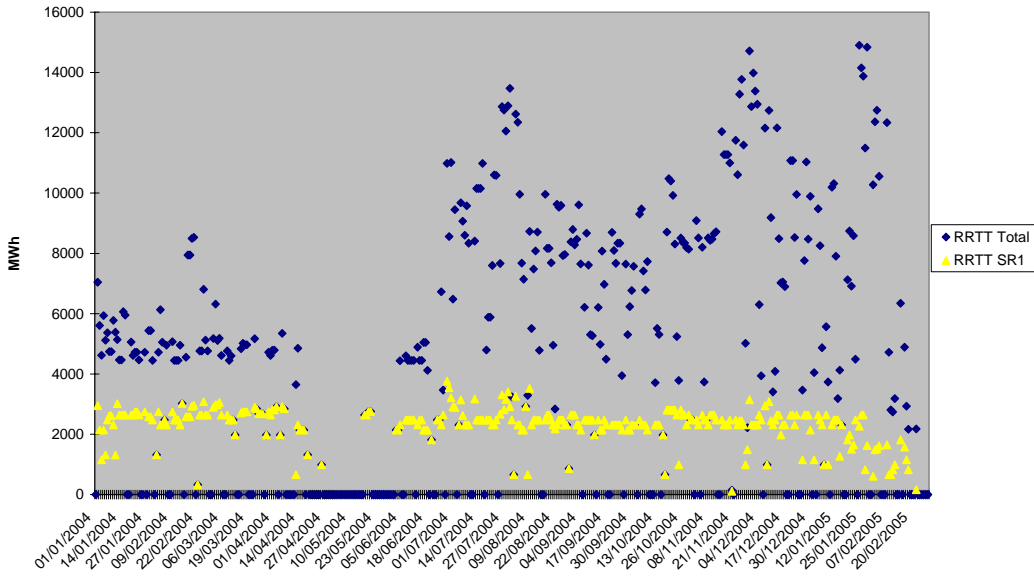
En los gráficos que se recogen a continuación se aprecia este incremento de energía en restricciones a la vez que se incrementaba la capacidad de generación de la zona y la generación efectiva. También se aprecia la estabilidad en la programación de San Roque 1 para restricciones técnicas. Los meses de abril y mayo, en los que prácticamente no se produjeron restricciones técnicas, coinciden con los meses en que San Roque 1 estuvo produciendo de forma normal para el mercado diario.

En el gráfico a continuación se visualiza el incremento de la energía diaria producida en la zona a lo largo del periodo, en particular tras la entrada de las nuevas centrales.



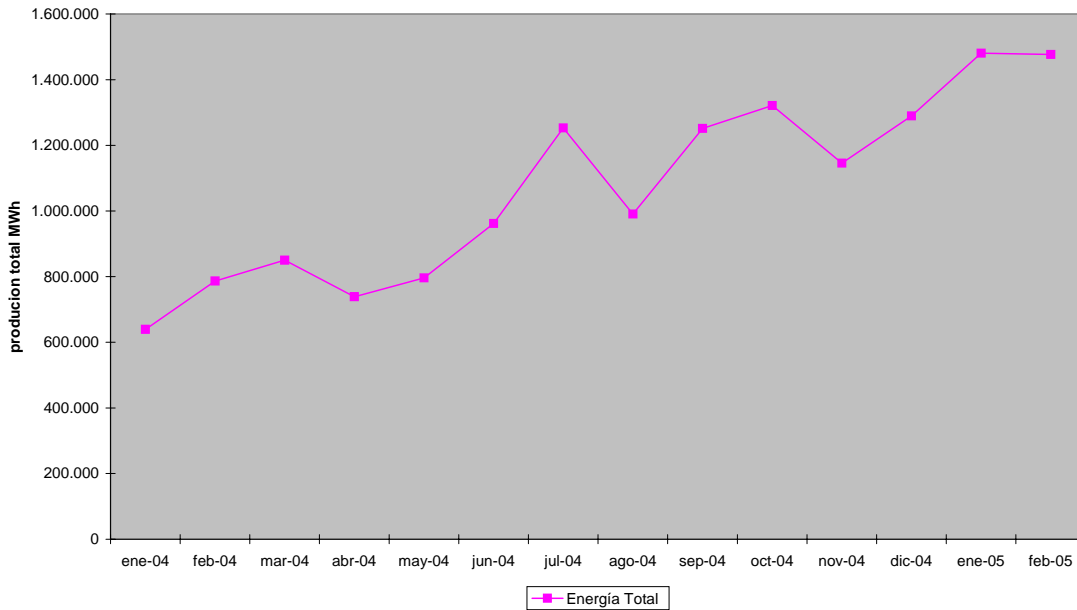
Y en el gráfico insertado a continuación se recoge la evolución creciente de las restricciones diarias, así como la estabilidad en la producción para restricciones de San Roque 1, con excepción de los meses de abril y mayo.

Comparación Restricciones Técnicas. Enero 2004-Febrero 2005. Datos diarios

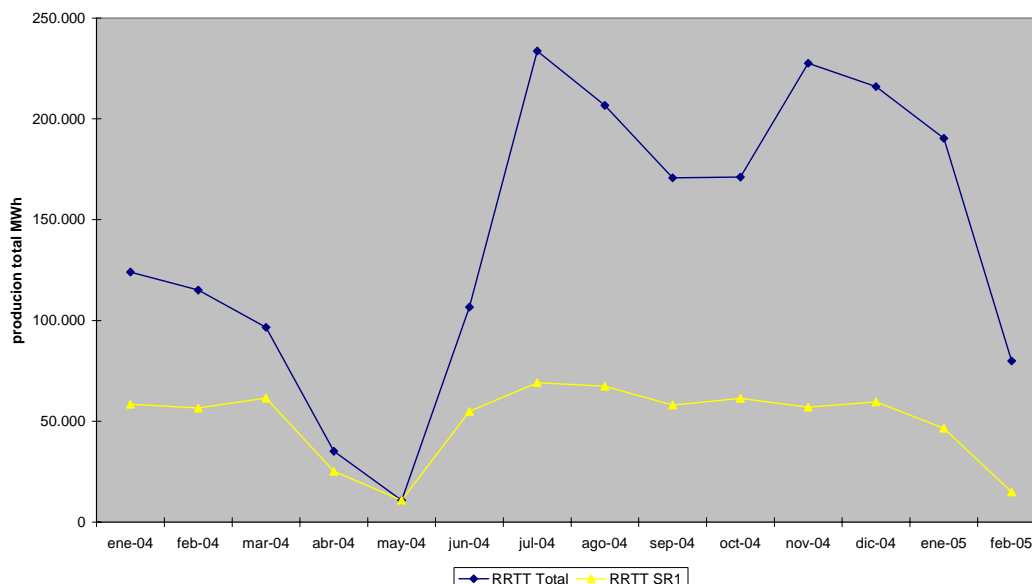


La misma información sobre la energía producida en la Zona Sur; las restricciones técnicas que se produjeron en la zona, y la energía producida por San Roque 1 para restricciones técnicas, pero agregada por meses, se recoge en los dos gráficos que van a continuación.

Energía producida. Enero 2004-Febrero 2005. Datos mensuales (suma)



Comparación Restricciones Técnicas. Enero 2004-Febrero 2005. Datos mensuales (suma)



Según información de REE, en ese periodo no fueron utilizados grupos exteriores a la zona para resolver las restricciones técnicas que se produjeron en la misma. San Roque 1 fue programado para resolver restricciones técnicas en 301 días de los 357 (84% de los días que hubo restricciones), 4.149 horas (32%) y produjo el 33% de la energía en restricciones.

Según REE para la solución de los problemas de subtensiones, es más eficaz el funcionamiento de más de un grupo a mínimo técnico que uno a plena carga, no sólo por mayor garantía de mantenimiento de los valores de tensiones sino por la capacidad de generación de potencia reactiva que se requiere (respuesta de REE de 13 de agosto de 2007, folio 137).

5. Las restricciones técnicas son situaciones en las cuales la oferta casada en el mercado eléctrico a nivel nacional al precio fijado por el mercado, y que iguala a la demanda nacional, no es capaz de hacer frente a la demanda de determinadas áreas o zonas, bien por falta de capacidad de generación en la zona determinada, o por otros fallos del sistema, fundamentalmente por deficiencias o fallos en la red de transporte.

Las restricciones van unidas a demanda elevada en la zona. Según información de REE (folios 816 y ss del SDC), en condiciones de fuerte demanda en la Zona Sur se requiere una generación mínima en la propia zona, identificándose restricciones técnicas cuya solución *“requiere un incremento de generación en la zona siempre y cuando dicha producción no esté programada ya de antemano en el PBF”*. Añade que, *“con carácter general, las situaciones de fuertes demandas en la Zona Sur suelen*

presentarse en coincidencia con situaciones de fuertes o muy fuertes demandas de energía en el sistema eléctrico nacional”, aunque existen condiciones particulares propias de la zona como festividades o climatología. REE publica el día D-1, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario para el día D la previsión de demanda nacional.

El Servicio (folios 1973 y ss) ha realizado un estudio de la “coincidencia” entre la demanda nacional y zonal a que se refiere REE y concluye que para una demanda nacional elevada, superior a 645.000 MWh, la probabilidad de que fuera necesaria la producción de 3 de las 5 centrales de la zona, bien funcionando en el programa base o bien programadas en restricciones, era del 97%. Esta alta correlación entre demanda nacional y zonal no ha sido refutada por GAS NATURAL que, en el trámite de valoración de prueba, y remitiéndose a un estudio técnico que aporta, dice textualmente que la *“capacidad de predicción de indispensabilidad (en el periodo) es del 91%. Es decir la probabilidad media estimada de ser indispensable en un día cuando la demanda supera los 645.000 MWh es de 91%”* (folio 225 del expediente ante el TDC). Por tanto por encima de 645.000 MWh de demanda nacional si no casaban en el diario al menos 3 de las 5 centrales de la zona se producían restricciones técnicas.

En el periodo objeto de investigación, de 1 de enero de 2004 a febrero de 2005, los operadores tenían conocimiento de las restricciones que se producían en la zona y de la forma en que eran solucionadas: 1) en el día D-1, tras la publicación del Programa Viable Provisional (PVP) del día D, REE facilitaba un informe en el que se detallaban áreas y periodos en que se han identificado las restricciones, contingencias que las provocaron, tipo de restricción (sobrecarga, subtensión, etc.), localización, y 2) con un retraso de 3 meses desde el día de programación los operadores podían conocer el resultado detallado de la resolución de las restricciones, el precio de los redespachos de energía aplicados, las ofertas no casadas en el mercado diario, etc. (folio 820 SDC y respuesta de REE de 8 de febrero de 2008).

6. Dentro del periodo investigado caben distinguir cuatro periodos diferenciados, tanto por niveles de demanda prevista, como por el comportamiento de San Roque 1 en el mercado. El cuadro siguiente resume las características de estos periodos. El primero de ellos abarca desde el 1 de enero hasta el 20 de abril, periodo en el que, salvo los fines de semana y otras festividades como el puente de San José en marzo, y la Semana Santa en abril, los niveles de demanda estimada por REE y hechos públicos se situaron siempre por encima de los 645.000 MW. El

segundo período abarca desde el 21 de abril hasta el 31 de mayo, en el que, salvo los días 11 y 12 de mayo de 2004, en los que la demanda prevista fue de 653.957 y 651.647 MW respectivamente, la demanda no superó los 643.914 MW. El tercer periodo comprende desde el 1 de enero hasta el 18 de junio, con demandas previstas para los días laborables superiores a los 645.174 MW. El cuarto periodo comienza el 19 de junio y llega hasta el final del periodo investigado. En este último periodo cabe señalar que la previsión de demanda de REE fue, hasta la primera semana de octubre y con la excepción de las dos semanas centrales de agosto y fines de semana, superior a los 645.000 MW.

El comportamiento de San Roque 1 respecto al mercado diario fue el de ofertar:

- precios medios de oferta de 6,5 c€/kWh (cuya moda fue de 7,8) durante el primer periodo, precios muy superiores a los que se estaban formando en el diario (2,5 c€/kWh),
- precios medios de ofertas de 2,6 c€/kWh (cuya moda fue de 1,2 c€/kWh) durante el segundo periodo, precios en línea a los que se estaban formando en el mercado diario (2,4 c€/kWh),
- precios medios de oferta de 6,1 c€/kWh durante el tercer periodo, precios muy superiores a los que se estaban formando en el diario (2,8 c€/kWh),
- precios medios de oferta de 4,8 c€/kWh (cuya moda fue de 5,0) durante el cuarto periodo, precios muy superiores a los que se estaban formando en el mercado diario (3,1 c€/kWh) aunque inferiores a los del primer y tercer periodo.

CARACTERÍSTICAS DE LAS OFERTAS DE SAN ROQUE 1 Y DEL MERCADO DIARIO					
		1 enero-20 abril	21 abril-31 mayo	1 junio-18 junio	18 junio-31 diciembre
Demanda estimada (MW)	máxima	743.079	643.914 (3)	688.339	
	mínima (4)	647.893	-	645.174	645.740 (sólo hasta el 10 de octubre)
Pr. Medio del Mercado diario (c €/kWh)	máxima	4,6	3,1	4,0	4,9
	mínima	1,6	1,9	1,9	1,8
	media	2,5	2,4	2,8	3,1
Pr. Medio Ofertas Simples de San Roque1 (c €/kWh)	máxima	7,8 (1)	7,5	7,7	8,4 (2)
	mínima	2,7	1,2	1,2	1,5
	media	6,5	2,6	6,1	4,8
	Moda (5)	7,8	1,2	-	5,0

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del expediente proporcionados por REE y OMEL.

(1) Eliminados los días del puente de San José y de Semana Santa, y 24 y 25 de enero, que se hicieron ofertas instrumentales a 18€ para no funcionar ni en diario ni en restricciones técnicas.

(2) Eliminando las ofertas instrumentales.

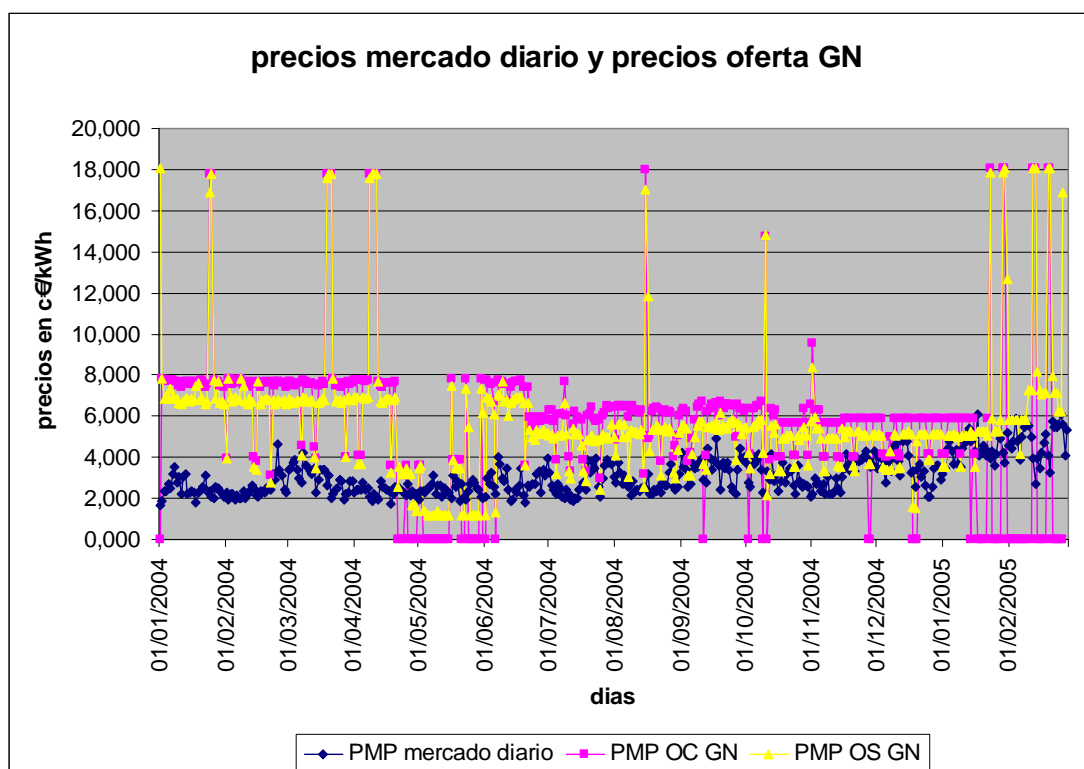
(3) Excepto los días 11 y 12 de mayo de 2004, martes y miércoles, que fue de 653.957 y 651.647 respectivamente.

(4) El nivel mínimo registrado en la demanda prevista, exceptuando fines de semana y festividades correspondientes.

(5) Es el valor que aparece en la muestra el mayor número de veces. En nuestro caso el nivel de precios más veces ofertado durante el período correspondiente.

Según el Informe Anual de la CNE el precio medio final ponderado en el año 2004 fue de 3,565 c€/kWh, inferior al precio medio ponderado de 2003.

La estrategia de ofertas de San Roque 1 (GAS NATURAL) se puede apreciar en el gráfico que se expone a continuación, elaborado con la información que consta en el expediente, las ofertas de GAS NATURAL al mercado diario, en PMPs, estuvieron en el entorno de los 8 c€/kWh (a excepción de abril y mayo, donde se ven los días en que la oferta compleja no incluía la condición de ingresos mínimos y que aparece como oferta a 0 c€/kWh en el gráfico) en el primer semestre y en el entorno de 6 c€/kWh el resto del periodo. También se aprecian días puntuales con ofertas a 18 c€/kWh, lo que se conoce como ofertas instrumentales.



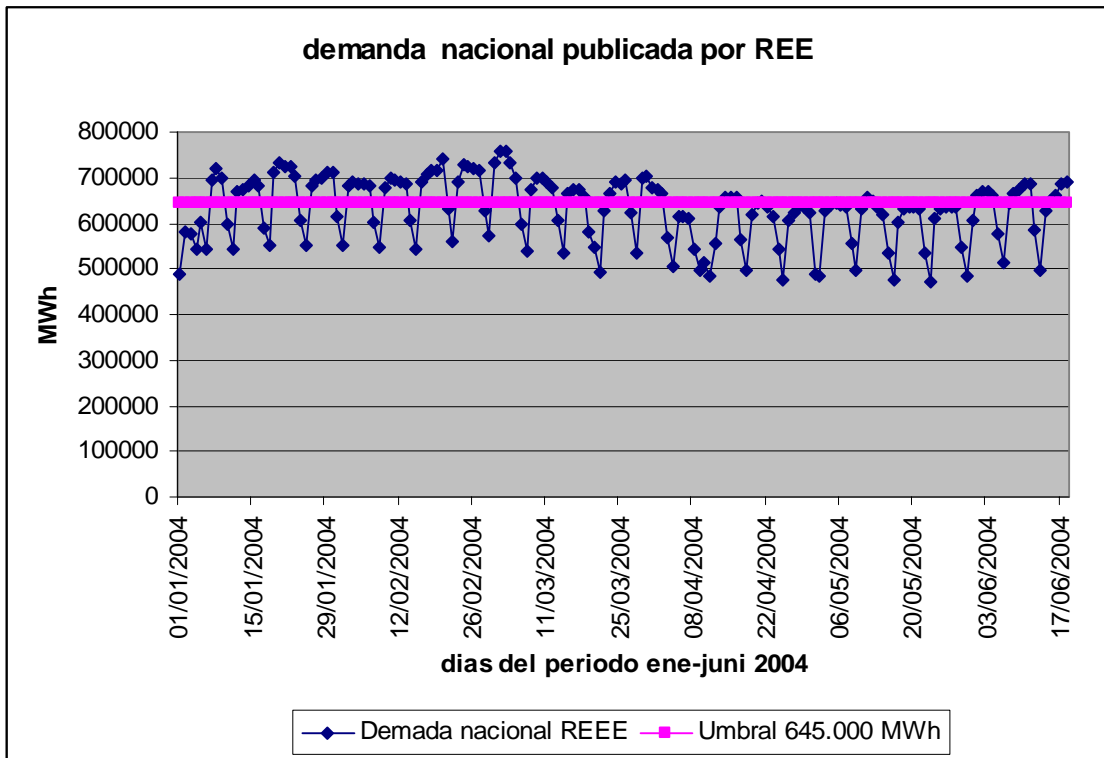
En el primer semestre de 2004, los días laborables, los PMPs de la oferta compleja de San Roque 1 estuvieron entre 7,5 y 8 c€/kWh, con excepción de 41 días de abril y mayo -de 21 de abril a finales de mayo- en que los precios no superaron los 3,8 c€. En ese periodo de abril y mayo, referenciado en el cuadro anterior como segundo periodo, San Roque 1 no estuvo nunca indisponible y casó en el mercado diario 31 días con una cantidad media de energía de unos 7.000 MWh, siendo su cantidad de

energía diaria producible de 8.784 MWh. En 31 de los días de ese periodo, San Roque 1 no utilizó la condición compleja de ingresos mínimos en su oferta compleja (folio 281 del SDC) y en 21 días los PMPs de la oferta simple de San Roque 1 fueron inferiores a 2 c€/kWh (folio 370 SDC).

Los días del segundo periodo en que San Roque 1 casó en el mercado diario cantidades importantes de energía (21 de abril a 31 de mayo) coincide con un periodo en que la demanda nacional era inferior a 645.000 MWh. Y en ese periodo no se produjeron restricciones técnicas en la Zona Sur, salvo cuatro días, 17 a 20 de mayo, en que San Roque 1 ofertó a un precio medio ponderado de 3,898 c€/kWh y sólo casó 935 MWh en el mercado diario. Para cubrir las restricciones esos 4 días fue programada la central San Roque 1 de GAS NATURAL. (Informe de OMEL de 11 de octubre de 2007, folio 173).

A partir de junio de 2004, cuando empiezan a entrar nuevas centrales, los precios de oferta de GN bajaron por debajo de los 6 c€ (folio 373 del SDC) (5,4 c€/kWh, como se ve en el cuadro anterior).

7. En el periodo objeto de imputación por el Servicio, 1 de enero de 2004 a 18 de junio de 2004, la demanda nacional prevista publicada el día D-1 por REE, en los días laborables superaba los 645.000 MWh a excepción del periodo que va de 21 de abril a 31 de mayo, y en esos días San Roque 1 casó con asiduidad en el mercado diario. De los 170 días del periodo 80 días la demanda nacional prevista estuvo por encima de esa cifra (folio 245 SDC e informe de REE de 13 de agosto de 2007 folio 137). En el gráfico siguiente se observa la caída significativa de la demanda los fines de semana y festivos, en los que se llega a niveles inferiores a los 500.000 MW, tal y como se señalaba en el HP 4.



Y a lo largo del periodo GNE sabía el día D-1, antes de hacer su oferta al diario, por la demanda prevista y hecha pública por REE, cada día laborable que la demanda prevista superaba los 645.000 MWh, que los fines de semana y festivos era inferior a esa cifra, y a partir del 20 de abril y hasta 31 de mayo, sabía cada día que la demanda prevista era inferior a los 645.000 MW.

8. Según estimación de la Comisión Nacional de Energía que consta en el informe propuesta los costes de San Roque 1 en régimen de funcionamiento típico estarían entre 2,5 y 2,7 c€/kWh en el primer trimestre de 2004 y entre 2,4 y 2,6 en el segundo, en tanto que la rentabilidad del mercado diario fue de 2,6 c€/kWh en el primer trimestre y 2,5 en el segundo.

Los precios que recoge el “Informe sobre consumo eléctrico en el mercado peninsular en 2004” de la CNE son los siguientes en céntimos de €/kWh: enero 2,483 c; febrero 2,460 c; Marzo 3,040 c; abril 2,360 c; mayo 2,455 c y junio 2,828 c.

Y GNE conocía los precios horarios del mercado diario del día anterior al que hacía la oferta de mercado. Y conocía con el retraso de 3 meses los precios ofertados por sus competidores.

9. Según consta en el informe propuesta del Servicio, calculado sobre datos del expediente, para el conjunto del periodo imputado, 1 de enero a 18 de junio de 2004, el precio medio de las ofertas de San Roque 1 al mercado diario fue de 6,7 c€/kWh y el precio del mercado diario de 2,6 c€/kWh. El precio medio recibido por San Roque 1 en los 100 días que resolvió restricciones técnicas fue de 7,2 c€/kWh.

En el periodo imputado salvo algunos días coincidentes con fines de semana y festivos (24 y 25 de enero, 19, 20 y 21 de marzo -puente de San José-, 8, 9, 10 y 11 de abril -festividad de Semana Santa-) que San Roque 1 ofertó a PMPs muy elevados próximos a los 18 c€, las ofertas de San Roque fueron a PMPs por debajo de 8 c€, pero muy próximos a dicho precio (la moda estadística es de 7,8 y también la oferta máxima).

De los 170 días del periodo total imputado, en 160 los PMPs fueron inferiores a esa cifra. En el segundo periodo -finales de abril y mayo- y las tres primeras horas del día del resto de periodos las ofertas fueron a precios que casaban en el mercado, como se ve en el cuadro anterior, la oferta media era de 1,2 c€/kWh y el precio de casación era de media 2,4 c€/kWh. Para el resto de periodos la mayor parte de las ofertas fueron a precios entre 7,5 y 8 c€.

En el periodo posterior, desde mediados de junio hasta finales de 2004, los precios ofertados también fueron inferiores a 8 c€ pero en el entorno de los 6 c€ (la moda estadística es de 5,9 y la media 5,4).

Los PMPs de las ofertas de las centrales de ENDESA, Barrios y San Roque 2, se situaban con carácter general por debajo del PMP del mercado diario y casaban en el mismo.

Las centrales de VIESGO, centrales de tecnología más antigua y menos eficientes que las de ciclo combinado, ofertaban a PMPs más elevados, por encima de los 8c€, en periodos anterior y posterior al del expediente. No obstante, en el periodo 1 de enero a 18 de junio de 2004, de los 170 días del periodo los PMPs de oferta de Algeciras 1 se situaron 146 días por debajo de 8 c€ (87% de los días) y los de Algeciras 2, fueron 110 días inferiores a 8 c€ (65% de los días). El resto de los días sus ofertas, simples o complejas, fueron a precios superiores.

Por lo que se refiere a la comparativa de los precios de San Roque 1 y los ofertados por las centrales de VIESGO, siempre hablando de precios medios ponderados de la oferta compleja, en el periodo posterior a junio de 2004 y hasta febrero de 2005, los precios de las centrales de VIESGO fueron más elevados que los de San Roque 1 prácticamente todos los días del periodo. Por el contrario en el periodo, 1 de enero a 18 de junio de 2004, de los 170 días los PMPs de Algeciras 1 fueron inferiores 74 días (44% de los días) y los de Algeciras 2, 51 días (30%).

10. La programación de las restricciones técnicas se realiza en base a la oferta de venta de energía presentada por el operador y se adjudica, por criterio económico, a la más barata para el sistema. De las ofertas presentadas por los distintos operadores se tiene en cuenta la más elevada (simple o compleja, en caso de utilizarse la oferta compleja teniendo en cuenta el término fijo de la misma) y de entre ellas se tiene en cuenta la que suponga un mayor ingreso para el operador. REE realiza el cálculo y llama en primer lugar a la que resulte más barata para el sistema sobre la base del precio ofertado y de la cantidad de energía solicitada o programada, de forma que, dependiendo de cual sea la cantidad de energía solicitada, el término fijo de la oferta compleja tiene una mayor o menor ponderación, haciendo que a iguales precios ponderados una oferta compleja con un término fijo más alto sea menos económica para el sistema y viceversa. Por tanto los PMPs, que son los precios que constan en el expediente, por si mismos sin conocer la composición entre término fijo y variable, en concreto la cuantía del término fijo, y la cantidad de energía demandada por restricciones, no permiten determinar el orden de prioridad de llamada por criterios económicos que hará REE en cada momento, con toda la información.

Se había solicitado a REE la razón por la que determinados días (3 de febrero, 12, 24, 25 y 26 de marzo, 14 y 15 de abril y 2, 3 y 17 de junio, había sido programado San Roque 1 en restricciones técnicas cuando los PMPs de la oferta tanto simple como compleja de Algeciras 2 eran inferiores. La respuesta de REE es que en esos días ambas centrales sólo presentaron oferta compleja, siendo más bajo el término variable de Algeciras pero más elevado el término fijo por lo que los costes, para la cantidad programada, serían superiores los de Algeciras. (Ver escrito de REE de 8 de febrero de 2008, folio 445).

Finalmente respecto al conocimiento que tienen los agentes de las ofertas de sus competidores, según información de OMEL en sus escrito de 5 de febrero de 2008, de acuerdo con las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica publicadas en BOE de 20 de

abril de 2001 y vigentes en 2004 (folio 423), en el momento de los hechos, los datos de las ofertas individuales que incluyen información sobre cantidad y precio eran publicadas mensualmente el día 1 de cada mes, una vez transcurridos tres meses desde el final del mes al que se referían, es decir, que las ofertas presentadas en el mes de enero de 2004 eran conocidas por los agentes el 1 de mayo de 2004, y las de febrero el 1 de junio. Por lo tanto, el 1 de enero de 2004 las ofertas que la central San Roque 1 conocía de Algeciras 1 y 2 eran las realizadas por estas centrales hasta el 31 de septiembre de 2003. Las ofertas realizadas por Algeciras 1 y 2 durante el mes de enero no eran conocidas por San Roque 1 hasta el 1 de mayo, las de febrero hasta el 1 de junio, las de marzo hasta el 1 de julio y así sucesivamente.

11. Por lo que se refiere a la resolución de restricciones en el periodo imputado, de los 170 días de 1 de enero a 18 de junio de 2004, en la Zona Sur se produjeron restricciones técnicas 117 días (folio 1.979 SDC) que debían ser cubiertas por las centrales en funcionamiento en la zona. La cantidad programada por restricciones fue de 440.810 MWh. Y de acuerdo con el punto 3 anterior, en ese periodo para la solución de restricciones técnicas en la Zona Sur competían tres empresas generadoras: ENDESA, VIESGO y GAS NATURAL.

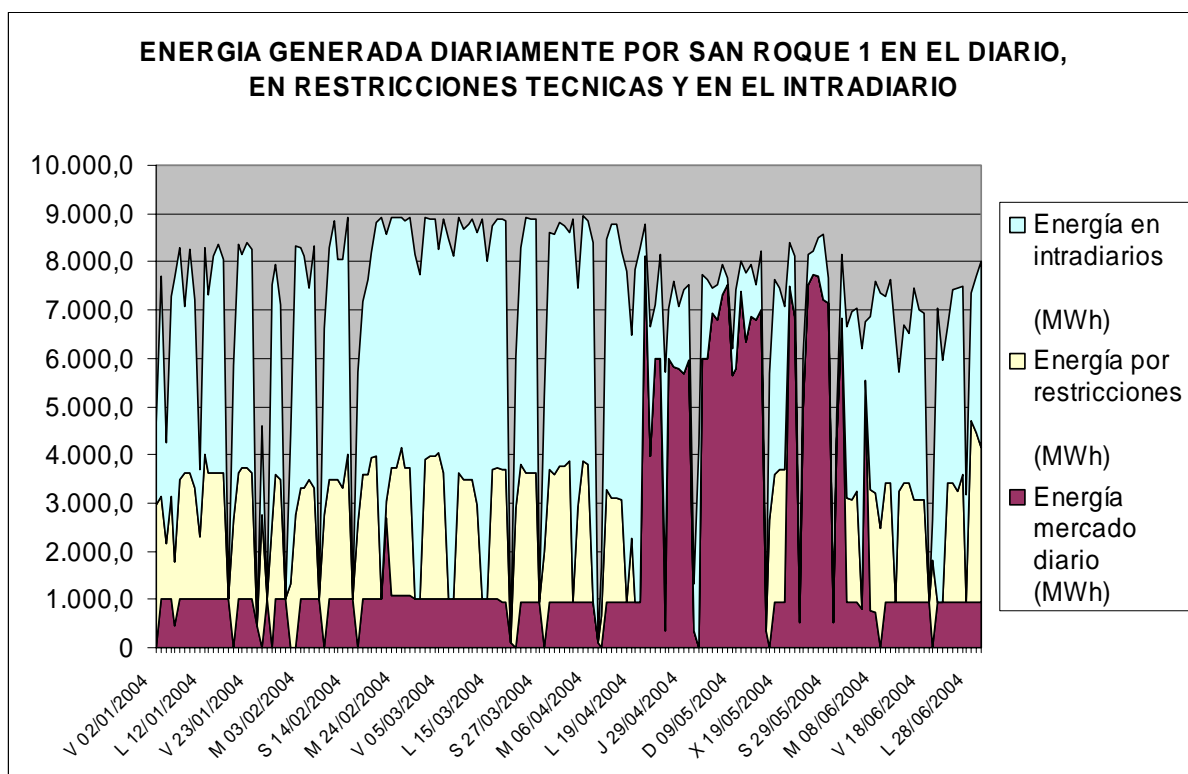
San Roque 1 resolvió restricciones 100 de los 170 días, y aportó energía por importe de 245.125 MWh, es decir un 55% de la energía que fue necesario programar.

Las centrales de VIESGO resolvieron restricciones técnicas 60 días de los 170 días, la mayor parte de ellos en coincidencia con San Roque 1.

12. La producción diaria de energía de San Roque 1 mantuvo una estabilidad importante durante todo el periodo, con una media diaria de 7.000 MWh, tanto en los días de abril y de mayo que no fue programada por restricciones técnicas y produjo fundamentalmente para el diario y algo para el intradiario, como en los 100 días en que aportó una cantidad importante de energía en restricciones técnicas, más de 2.000 MWh diarios, y que completaba con el mercado intradiario y con una aportación menor, inferior a 1.000 MWh, al diario.

En el gráfico a continuación se recoge el perfil de producción durante todo el periodo, destacando en distinto color el origen de la energía, si ésta procede del programa del diario, del programa de restricciones técnicas o del programa del intradiario. Se observa el vacío de producción de los fines de semana durante todo el periodo, y como tanto en los periodos en

los que se opta por generar a restricciones y a intradiario, como en el periodo que se genera en el diario se obtienen perfiles de producción del mismo tipo, con niveles entre 7.000 MWh diarios y 9.000 MWh. Solo varía el régimen económico bajo el que se producen, morado si es el diario, azul si es de intradiario, y beige si es de restricciones técnicas. Esto pone de manifiesto que el régimen de producción de la central, desde el punto de vista de explotación, no plantea diferencias, y por tanto la estructura de costes es la misma en ambos regímenes.



13. En los 170 días del periodo que va de 1 de enero de 2004 a 18 de junio de 2004, en que se sitúan los días objeto de imputación por el Servicio, el comportamiento de la central de GAS NATURAL, San Roque 1, según consta en los hechos probados del informe del SDC y en los informes recabados por la CNC, fue el siguiente:

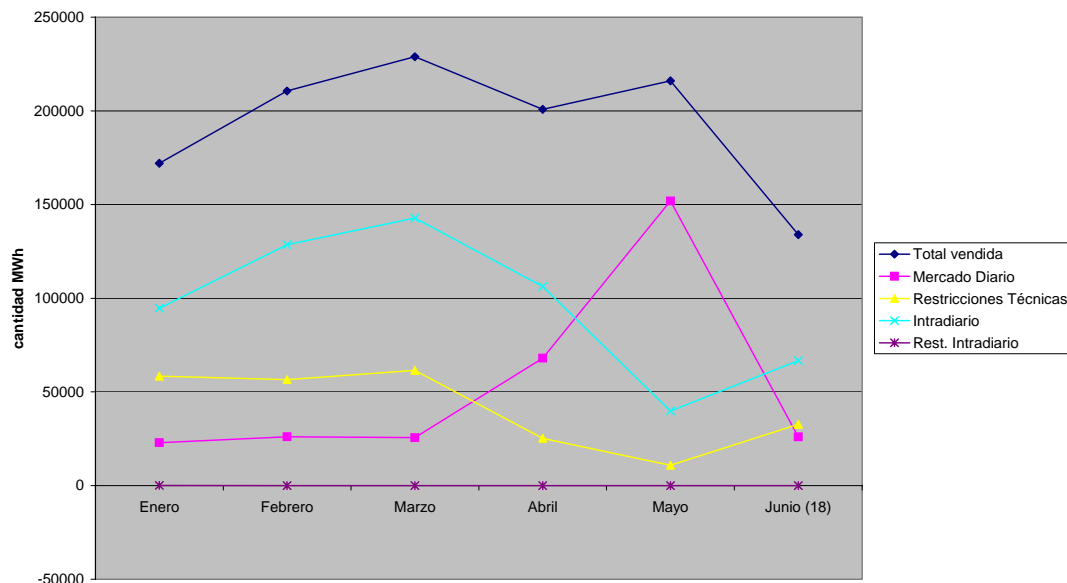
- a) En el mercado diario, los resultados de sus ofertas hicieron que:
 - i. Durante los denominados periodos primero (desde enero de 2004 a 18 de abril de 2004) y tercero (de 1 a 18 de junio) casó ofertas en el mercado diario 113 días, aunque sólo casó energía en las tres primeras horas del día, no llegando a los 1.000 MWh cada día.

- ii. Durante el segundo periodo, los días comprendidos entre el día 21 de abril y 31 de mayo, casó en el mercado diario 34 días, lo que representa dentro de todo el período imputado un 20% de los días, en los que tuvo una casación normal en el mercado diario, aportando energía entorno a los 7.000 MWh. Durante el periodo total vendió al mercado diario 320.282 MWh por los que obtuvo 7,7 Millones de €.
- b) En el mercado de restricciones técnicas, la central fue programada por restricciones técnicas 100 días (un 59% de los días), normalmente de lunes a viernes (un 72% de los días laborales y un 25% de los fines de semana) y en horario de 9 a 24 horas. En ese periodo su producción de energía para solución de restricciones técnicas fue de 245.125 MWh sobre un total de 440.810 MWh, lo que significa que fue programada para producir más del 55% de la energía en restricciones. Los ingresos derivados de la misma alcanzaron la cifra de 17,7 mill de €, de los cuales 10,42 Mill €, es decir un 25% de los ingresos de ese periodo corresponde a sobrecoste por restricciones.
- c) En el mercado del intradiario, vendió energía en 154 días (más de un 90% de los días). La producción en el periodo para el mercado intradiario fue de 578.693 MWh y los ingresos obtenidos de 15,4 Mill de €.

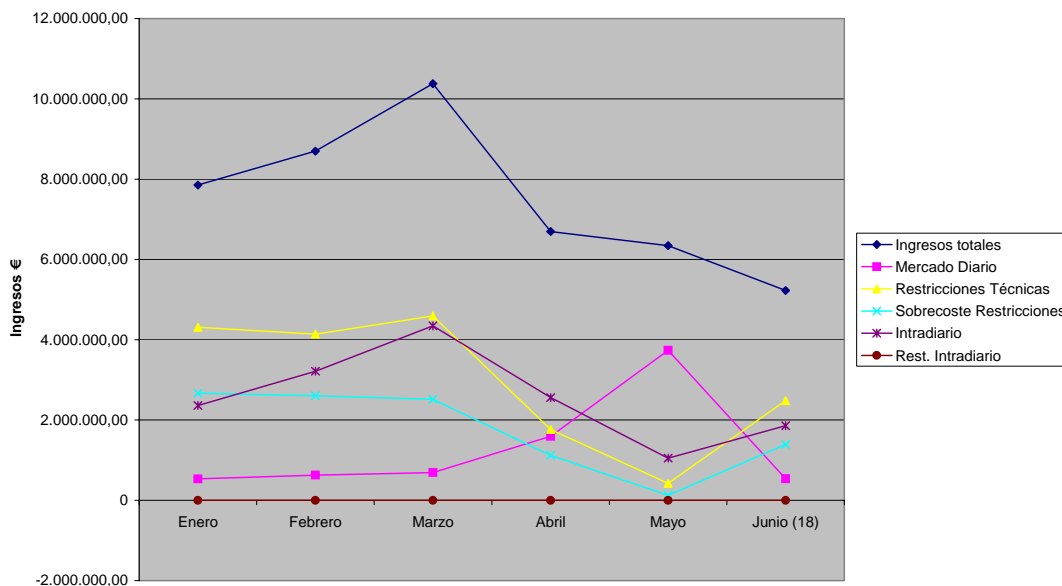
En el cuadro y gráficos siguientes elaborados en base a la información remitida por OMEL en su escrito de 11 de octubre de 2007, (folio 173 del expediente ante el Consejo de la CNC) se recoge la distribución de la producción e ingresos mensuales por mercados:

SAN ROQUE 1. 1 ENERO A 18 DE JUNIO DE 2004. Energía por mercados, restricciones e ingresos												
	Energía final (MWh)	Energía mercado diario (MWh)	Energía por restricciones (MWh)	Energía en intradiarios (MWh)	Energía en rest. intradiarios (MWh)	Ingresos totales (EUR)	Ingresos g.potencia (EUR)	Ingresos mercado diario (EUR)	Ingresos por restricciones (EUR)	Sobrecoste restricciones (EUR)	Importe por intradiarios (EUR)	Importe por rest. intradiarios (EUR)
Enero	172.058,8	22.826,8	58.405,0	94.698,3	18,7	7.854.375,92	650.443,91	532.744,52	4.310.670,21	2.667.568,51	2.362.609,20	410,21
Febrero	210.634,4	26.011,8	56.575,0	128.563,9	0	8.698.304,83	684.099,53	626.425,21	4.138.662,20	2.605.671,60	3.215.111,60	0
Marzo	228.908,2	25.572,8	61.495,0	142.804,1	-1,0	10.379.557,42	734.095,84	691.921,24	4.593.389,81	2.514.062,91	4.345.584,47	-28,64
Abril	200.850,2	68.006,9	25.180,0	106.207,2	0	6.694.743,97	664.609,56	1.591.034,07	1.762.892,80	1.119.369,80	2.559.575,98	0
Mayo	215.982,9	151.952,5	10.800,0	39.774,8	-1,5	6.346.086,92	723.734,90	3.733.453,52	420.984,00	123.330,75	1.051.662,36	-35,02
Junio (18)	133.897,0	25.911,9	32.670,0	66.645,5	0	5.225.634,8	0	537.305,5	2.482.931,0	1.392.916,2	1.856.286,2	0
Periodo	1.162.331,5	320.282,7	245.125,0	578.693,8	16,2	45.198.703,8	3.456.983,7	7.712.884,1	17.709.530,0	10.422.919,8	15.390.829,8	346,6
Fuente: Reelaboración CNC sobre cuadros de OMEL												
Nota 1: Las cantidades de sobrecoste son parte de los ingresos por RRTT												
Nota 2: Los totales incluyen los "procesos de operaciones técnicas del sistema" que no están desglosados en columna aparte, por lo que el total no es igual a la suma de parciales												

Venta de energía por mercado. San Roque 1. Datos de 2004



Ingresos por mercados. San Roque 1. Datos de 2004



En conjunto en el periodo de 1 de enero a 18 de junio de 2004, San Roque 1 hizo una entrega de energía al sistema de 1.162.331,50 MWh, con una producción media diaria en el entorno de los 7000 MWh y obtuvo unos ingresos de más de 45 millones de euros, incluidos 4 millones de ingresos por garantía de potencia.

Aproximadamente el 28% de la energía producida fue para el mercado diario, la mayor parte de ella entre el 21 de abril y el 31 de mayo, periodo

en el que como se ha recogido anteriormente San Roque 1 casa normalmente en el mercado diario con cantidades de energía importantes; el 21% en RRTT y el resto en intradiario y muy marginalmente en los procesos de operaciones técnicas del sistema.

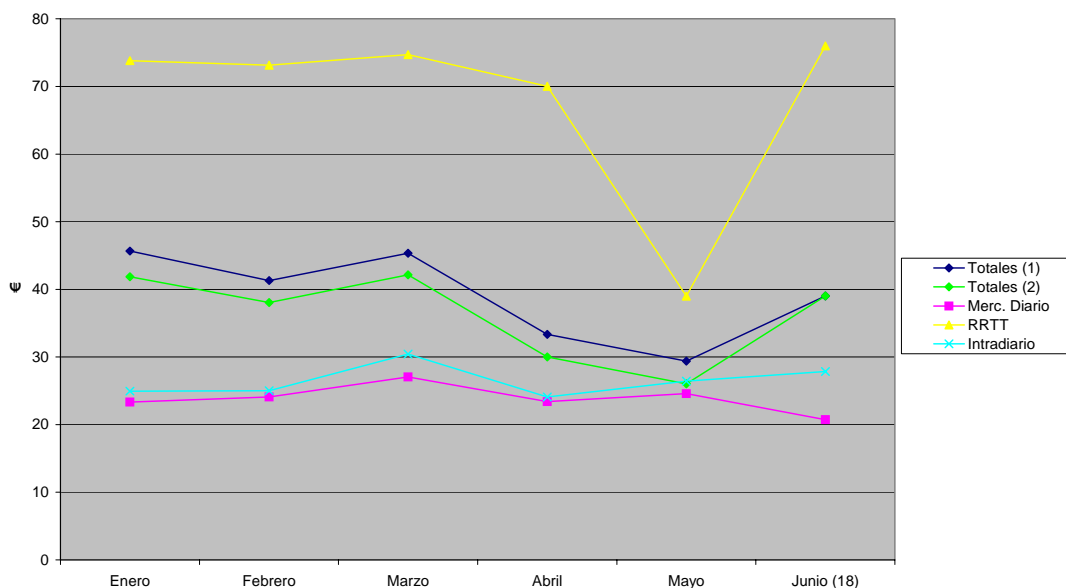
Según informe de la CNE el reparto global de energía entre mercados en 2004 fue un 88,6% en mercado diario y 11,4% en el mercado intradiario, siendo esta última cifra muy elevada porque hubo, según la CNE, desplazamientos de demanda del mercado diario al intradiario. En el año anterior la energía negociada en el mercado intradiario había sido del 3,5%.

Los ingresos percibidos por GAS NATURAL provienen en un 39% de RRTT (de los cuales un 23% del total de ingresos corresponde al sobre coste producido al sistema por RRTT), 34% del intradiario y sólo un 17% del mercado diario.

14. Esta distribución de producción entre mercados le ha permitido a GAS NATURAL obtener unos ingresos medios superiores al ingreso medio del mercado. En el cuadro y gráfico siguientes, elaborados por la CNC en base a los datos reemitidos por OMEL en su escrito de 11 de octubre de 2007 (folio 173), se recogen los ingresos medios mensuales y por mercados en euros por MWh:

INGRESOS MEDIOS MENSUALES. SAN ROQUE 1. EUROS					
	Totales (1)	Totales (2)	Merc. Diario	RRTT	Intradiario
Enero	45,65	41,87	23,34	73,81	24,95
Febrero	41,30	38,05	24,08	73,15	25,01
Marzo	45,34	42,14	27,06	74,70	30,43
Abril	33,33	30,02	23,40	70,01	24,10
Mayo	29,38	26,03	24,57	38,98	26,44
Junio (18)	39,03	39,03	20,74	76,00	27,85
Periodo	38,89	35,91	24,08	72,25	26,60
(1) Totales incluyendo los ingresos por garantía de potencia.					
(2) Totales excluyendo los ingresos por garantía de potencia.					
Elaboración: CNC					

Ingresos Medios por Mercado. San Roque 1. Datos de 2004



El ingreso medio de San Roque 1 fue de 3,5 c€/kWh, sin tener en cuenta la garantía de potencia, cuando la media del mercado diario era de 2,6 c€. Cuando ofertó y casó en el mercado diario los ingresos medios fueron muy inferiores, como puede apreciarse en los ingresos medios del mes de mayo.

15. Según los datos citados de OMEL, la central hermana en tecnología y antigüedad, San Roque 2, propiedad de ENDESA, que produjo fundamentalmente para el mercado diario, obtuvo ingresos medios inferiores, aunque también aportó energía para restricciones técnicas y obtuvo por ella precios superiores a los del mercado como se aprecian en el cuadro siguiente. Por otra parte recordar que ENDESA tenía derechos a los CTCs.

INGRESOS MEDIOS MENSUALES. SAN ROQUE 2. EUROS					
	Totales (1)	Totales (2)	Merc. Diario	RRTT	Intradiaario
Enero	34,38	30,58	27,04	39,77	21,73
Febrero	33,01	29,35	27,58	42,58	22,97
Marzo	36,46	32,29	31,53	49,68	1,74
Abril	31,09	26,41	24,66	39,97	23,15
Mayo	31,43	26,40	25,74	37,52	19,18
Junio (18)	31,42	31,42	29,69	38,98	13,88
Periodo	33,23	29,51	27,91	41,11	21,34
(1) Totales incluyendo los ingresos por garantía de potencia.					
(2) Totales excluyendo los ingresos por garantía de potencia.					
Elaboración: CNC					

16. En simulación realizada por REE sobre datos de OMEL (escrito de REE de 26 de noviembre de 2007, folio 195) si San Roque 1 hubiera realizado ofertas similares a las realizadas por San Roque 2, central de igual tecnología y antigüedad, la cantidad de energía total redespachada para

la solución de restricciones técnicas del periodo considerado se hubieran reducido un 75%, y por tanto el sobrecoste producido se hubiera reducido en igual medida. Este resultado proviene de una simulación a posteriori que como hace notar REE en su escrito de 12 de noviembre de 2007 (folio.193), no puede tener en cuenta el efecto de esta casación simulada en el mercado diario sobre los contratos bilaterales. No obstante, el porcentaje de contratación bilateral en el periodo fue inferior al 3% de la energía casada en el mercado diario según la propia REE.

17. La aparición de restricciones técnicas genera un doble sobrecoste al sistema de suministro de energía eléctrica. El primero de ellos, como ya se ha señalado en párrafos anteriores, se deriva del hecho de que la energía generada bajo el régimen de restricciones técnicas se remunera al precio de oferta, no al del diario, lo que hace que esa energía en concreto sea más cara que el resto, diferencia que deben pagar todos los demandantes de energía del mercado diario. Si la restricción se ha generado, además, como consecuencia de que centrales más eficientes que la última que ha casado en el mercado, y por lo tanto la que ha fijado el precio marginal, se han quedado fuera del mercado por voluntad propia, entonces el precio marginal que se está fijando, y al que se remunera toda la energía del sistema será más caro. Este segundo efecto, aunque requiera una compleja estimación para determinar su orden de magnitud, si signo tal y como se deriva del modelo, es positivo. No se disponen de estimaciones de este segundo efecto, pero sí del primero. Según datos de OMEL, a nivel agregado de todo el sistema, la aparición de restricciones técnicas durante 2004 supuso un impacto económico del 3% del precio final de la energía.

FUNDAMENTOS JURIDICOS

PRIMERA- El objeto de este expediente es analizar la conducta de GAS NATURAL, en concreto de su central San Roque 1, ubicada en la Zona Sur, durante el periodo de 1 de enero a 18 de junio de 2004, por si de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, y tal como le ha imputado el SDC en su informe-propuesta, dicha conducta fuera constitutiva de un abuso de posición de dominio en el mercado de suministro de electricidad y más concretamente en el mercado de solución de restricciones técnicas en la Zona Sur. El expediente sancionador ha sido incoado de oficio por el SDC, en base a la denuncia presentada por ENDESA.

SEGUNDA- El expediente se tramita y resuelve al amparo de la Ley 16/1989, de acuerdo con lo previsto en la Disposición Transitoria Primera de la nueva

Ley 15/2007, de 2 de julio, de Defensa de la Competencia, que en su número 1 dispone que los “procedimientos sancionadores en materias 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”.

TERCERA- El mercado de energía eléctrica es un mercado regulado y organizado, con un funcionamiento complejo, en el que se realizan los intercambios a través de un sistema institucional sometido a normas prolijas y complejas, en particular el procedimiento de resolución de restricciones técnicas. La Resolución de este Consejo (entonces Tribunal) de 28 de diciembre de 2006, en el expediente 602/05 VIESGO GENERACION, recoge en su fundamento TERCERO una descripción de dicho funcionamiento en el momento de los hechos que se transcribe a continuación por ser válida para el periodo ahora analizado, primer semestre de 2004, puesto que las modificaciones del sistema de resolución de restricciones técnicas que introduce el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre de 2004, no han sido efectivas hasta el mes de mayo de 2005.

“TERCERO.- El mercado eléctrico español es un mercado regulado y organizado, con un funcionamiento complejo, en el que se realizan los intercambios a través de un sistema institucional, por lo que, antes de analizar el comportamiento de la empresa en el mismo, parece oportuno describir las reglas que lo regían en el momento de los hechos, y en particular los mecanismos de solución de restricciones técnicas (RRTT).

1. Las normas fundamentales que regulaban en el momento de los hechos (con posterioridad se han introducido modificaciones, algunas de las cuales afectan al mecanismo de solución de restricciones técnicas), el funcionamiento del mercado eléctrico eran las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico rige, (BOE 28.11.1997).
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 27.12.1997).
- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997 (BOE 31.12.1997).
- Resolución de 5 de abril de 2001, Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueban las “Reglas de Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica” (BOE 20.04.2001).

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, recoge en su exposición de motivos que su fin básico es, “establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible,...”. Y añade que, “...en la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho de la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia”.

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico adjudica al “operador del mercado” las funciones de gestión económica del mercado de producción y al “operador del sistema” las funciones de la gestión técnica del sistema.

El mercado de producción de energía eléctrica se define como “el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía.”

2. El funcionamiento de la parte organizada del mercado de producción de energía eléctrica, en la que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, está recogida en el *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*, que establece las condiciones de acceso de los agentes; fija las normas básicas de funcionamiento, y crea la infraestructura institucional necesaria. Este Real Decreto atribuye a la *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad. S.A. (OMEL)*, las funciones del “operador del mercado”; y a *Red Eléctrica de España S.A. (REE)*, las funciones del “operador del sistema”. El Real Decreto entró en vigor el 1 de enero de 1998, y era la norma vigente en el momento de los hechos objeto de este expediente.
3. Las primeras “Reglas de Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica” se aprobaron en 1998, junto con el “Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica” cuyo objeto es la determinación de las funciones, responsabilidades, derechos y obligaciones que se derivan para los agentes del mercado, el operador del mercado y el operador del sistema en el mercado de producción de energía eléctrica. El Contrato de Adhesión se ha mantenido pero las Reglas de funcionamiento se han ido modificando, siendo las vigentes en el momento de los hechos las citadas en el punto 1, de 5 de abril de 2001.

4. De acuerdo con la normativa anterior, el mercado organizado (pool eléctrico) se estructura en “mercado diario de producción”, “mercado intradiario” y “mercado de servicios complementarios”. Además para resolver los problemas técnicos que se plantean para la cobertura de la demanda en cada punto, los operadores del mercado (OMEL Y REE) tras el mercado diario proceden al ajuste en la denominada solución de restricciones técnicas.
5. Las fases del mercado mayorista, que se desarrollan secuencialmente, son: el mercado diario, solución de restricciones técnicas, mercado intradiario, servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos. Aunque en principio se trata de sesiones independientes, la utilización de las mismas unidades de producción en ellas hace que exista una relación estrecha entre todas.
6. El mercado diario, que es el principal y básico, es aquél en el que los agentes, habilitados para ello, realizan las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y al suministro de energía para el día siguiente, distribuido por períodos de horas naturales.

Los operadores en el mercado de producción son:

- Como vendedores, los productores de electricidad (empresas generadoras) del régimen especial u ordinario, los comercializadores (que dispongan de energía adquirida a agentes externos o a productores del régimen especial) y los agentes externos (importaciones de electricidad).
- Como compradores, los distribuidores, los comercializadores (venta en el mercado liberalizado), los consumidores cualificados y los agentes externos (exportaciones de electricidad).

Los productores, agentes externos y consumidores cualificados pueden optar por acudir al mercado organizado o pool eléctrico, presentando ofertas económicas, o firmar y ejecutar contratos bilaterales físicos. Como contraprestación por ofertar al mercado organizado, a los productores se les retribuye en concepto de garantía de potencia (capacidad instalada disponible). Tienen derecho al cobro por este concepto los productores de energía eléctrica del régimen ordinario que estén obligados a presentar ofertas al mercado de producción siempre que acrediten un funcionamiento mínimo de cuatrocientas ochenta

horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga.

En este mercado organizado, el día anterior al de generación (día D-1), cada agente generador realiza sus ofertas de venta, en precio y cantidad para cada período horario y para cada unidad de generación. La agregación y ordenación según precios crecientes de todas las ofertas de venta configura la curva de oferta agregada del sistema. A su vez, los demandantes de energía eléctrica presentan sus ofertas de compra con expresión de un precio y de una cantidad de energía para cada período horario. De igual manera, la agregación de estas ofertas de compra forma la curva de demanda agregada del mercado.

No nos vamos a extender en el tipo de ofertas económicas que los vendedores pueden presentar al mercado diario, sólo mencionar que éstas pueden ser “ofertas simples” u “ofertas complejas”, siendo estas últimas aquellas que incorporan unas condiciones adicionales al precio y cantidad ofrecida que deberán ser tenidas en cuenta en la casación, y que pueden ser la obtención de unos ingresos mínimos en el día, por debajo de los cuales no se acepta la casación, o la no divisibilidad de la oferta realizada u otras condiciones técnicas.

El “operador de mercado” cerrado el plazo de presentación de ofertas de venta y de compra de energía, procede a la casación por períodos de programación, para cada una de las 24 horas del día siguiente (día D), partiendo de la oferta más barata hasta cubrir la demanda. La casación, realizada mediante un proceso de iteración que tiene en cuenta distintas condiciones y situaciones, da como resultado el precio marginal para cada período horario de programación y la energía que corresponde a cada unidad de producción y de adquisición.

Una vez realizada la casación el “operador del mercado” comunicará el resultado al “operador del sistema” y a los agentes que hayan intervenido en el mercado, hubieran casado o no, y una vez incorporada la energía procedente de los contratos bilaterales físicos nacionales y los internacionales suscritos por REE, se determina el denominado “programa diario base de funcionamiento” (PDBF) (ver Resolución de 5 de abril Regla 10).

Conocido el PDBF el “operador del sistema” (REE) evaluará si se respetan los requisitos de seguridad y fiabilidad del suministro y determinará las “restricciones técnicas” que puedan afectar a su ejecución.

7. El propio Real Decreto 2019/1997 define en su artículo 12 que se entiende por restricciones técnicas, siendo la definición vigente en el momento de los hechos (modificada en 2004 por el RD 2351/2004) de este expediente la siguiente:

“cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad que se determinen reglamentariamente y a través de los procedimientos de operación”.

La resolución de las restricciones técnicas está encomendada a los dos operadores y para ello prevé el Real Decreto que el operador del sistema, REE, *“acordará con el operador del mercado (OMEL) la retirada de la casación de las ofertas de venta que sean precisas y la entrada de otras ofertas presentadas en dicha sesión, respetando el orden de precedencia económica. Las unidades de producción que hubieran de entrar en funcionamiento como consecuencia de las citadas restricciones técnicas percibirán por su energía la retribución que corresponda por la oferta que hubieran presentado para aquellos períodos de programación en que funcionen.*

Y la Resolución de 5 de abril dice que, *“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.*

La resolución del problema de restricciones técnicas se lleva a cabo por tanto a través de un procedimiento acordado entre el Operador del Sistema y el Operador del Mercado. Este procedimiento presenta, entre otras, las siguientes características:

- Las unidades que participan en la solución de restricciones técnicas son las de producción.
- La retirada o entrada de ofertas sobre el PDBF se hace sobre la base de las ofertas presentadas al mercado diario. Por tanto, se utiliza la misma oferta para determinar la casación del mercado diario y para solventar las restricciones técnicas que aparezcan.
- El procedimiento está dividido en dos fases, en función del operador que las lleva a cabo.

1º El Operador del Sistema, recibido el PDBF del operador del mercado, determina la energía que es necesario retirar o incorporar para resolver las restricciones y envía al Operador del Mercado las unidades de producción cuyas producciones tengan que ser incorporadas o retiradas de la casación y las unidades de producción que tengan limitada la capacidad de ser modificadas del PDBF.

2º El Operador del Mercado, a continuación procede a retirar e incorporar las ofertas señaladas por el Operador del Sistema y a modificar el resultado de la casación hora por hora, de forma que se respete el equilibrio entre producción y demanda de energía en todas las horas, de conformidad con la información enviada por el operador del sistema.

La resultante de esta actuación será el “programa diario viable” (PDV). (Ver Resolución 5 de abril de 2001, Regla 11).

Dado su relevancia para el expediente se destaca que, en el momento de los hechos, para resolver las restricciones técnicas, los dos operadores, el del mercado y el del sistema, de común acuerdo, debían recurrir a las ofertas presentadas en el mercado diario por orden de precedencia económica empezando por las ofertas más bajas, y retribuirlas al precio que habían ofertado al diario. Por tanto aunque la sesión del mercado de restricciones técnicas es independiente de la del mercado diario existía una fuerte relación entre ambas, pues se trataba de los mismos agentes y las mismas ofertas. Posteriormente se ha modificado la sistemática de la resolución de las restricciones técnicas, realizándose ahora ofertas específicas para el mercado de restricciones

técnicas distintas de las del diario. (Ver Reales Decretos 2351/2004, de 23 de diciembre y 1454/2005, de 2 de diciembre).

8. Cuestión importante a los efectos del expediente es la retribución que reciben las unidades implicadas en el ajuste de solución de restricciones:

- 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 para resolver las restricciones técnicas son remuneradas al precio de su oferta más elevada al mercado diario y no al precio marginal resultado de la casación. Se les retribuye por el precio de la oferta, 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 sobrecoste, que es satisfecho por todos los compradores del mercado diario y por aquellos que adquieran energía a través de los contratos bilaterales físicos, proporcionalmente a la energía eléctrica casada en el mercado diario o comunicada, en el caso de contratos bilaterales físicos.

9. Una vez determinado el PDV, se abre la fase del mercado intradiario, un mercado de ajustes sobre el PDV al que pueden acudir, como demandantes y oferentes, las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos que tengan la condición. El resultado de cada sesión del mercado intradiario es el Programa Horario Final, (en adelante, PHF).

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

Importa recoger aquí algunos de las previsiones normativas de la Resolución de 5 de abril de 2001, sobre información disponible en el sistema y en el mercado en el momento de los hechos:

Regla 11.- “A efectos de información, el operador del sistema, de forma actualizada y permanente, y en cualquier caso con carácter previo a la casación del mercado diario, pondrá a disposición de cada uno de los agentes la información sobre la situación del sistema de generación-transporte correspondiente a sus unidades de producción o adquisición, señalando aquellas situaciones susceptibles de crear restricciones, de conformidad con las Normas de Procedimientos de operación correspondientes. Dicha información sobre la situación del sistema generación-transporte se pondrá simultáneamente a disposición del operador del mercado en su totalidad. Asimismo, el operador del sistema pondrá a disposición de los agentes y del operador del mercado, de forma actualizada permanentemente, la información sobre la capacidad máxima de intercambio de energía en cada dirección con cada uno de los sistemas eléctricos...”

Regla 24: “Comunicación a los agentes del mercado de las informaciones relativas a sus unidades de producción o adquisición, que el operador del sistema haya puesto de manifiesto al operador del mercado, sobre el estado de la red, de la disponibilidad de sus unidades de producción y situación de la posibles restricciones técnicas, antes de inicio de la sesión de contratación.

Asimismo es relevante recoger que cuando en 2004 se modifica el procedimiento de restricciones técnicas por Real Decreto 2351/2004, en el anexo que recoge el nuevo procedimiento introduce una disposición dando poderes para un adecuado seguimiento y control de las actuaciones para evitar problemas de competencia cuando dice, en su punto Octavo que “... la Comisión Nacional de la Energía, en el ejercicio de la función podrá solicitar la información que considere necesaria. Cuando detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia

lo pondrá en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia, y aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos”.

En todo caso recordar aquí que, con las normas vigentes en el momento de los hechos, el agente que no casaba su energía en el mercado por ser su precio superior al precio de casación, si era llamado a resolver restricciones técnicas, por la energía que aportase para resolver las restricciones era remunerado al precio de su oferta al mercado diario.

CUARTO.- La Dirección de Investigación (entonces Servicio de Defensa de la Competencia) imputa a GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A., la comisión de una infracción del artículo 6 de la LDC, *“consistente en abusar de su posición de dominio en el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas en la Zona Sur mediante la formulación de ofertas a precios en los días siguientes:*

- *7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 28, 29 y 30 de enero.*
- *2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 26 y 27 de febrero.*
- *1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 23, 24, 25, 26, 29, 30 y 31 de marzo.*
- *1, 2, 6, 14 y 15 de abril.*
- *2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17 y 18 de junio de 2004.”*

El SDC fundamenta la existencia de abuso de posición de dominio durante esos 76 días en que, 1º) GAS NATURAL, en determinadas circunstancias que se daban esos días, gozaba de posición de dominio en la Zona Sur y podía comportarse de manera independiente de sus competidores y producir energía en el mercado de restricciones técnicas de la Zona Sur; 2º) esta situación le permitía que autoexcluyéndose del Mercado Diario mediante la presentación de ofertas muy elevadas de San Roque 1, que eran de imposible casación, pudiese después generar igualmente al ser programada en restricciones técnicas, pero siendo entonces remunerada al precio más elevado de su oferta al diario y completar su producción con ventas en el mercado intradiario; y 3º) esta conducta de autoexcluirse le reporta beneficios extraordinarios, al recibir no el precio del mercado diario sino el precio de su oferta, más elevado que el del diario, lo que supone un coste extra para el sistema que tiene que pagar la energía a precios superiores a los de mercado.

Según el SDC puede asegurarse que GAS NATURAL gozaba de posición de dominio cuando se daban dos circunstancias acumulativas:

- a) GAS NATURAL sabía que si su central San Roque 1 no casaba en el diario, se producirían restricciones técnicas en la Zona Sur.
- b) GAS NATURAL sabía que si se producían restricciones técnicas San Roque 1 sería programada para resolverlas.

El SDC considera acreditada la posición de dominio de GAS NATURAL en la Zona Sur en esos días porque en determinadas condiciones en que la demanda nacional superaba los 645.000 MWh eran necesario como mínimo, que estuvieran en funcionamiento 3 centrales de la zona para cubrir la demanda y de no ser así se producirían restricciones técnicas, (ver apartado 6 de los HECHOS PROBADOS). Dada la oferta de la zona en ese periodo, una central de carbón de ENDESA, dos de ciclo combinado, de ENDESA y de GAS NATURAL y las dos centrales de fuel, de costes más elevados, de VIESGO, y dado el orden de mérito para casar en el mercado diario de las mismas, GAS NATURAL sabía que con esa alta demanda nacional, si su central San Roque 1 no casaba en el diario se producirían restricciones técnicas porque las dos centrales de VIESGO, menos eficientes, no iban a casar en el mercado diario en ningún caso.

Y, según el Servicio, también está acreditado que GAS NATURAL sabía que, en esa situación de alta demanda, si se producían las restricciones técnicas iba a ser llamada para resolverlas siempre que su oferta al diario no fuera superior a 8 c€/kWh. El razonamiento del Servicio para considerar acreditado la posición de dominio por debajo de 8 c€ se basa en que el resto de centrales en funcionamiento en la zona, Algeciras 1 y 2, pertenecientes a VIESGO, tienen mayores costes de generación. No entra el Servicio sin embargo a valorar los costes de dichas centrales, porque considera que lo relevante para definir la posición de dominio es la existencia o no de presión competitiva y considera *evidente* que en el periodo imputado VIESGO no ejercía presión competitiva sobre GAS NATURAL en la Zona Sur.

Una vez que el Servicio considera acreditada la posición de dominio analiza los costes revelados y los precios de mercado (HP 17) y concluye que los costes de San Roque 1 no justifican la autoexclusión que ha realizado al ofertar al diario con precios elevados.

Finalmente el SDC examina si los precios son excesivos comparando los precios ofertados al diario por San Roque 1, entre 7,4 y 7,8 c€/kWh, con sus costes para una producción a plena carga, que según estimaciones se situarían entre 2,5 y 2,7 c€/kWh, concluyendo el Servicio que “es *indudable que los precios de las ofertas fueron excesivos*”.

QUINTO.- Las alegaciones presentadas por GAS NATURAL en los distintos trámites ante este Consejo, valoración de prueba (el 21 de diciembre de 2007, folio 213), Conclusiones, (el 3 de enero de 2008, folio 285) se resumen a continuación.

Respecto a la definición de mercado, no rebate la existencia de un mercado de restricciones técnicas y reconoce que las restricciones técnicas “*producen alteraciones en el despacho económico de la generación debido a problemas técnicos locales o zonales*”, pero hace la distinción entre el agente capaz de provocar las restricciones con su comportamiento en el mercado diario y el que, como GAS NATURAL, se encuentra esa situación de restricciones como un hecho dado, y argumenta sobre la situación de empresa generadora de energía con una única tecnología, la CCGT, que al no contar con un parque de generación amplio que incluya un mix de tecnologías no obtiene ventajas en realizar determinadas estrategias en el mercado diario, como hacen las generadoras con varias tecnologías y que además son comercializadoras.

Sobre la acreditación de la posición de dominio de GNE rebate extensamente el cumplimiento de las dos condiciones que dice el Servicio son exigibles para acreditar la existencia de una posición de dominio. Para la primera, relativa al conocimiento cierto por parte de GNE de la existencia de restricciones técnicas, argumenta que en el informe del SDC no se dice que GNE pueda provocar las restricciones técnicas en la Zona Sur, sino que puede anticiparlas con un margen de error mínimo sobre la base de un modelo de predicción, y pone en entredicho la fiabilidad del modelo empleado para las predicciones con la aportación de un informe técnico. Respecto a la segunda condición, el conocimiento por parte de GAS NATURAL de que existiendo restricciones técnicas, sería llamada a resolverlas, alega que el criterio utilizado por el SDC para demostrar la independencia de comportamiento no tiene en cuenta los precedentes recientes del Tribunal y es contradictorio con el criterio utilizado por el propio Servicio para la misma central y zona en periodos distintos, anterior y posterior al ahora analizado, en que sobreseyó sendos expedientes que había incoado. En concreto, se remite al contenido del acuerdo de sobreseimiento del expediente 2559/04, relativo a la conducta de GNE en el segundo semestre de 2003, alegando que con un comportamiento idéntico, en la misma zona y con los mismos agentes en el

mercado, habiendo ofertado GAS NATURAL a precios iguales o superiores y con una composición del parque de generación de la Zona Sur idéntico al del primer semestre de 2004, el Servicio en ese caso llega a la conclusión de que GNE *“no sabía de antemano y con certeza que su central iba a ser llamada, bien porque las demás ya hubieran sido empleadas o bien porque estaba en mejores condiciones de resolver las restricciones”* y sobresee el expediente.

En relación con el abuso por precios excesivos, GAS NATURAL realiza una argumentación rebatiendo los criterios que aplica el SDC para calificar de excesivos los precios para después presentar argumentos de justificación objetiva de la conducta de GAS NATURAL. Alega que el Servicio equipara los precios en competencia a los costes variables medios y al imputar a la central lo que está haciendo es considerar que debería ofertar siempre conforme a su coste variable de funcionamiento, al margen de la existencia o no de poder de mercado. Para rebatir dicha posición remite un estudio de una consultora económica en el que se argumenta que en un mercado de generación de energía eléctrica en el que los agentes ofertan a sus precios marginales, las empresas no recuperan necesariamente sus costes fijos, dado que, añaden, es incierto que los pagos por garantía de potencia permitan recuperar los costes fijos. Considera que no existe precedente de imputar abuso por ofertar a precios por encima de los costes variables y explicita que los criterios que deben cumplir según la doctrina son que el precio excesivo sea “significativo” y “persistente” en el tiempo. Justifica el comportamiento de GAS NATURAL en el tamaño como operador eléctrico y en las características objetivas de la central San Roque 1: Como operador eléctrico reitera que es un generador con solo dos centrales, ambas de la misma tecnología y sin capacidad alguna para optimizar estrategias de gestión en cartera como hacen los operadores que son generadores con un amplio espectro de generación y que son al mismo tiempo comercializadores. Respecto a San Roque 1 y sus condiciones objetivas informa que se trata de una central nueva y por tanto sin amortizar, que no tiene derecho al cobro de los costes de transición a la competencia (CTCs); es una central CCGT, tecnología que era marginal para casar en el mercado y que, de casar al precio marginal, debe tener en cuenta el riesgo de caer en el proceso de recuadre por restricciones técnicas y ser excluida de generación. Por último, considera que dado el concepto de posición de dominio utilizado debe acreditarse la existencia de elemento intencional que conecte dominio con abuso.

Finalmente alega que la conducta no ha tenido ningún efecto sobre el grado de competencia y el bienestar de los consumidores y rebate el cálculo de costes directos -exceso de ingresos de la cantidad vendida en restricciones- y costes indirectos -exceso de coste por precios en el diario más elevados al

ser otras centrales, más caras, las que marcaron el marginal del mercado que realiza el SDC en su informe propuesta. Insiste en la alegación de que GAS NATURAL no está imputada de retirar energía del mercado y que por tanto no se le puede hacer responsable del incremento de precios del diario y de los efectos indirectos.

En la comparecencia de GAS NATURAL de 8 de febrero de 2008, que tuvo lugar en el trámite de Diligencias para mejor proveer, la representante de GAS NATURAL responsable de las ofertas al mercado en el momento de los hechos explicó que las ofertas al mercado diario de San Roque 1 eran estables, teniendo en cuenta el riesgo de funcionar a baja carga y en los costes incurridos, costes de combustible, más la amortización de la planta de reciente construcción y la tasa de retorno. En breve extracto se puede resumir:

- Las ofertas al diario las hacen el día D-2 y conocen el resultado el día D-1 a las 10h. de la mañana. Tras los procesos de ajustes de los operadores del mercado y del sistema conocen el programa de restricciones técnicas a las 16 horas del día D-1 y a partir de ese momento se inician las sesiones, seis, de los mercados intradiarios, en que a diferencia del mercado diario es potestativo ofertar. Dice que corren riesgos al ofertar al intradiario porque no hay demanda, es un mercado pequeño.
- Explica que el mercado diario en ese periodo tenía precios artificialmente bajos, resultado de estrategias (manipulación) de los operadores dominantes. En todo caso, si hubiera casado sería central marginal con riesgo de ser excluida del mercado por recuadre. Y el funcionamiento de la central CCGT en restricciones técnicas, a mínimo técnico, le penaliza doblemente, reduce su rendimiento y envejece la planta.
- GAS NATURAL no tenía derecho a CTCs, por tanto, el precio anormalmente bajo en ese periodo y muy por debajo del precio que aseguran los CTCs (3,6 c€/kWh), no podían compensarlo con el cobro de estos. La central era nueva y no estaba amortizada.
- Los precios de mercado (entre 2,3 y 2,6 c€/kWh) eran *próximos* a su coste de combustible y la garantía de potencia no le cubría la recuperación de costes fijos, de las inversiones. Dice que les *gustaría*

funcionar en mercado diario, para producción normal a toda carga, a precios de 44, 45 o 46 €/MWh. Teniendo en cuenta los riesgos de no producir normalmente, la amortización y la tasa de retorno de las inversiones que les pedían, le lleva a un precio de oferta de 76 o 77 €/MWh.

- Sus ofertas al diario son estables. Las horas que casaban en el diario era por la utilización del programa de “parada en rampa” para parar de forma técnicamente factible. Las ofertas elevadas 180 € dice se deben a que cuando estaban en reparación para evitar decir que estaban indisponibles, lo que les haría perder la garantía de potencia, realizaban una oferta instrumental permitida por el sistema. Las ofertas a precio cero de finales de abril y mayo dice se deben a que la planta estaba en revisión técnica lo que exigía que estuviera en funcionamiento de forma continuada.
- Respecto a la reducción de los precios de oferta a partir de junio de 2004, tras la entrada de nuevos operadores en la zona, dice que se hace a costa de una recuperación menor de costes fijos y teniendo en cuenta *la presión competitiva* de la nueva oferta. En este punto conviene señalar que tal afirmación resulta de la respuesta dada a la pregunta de la Consejera Ponente sobre el cambio de conducta a partir de junio de 2004 [minutos 41,50 a 42, 35 de la grabación], (esta respuesta está en la versión confidencial de la transcripción de la grabación pero al ser conocida y generada por la propia imputada GNE puede ser considerada a efectos inculpatórios). Asimismo, se hizo referencia a esta afirmación, en términos similares, en la respuesta que fue objeto de subsanación por no quedar grabada por un fallo técnico [minutos 1:10:07 a 1:11:28].

Sobre esta subsanación es necesario hacer algunas precisiones. En primer lugar, dicha subsanación se hizo mediante un acuerdo del Consejo (folio 542), haciendo constar el hecho de que la totalidad de los miembros del Consejo, así como el Secretario del mismo, funcionario encargado de dar fe de lo acontecido, recordaban perfectamente su respuesta. El acuerdo fue notificado a las partes para alegaciones, con la finalidad de que manifestaran cualquier alegación que fuera de su interés acerca de esta circunstancia. Sorpresivamente la representación de GNE presentó un escrito en el que, extralimitándose de cuanto resultaría aconsejable en el ejercicio de su derecho de defensa, se dedicó, ni más ni menos, que a acusar a este Consejo de “inventar una prueba”. No resulta procedente dejarse

arrastrar por unos términos y un contenido que, en cualquier caso, sólo descalifican a quien los utiliza, pero sí resulta necesario resaltar algunas cuestiones. Este Consejo actúa con la imparcialidad y la interdicción de la arbitrariedad a que viene obligado, y en ningún caso ha procedido a inventar pruebas. Además, el propio escrito se descalifica por sí sólo, no ya por no aportar, como sería razonable, la versión de la respuesta que presenciaron, sino también por la agresividad que pone de manifiesto, sin duda motivada sobre todo porque su autor es consciente de que la respuesta subsanada de la compareciente evidencia la realidad de que la entrada en funcionamiento de dos centrales en la zona provocó una presión competitiva para GAS NATURAL. No vale tampoco para sustentar la nulidad del acuerdo de subsanación la cita del Acuerdo de los Magistrados de las Secciones Penales de la Audiencia Provincial de Madrid porque el mismo se refiere a la valoración de pruebas por un órgano distinto del que las practicó, porque, lógicamente, el principio de inmediación impide que el órgano revisor ante el que no se practicó la prueba pueda valorarla si no hay acta o soporte en el que se haya reproducido.

Pero, dado que en su escrito GNE no invoca otra versión de la respuesta, cabría preguntarse si la respuesta podría haber sido otra, y la respuesta resulta obviamente negativa. Que aparezcan nuevos entrantes siempre supone una presión competitiva, ¿o acaso también quiere negar eso GNE?; por otra parte, de los propios datos obrantes en el expediente se pone de manifiesto que la actuación de GNE al realizar ofertas al mercado diario varía a partir del mes de junio de 2004, que es el momento en el que las dos centrales, Campo de Gibraltar 10 y 20, entran en funcionamiento, reduciendo sensiblemente el precio de sus ofertas. Y ello se debe, sin duda, a la existencia de una presión competitiva, como cualquiera puede comprender.

Por todo lo anterior, resulta que, teniendo en cuenta el resultado de las pruebas practicadas y en especial la primera respuesta antes referida [minutos 41,50 a 42, 35 de la grabación] y con independencia de la respuesta subsanada y su valor probatorio, se ha de considerar probado que hubo un cambio de conducta a partir de junio de 2004 por la existencia de una presión competitiva derivada de la entrada en funcionamiento de nuevas centrales de producción, que obligó a reducir la recuperación de costes a GNE.

En escrito de 31 de marzo de 2008 (folio 525), en el marco de la Diligencia para mejor proveer GAS NATURAL alega lo siguiente:

- Que no se podrá utilizar la información aportada por VIESGO declarada confidencial.
- Remitiéndose a la respuesta de OMEL (HP 16), reitera la necesidad de tener en cuenta el riesgo de ser excluido del mercado por los procesos de recuadre del operador del sistema al ser una central marginal, cuando además los precios del mercado estaban anormalmente bajos y no cubrían el coste de combustible. Reitera la condición de GAS NATURAL de operador con solo una tecnología y el riesgo que incurría en no cubrir costes variables y niega que pueda imputarse poder de mercado por el solo hecho de haber ofertado a precios por encima de sus costes variables medios.
- Remitiéndose a la difusión de la información por OMEL reitera que GAS NATURAL no podía conocer ni anticipar ni el precio del mercado diario, ni las ofertas de sus competidores, en particular las de VIESGO.
- Marca las diferencias con otros expedientes similares en relación con la posición de dominio, y reiteran que existe gran diferencia entre poder producir restricciones y poder predecirlas, y dice en concreto *“si GAS NATURAL pudiera producir voluntariamente las restricciones técnicas con su comportamiento, no hay necesidad alguna de intentar probar que sabía con certeza que se iban a producir”*.
- Que GNE no podía saber que iba a ser llamada a resolver restricciones técnicas, no podía saber con antelación que era necesaria puesto que sólo unos pocos días se dan las restricciones tipo I y se remite a la respuesta de REE. Niega por tanto la capacidad de predicción de GNE de conocer con anticipación que sería necesaria para resolver las restricciones técnicas y más aún niega poder conocer con certeza que sería suficiente para resolverlas. Dice que deben considerarse hechos probados que GNE no podía anticipar, *a) el precio del mercado diario; b) los términos de las ofertas de sus competidores de zona; c) si existirían o no restricciones técnicas en la zona según los criterios de REE; d) si San Roque 1 sería necesaria para resolver restricciones ni, finalmente e) si San Roque 1, sería además, suficiente para resolver las restricciones.*

- Reitera la estabilidad de la ofertas de GNE, que dice no alteró su comportamiento respecto al año anterior, y que muestra que *“no modifica su comportamiento por razones que no tengan que ver con sus características objetivas y con el grado de incertidumbre y riesgo que le representa su participación en el mercado...”*. Y ese comportamiento es idéntico en los días de restricción *tipo 1* que en los de *tipo 2*. *Por tanto la conducta de GNE es consistente con su (des)conocimiento de la ocurrencia de restricciones y de la posibilidad de tener que ser asignada a su resolución.*

- Y, añade, cuando ha habido variaciones en el comportamiento GNE ha dado respuesta a todas las dudas, por ejemplo al comportamiento tras la revisión de la turbina y la *“imposibilidad de internalizar todos los riesgos en su oferta una vez que otras nuevas centrales se instalan en la zona”*, lo que según GNE demuestra que su situación dista mucho de representar una posición de dominio.

- Remitiéndose a la declaración de su representante en el trámite de Diligencia para mejor proveer, alega que GNE no tiene posición de dominio, que no era capaz de desplazarse a voluntad entre mercados, y que tiene derecho de formular sus ofertas al mercado teniendo en cuenta la totalidad de los costes y los riesgos que afrontaba.

- Finalmente reitera la situación anómala del mercado en ese momento y dice que el precio del mercado diario no era el de un mercado libre sino *“el punto de equilibrio entre los intereses regulatorios y económicos del dúo polio incumbente”*, y que exigir que las ofertas de los nuevos entrantes se limiten a la recuperación de los costes variables es *“dar un mensaje muy negativo a los entrantes en uno de los mercados de liberalización más compleja y con barreras de entrada más inexpugnables”*.

SEXTO.- En el apartado HECHOS PROBADOS se recoge la situación de la zona eléctrica delimitada por REE como Zona Sur, el comportamiento de GAS NATURAL en la misma y los efectos en el mercado de energía eléctrica, y en el epígrafe cuarto de esta sección de Fundamentos de Derecho la imputación del SDC en su informe propuesta.

Compete ahora al Consejo de la CNC valorar la conducta de GAS NATURAL en el mercado de energía eléctrica, a la luz de las disposiciones de la LDC y en particular de su artículo 6, que prohíbe la explotación abusiva por una (o varias) empresas de su posición de dominio. Este artículo en su punto 2

recoge algunas de las posibles conductas en que se puede concretar dicho abuso, entre las que menciona expresamente la imposición, de forma directa o indirecta, de precios no equitativos y la limitación de la producción o distribución en perjuicio de los consumidores. Procede por tanto analizar si se han dado los supuestos que permitan calificar la conducta como abusiva a los efectos del artículo 6 de la LDC (Ley 16/1989), y para ello en primer lugar debemos acotar el mercado en que se ha producido la conducta para analizar si en dicho mercado GAS NATURAL goza de posición de dominio. Y, acreditada en su caso la posición de dominio, analizar si se cumplen los requisitos para la calificación de la conducta como un abuso de los comprendidos en el artículo 6 de la LDC.

A) MERCADO RELEVANTE

SÉPTIMO.- El mercado relevante en el que debe delimitarse la existencia de posición de dominio de la empresa, ha sido definido por la Dirección de Investigación (antes Servicio) como *“el mercado de suministro de energía eléctrica en un contexto de restricciones técnicas en la Zona Sur”*, y este Consejo comparte esta definición.

Las características de la electricidad (no almacenable, sin sustitutivos cercanos, transportada en red) hacen que por lo que se refiere al producto, no sea sustituible la energía eléctrica que se negocia en el “pool eléctrico” con la que se demanda por el operador del sistema para la resolución de las restricciones técnicas detectadas. Y esta delimitación de mercado viene a ser confirmada, si fuera necesario, por el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, en vigor desde mayo de 2005, que define una oferta para restricciones técnicas distinta y diferenciada -en cantidades y precio- de la del mercado diario.

Este Consejo ha tenido oportunidad de pronunciarse en distintas ocasiones sobre el tema. Recientemente en las Resoluciones de 28 de diciembre de 2006 y 8 de marzo de 2007, en los expedientes 602/2005 VIESGO GENERACION y 601/05 IBERDROLA CASTELLON, sobre la especificidad de los mercados de energía eléctrica y como su funcionamiento temporal secuencial hace que se configuren como mercados de productos separados, el mercado diario, el mercado de RRTT y el mercado intradiario.

Por lo que se refiere al mercado geográfico, la situación y las condiciones de la red tiene como consecuencia que dentro del territorio peninsular, (que es el

definido tanto por la Comisión Europea como por este Tribunal como el mercado de la electricidad) se conformen íslas eléctricas en cuyas zonas sólo las empresas de la propia zona pueden resolver las restricciones técnicas que se planteen y que conforman a estos efectos el mercado relevante.

El TDC en su Informe C 60/00 se refiere a este mercado cuando dice, “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.”

En una situación teórica de funcionamiento del mercado de la energía, con redes con capacidad ilimitada de transporte de energía eléctrica entre todos los puntos de la península -o del continente-, el mercado sería peninsular o europeo, y no habría restricciones técnicas o, de producirse, podrían resolverse con la energía casada en el mercado y al precio de mercado. No es ésta la situación real, ya que el desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico español han evidenciado que en determinadas zonas de la España peninsular se producen en ciertos momentos un déficit de energía respecto a la demanda que se está realizando. Estos problemas se deben bien a un desarrollo deficiente de la infraestructura, tanto de transporte o de capacidad de generación instalada, a fallos fortuitos en el sistema, o a conductas que provocan artificialmente ese déficit, al retirar intencionadamente capacidad de generación del sistema. Estos déficits temporales crean la necesidad de diseñar un sistema de solución de restricciones que asegure la cobertura de la demanda en cada punto geográfico y en cada momento, sistema de seguridad que lógicamente implica un coste. Ciertamente la aparición de restricciones técnicas es inherente a todo sistema de suministro de energía eléctrica que no sólo requiere de la coincidencia instantánea de demanda y oferta, sino del uso imprescindible de una red física de transporte en la que además se deben cumplir ciertas leyes de la física para que dicho transporte funcione. Pero no puede confundirse, ni utilizarse como excusa, la realidad técnica que subyace en este tipo de problemas y su regulación económica,

con el hecho de que estas situaciones pueden verse favorecidas, o incluso provocadas con ciertas conductas de los agentes que se aprovechan de las mismas en detrimento y perjuicio de todo el sistema y de los consumidores finales de energía que deben pagar precios más elevados.

La Comisión Europea, en su Informe Final, (SEC(2006)1724, 10 enero 2007), tras la investigación llevada a cabo en el sector eléctrico, en el apartado II.1.2 “Mercado relevante”, se refiere a esta delimitación local de los mercados geográficos eléctricos cuando dice que aunque la mayor parte son de ámbito nacional -debido a las barreras entre países- pueden ser inferiores o más amplios. En concreto dice, que son de ámbito inferior cuando se dan segmentaciones en los mercados nacionales producidas por congestiones de la red de suministro, como es el caso de las restricciones técnicas, en particular cuando un operador es indispensable para cubrir la demanda (demanda residual).

Pero además la delimitación de mercado local para la Zona Sur en el caso que nos ocupa ha quedado reafirmada sin ningún género de duda por el operador del sistema, REE, que en su escrito de 28 de febrero de 2006, (folio 241 vlt) dice que *“en el periodo solicitado no fueron utilizados otros grupos externos a los considerados pertenecientes a la Zona Sur para resolver las restricciones técnicas que aparecieron en la zona”*.

Por tanto este Consejo se reafirma en la definición del mercado relevante local de restricciones técnicas en que operaba la central San Roque 1 realizada por el Servicio, sin perjuicio de que este mercado se constituya como tal en una fase temporal posterior del propio mercado diario, e íntimamente relacionado con él. El mercado de restricciones guarda una estrecha relación con el mercado mayorista peninsular de la energía eléctrica. Ambos mercados, (junto con otros como el intradiario) sirven al mismo fin de satisfacer la demanda de energía en la Península y hay operadores eléctricos que pueden participar en uno o en otro. Lo cual no impide que las condiciones de mercado y, en particular, de oferta, sean distintas entre sí.

B) POSICION DE DOMINIO

OCTAVO.- Una vez determinado el mercado afectado es necesario analizar si, tal como exige el artículo 6 de la LDC para su aplicación, ha quedado acreditado que en dicho mercado y para los días imputados GAS NATURAL gozaba de posición de dominio.

No existe en las normas de competencia definición expresa de lo que debe entenderse por posición de dominio por lo que es necesario acudir a la jurisprudencia y a la doctrina de las autoridades de competencia para configurar el concepto. Y es importante porque es un aspecto instrumental, una condición previa, para poder aplicar la infracción por abuso tipificada en las normas de competencia.

La doctrina del TJCE (Sentencias United Brands, Hoffmann-La Roche C 85/76, etc.), define la posición dominio como:

“Aquella posición de poder económico de la que disfruta un operador y que le permite obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado relevante al proporcionarle el poder de comportarse, en una apreciable medida, con independencia de sus competidores de sus clientes y, en definitiva, de los consumidores. Esto no impide que exista una determinada competencia en ese mercado pero permite a la empresa que disfruta de ese poder, sino determinar, al menos tener una amplia influencia en las condiciones de competencia, y en cualquier caso actuar sin tener en cuenta la conducta de sus competidores”.

Y la sentencia United Brands añade en el párrafo 66: *“En general una posición dominante deriva de la combinación de varios factores que, tomados separadamente, no son necesariamente determinantes”.* Y posteriormente, en el párrafo 67: *“para saber si UBC es una empresa con posición de dominio en el mercado relevante, es necesario, primero de todo, examinar su estructura y después la situación competencial en el mercado”.*

Por tanto para analizar si existe posición de dominio es necesario tener en cuenta múltiples factores y no solo la cuota de mercado, aunque es cierto que jurisprudencia posterior da un papel importante a la cuota a la hora de demostrar la posición dominio (Sentencia HOFFMAN-LA ROCHE versus COMISIÓN, de 13 de febrero de 1979, asunto 85/76).

Como ya se ha explicado en un Fundamento de Derecho anterior, el mercado regulado de energía eléctrica tiene unas características particulares y es en el marco de ese mercado, con esas especificidades en el que debemos de analizar la posición de la central San Roque 1 de GAS NATURAL, para concluir si disfrutaba de la independencia de comportamiento respecto a los competidores que exige la jurisprudencia para calificar una posición de dominio.

Como dice la jurisprudencia existen distintos factores que configuran una posición de dominio y un aspecto importante es *“la situación competencial en el mercado”*. Y las particularidades del mercado eléctrico hacen que no sea posible aplicar sin matizaciones algunas condiciones genéricas acuñadas por la doctrina, y a las que GAS NATURAL se remite en sus alegaciones, como altas cuotas de mercado, posición estable y duradera en las mismas, existencia de barreras de entrada.

Si utilizamos el poder de mercado como proxy de posición de dominio, y entendemos que el precio competitivo es el marginal del mercado, parece evidente que GAS NATURAL gozaba de poder de mercado en la Zona Sur, en el sentido de la definición que da la Comisión en su Comunicación de 13 de octubre de 2000, Directrices sobre restricciones verticales, punto 119: *“desde un punto de vista conceptual el poder de mercado puede definirse como la facultad de subir los precios por encima del nivel competitivo y, al menos a corto plazo, de obtener beneficios por encima de lo normal”*, puesto que GNE obtenía beneficios superiores a los normales elevando los precios de sus ofertas al mercado.

NOVENO.- El Informe propuesta afirma que GAS NATURAL gozaba de la independencia de comportamiento, necesaria para definir una posición de dominio, algunos días -en los que se le ha imputado- del periodo que va de 1 de enero a 18 de junio de 2004. Por el contrario a partir de esa fecha y hasta febrero de 2005 (periodo investigado), así como algunos de los días dentro de ese periodo (aquéllos en que no se ha imputado) el Servicio dice que no se ha podido demostrar la posición de dominio, sobreseyendo el expediente.

La independencia de comportamiento del resto de competidores y de los consumidores que le confería posición de dominio en el sentido del artículo 6 de la LDC en los días imputados se da, según el servicio, cuando se cumplen las dos condiciones acumulativas ya citadas: 1) San Roque 1 sabía que si su central no casaba en el diario sería necesario programar restricciones técnicas en la zona, y 2) Sabía que si se programaban restricciones técnicas sería llamada a resolverlas. Es decir conocía esa situación de la Zona Sur antes de realizar su oferta al mercado diario y ello le permitía realizar las ofertas que hizo para no casar en el diario sabiendo que vendería su energía en el proceso de solución de restricciones técnicas a un precio más elevado y que después podría completar su programa de producción participando en el mercado intradiario, de forma que así evitaría las paradas, arranques y explotaciones a media o baja carga que conlleva generar sólo en restricciones técnicas.

El Servicio en su Informe propuesta hace las siguientes consideraciones en relación con la primera de las premisas:

- 1 La Zona Sur es una zona cerrada y para cubrir sus necesidades se requiere que esa generación se haga en la propia zona. Si no se cubre en el mercado diario, con producción de la zona, debe ir a restricciones técnicas y la solución de las mismas sólo se puede hacer con centrales del interior de la zona (folios 257 y 1972 del Informe propuesta).
- 2 En condiciones de demanda media, por encima de 645.000 MWh de demanda nacional, era necesaria la producción conjunta de 3 centrales de la zona con una probabilidad de 97% (Hechos probados 6). Si no hay suficiente energía de la zona programada en el PBF por no haber casado 3 de las 5 centrales en la Zona Sur, se producen restricciones técnicas.
- 3 Dada la composición del parque tecnológico (Hechos Probados 3), el orden de mérito en la casación del mercado diario y los precios de oferta al mercado que las centrales de Algeciras 1 y 2 habían realizado durante el año 2003, GAS NATURAL sabía que Algeciras 1 y 2 no casaban en el diario, por tanto si San Roque 1 no casaba en el diario sabía que se iba a producir una demanda residual positiva en la zona, y restricciones técnicas, y que deberían ser llamadas a resolverlas otras centrales de la zona. Es decir que conociendo el parque de generación de la zona y el orden de mérito de las centrales, GAS NATURAL podía saber con una probabilidad cercana a la certidumbre que o bien ella o bien VIESGO iban a ser llamadas para restricciones si la demanda nacional superaba los 645.000 MWh y ella no casaba en el diario.

El Consejo considera acreditado en el expediente el conocimiento de GAS NATURAL de los siguientes hechos respecto a los niveles de demanda prevista:

- Que los sábados y domingos del periodo imputado la demanda prevista y hecha pública por REE estaba siendo inferior a los 645.000 MW.
- Que desde el miércoles 7 de enero de 2004, hasta el jueves 18 de marzo, de lunes a viernes la demanda nacional prevista y hecha pública por REE era superior a los 645.000 MWh.

- Que la demanda nacional prevista y hecha pública para los días 19, 20, 21 y 22 de marzo (festividad y puente de San José) era inferior a 645.000 MWh.
- Que del martes 23 de marzo hasta el viernes 2 de abril la demanda nacional prevista y hecha pública por REE de lunes a viernes era superior a los 645.000 MWh.
- Que desde el sábado 3 de abril hasta el lunes 12 de abril, periodo de Semana Santa, la demanda nacional prevista y hecha pública por REE era inferior a los 645.000 MWh (excepto un día, el martes 6 de abril).
- Que la semana posterior a la de Semana Santa, la demanda prevista, aún superando algunos días el nivel de los 645.000 MWh, comenzaba a disminuir.
- Que desde el lunes 19 de abril, hasta el martes 31 de mayo, con excepción de dos días -11 y 12 de mayo- la demanda prevista y hecha pública por REE de lunes a viernes era inferior a los 645.000 MWh.
- Que desde el 1 de junio de 2004, la demanda prevista y hecha pública por REE de lunes a viernes era superior a los 645.000 MWh.

En resumen GAS NATURAL conoce que cuando la demanda nacional supera una determinada cota (los 645.000 MWh) y en la zona se necesitan tres centrales como mínimo funcionando para cubrir la demanda, van a casar las centrales de Barrios, de carbón, y probablemente su gemela San Roque 2, pero también conoce que la probabilidad de que case alguna de las centrales de VIESGO, menos eficientes, es prácticamente nula, y por tanto, si ella se autoexcluye del mercado diario, si no oferta para casar en el diario, sabe que se va a producir escasez de oferta en la zona y que existirá una demanda residual positiva que deberá cubrir la central de GAS NATURAL y/o las dos de VIESGO, que son las restantes de la zona.

Alega GAS NATURAL reiteradamente en sus distintos escritos, que no conoce la demanda de la zona porque no se publican ni a priori ni a posteriori estudios de demanda por zonas y rebate la extrapolación que hace el Servicio de la demanda nacional. REE ha confirmado que no publica demandas zonales, pero en su respuesta de 13 de agosto de 2007 (folio 137 de CNC), sobre parámetros o indicadores que utiliza para la programación de las RRTT el operador del sistema dice que tiene en cuenta *“la mejor previsión*

de demanda nacional y zonal de la que dispone” y de zonas limítrofes, lo que indica que sí existe referencia de demanda por zonas y resulta cuando menos difícil de creer que los operadores del mercado de la zona no tengan esas referencias, o cuando menos los mejores modelos de predicción actualmente disponibles en el mercado, modelos que se presupone debe tener todo operador que participe en el mercado provisto de todas las herramientas necesarias para maximizar la rentabilidad de sus inversiones. En todo caso la estabilidad que muestra la demanda hace pensar que los operadores de la zona que conocen el mercado tienen en los datos históricos referentes suficientes para, con las variaciones y actualizaciones necesarias, tener una estimación de la demanda diaria de la zona.

En consecuencia el Consejo coincide con el Servicio en que GAS NATURAL era conocedor de cuando se iban a producir restricciones en la zona y sabía que ante determinada demanda nacional, si ofertaba al diario a precios elevados, no iba a casar y que por tanto si su energía no entraba en el PBF del diario se iban a producir restricciones técnicas en la zona. Y la demanda nacional la conocía GAS NATURAL antes de hacer su oferta al mercado diario porque REE publicaba cada día la demanda prevista para el día siguiente (HECHOS PROBADOS nº 5 y 7) y porque, además sigue patrones muy similares a lo largo del año. Por tanto el Consejo comparte la afirmación del SDC de que se cumple la primera de las condiciones exigidas por el propio SDC para la posición de dominio. Y frente a las alegaciones reiteradas de GAS NATURAL, respecto a la incertidumbre sobre el nivel de demanda y la relación de su nivel con la aparición de restricción técnicas, el Consejo considera que GAS NATURAL no sólo sabía cuando se iban a producir restricciones sino que, con el conocimiento de la demanda nacional que tenía, los días de alta demanda podía realizar ofertas al diario a precios de imposible casación en el mercado diario, sabiendo que eso produciría restricciones en la zona. Podía moverse del mercado diario al de restricciones técnicas y lo hacía cuando el alto nivel de la demanda nacional publicada por REE era tal que le permitía situarse en posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas y por el contrario no lo hacía y ofertaba al diario cuando la demanda nacional no era lo suficientemente elevada como para que su estrategia fuese exitosa.

Alega también GAS NATURAL para fundamentar su falta de certidumbre respecto a la generación de restricciones que, idéntica conducta y estructura del mercado, investigada por el SDC anteriormente, fue finalmente sobreseída. No puede pretender GAS NATURAL, ni este Consejo admitir, que el hecho de que una investigación anterior no haya acreditado una determinada conducta y por lo tanto se haya sobreseído, sea un argumento que prevalezca ante los hechos acreditados que una nueva investigación, en

un momento posterior y para un periodo distinto, ha puesto en evidencia y que revelan que la conducta imputada realmente se produjo, y cómo y porqué fue posible llevar a cabo tal conducta.

DÉCIMO.- Respecto a la segunda condición planteada por el SDC para probar la existencia de posición de dominio, esto es, la certidumbre de GAS NATURAL de ser la central llamada a resolver las restricciones, el Informe propuesta se apoya en las normas del mercado que hacen que para cubrir las restricciones técnicas el orden de prioridad sea el de menor coste para el sistema, a igualdad de coste el de menor movimiento de energía; y si el coste, a mínimo técnico, fuera igual, el de menor mínimo técnico. Y basándose en la tecnología y edad de las centrales, concluye que como los costes de Algeciras 1 y 2 eran superiores a los costes de San Roque 1 ésta tiene una ventaja en precios. Y dado que siempre que San Roque ofertó a PMPs por debajo de 8 c€/kWh fue llamada a resolver restricciones técnicas, por debajo de ese precio de oferta San Roque 1 no tenía presión competitiva de las centrales de VIESGO.

Como ha señalado el Servicio, San Roque 1 ofertaba a precios inferiores a 8 c€/kWh (HP nº 8) y fue llamada a resolver restricciones asiduamente y por cantidad elevada basada en criterios económicos y no técnicos (HP nº 4), por tanto concluye el Servicio que en esos límites de precios gozaba de independencia.

GNE reitera en sus alegaciones que no conocían ni el precio de mercado, ni las ofertas de los competidores. Respecto a lo primero parece evidente que un operador del mercado conoce el orden de magnitud en que se mueven los precios en el mercado diario. GAS NATURAL conocía los precios del mercado diario y que en los meses de enero a junio de 2004 los precios horarios prácticamente nunca superaron los 4 c€/kWh y, desde luego GNE conocía con seguridad que si ofertaba a más de 4 c€/kWh, en el primer semestre de 2004, no casaba en el diario.

El Consejo considera acreditado que GAS NATURAL disponía de abundante información a la hora de hacer sus ofertas al mercado para su central de San Roque 1, información que como se ve a continuación revela que las alegaciones de GNE del párrafo anterior no son sostenibles. En concreto la información de la que disponían se resume a continuación:

1 Respecto a los niveles de precios del mercado, GAS NATURAL conocía:

- El precio alcanzado en el mercado diario para cada hora del día anterior, de forma evidentemente acumulativa (desde 1998). El nivel máximo que se alcanzó en este mes de diciembre de 2003 rondó los 3 c€/kWh, con la excepción de 6 horas concentradas en tres días de diciembre, el 9, 10 y 11 de diciembre (dos horas cada día, a las 19 y 20 h.).
- Que durante el mes de enero, los precios horarios máximos alcanzados en el mercado apenas superaron los 3 c€/kWh, con la excepción de 18 horas, concentradas en media docena de días.
- Que durante el mes de febrero, los precios horarios máximos alcanzados en el mercado apenas superaron los 3 c€/kWh, con la excepción de 38 horas, concentradas en media docena de días.
- Que durante el mes de marzo, los precios horarios máximos alcanzados en el mercado apenas superaron los 4 c€/kWh, con la excepción de 11 horas, concentradas en media docena de días.
- Que durante el mes de abril, los precios horarios máximos alcanzados en el mercado apenas superaron los 3 c€/kWh, con la excepción de 8 horas, concentradas en media docena de días.
- Que durante el mes de mayo, los precios horarios máximos alcanzados en el mercado apenas superaron los 4 c€/kWh, con la excepción de 1 hora, concentrada en un día.
- Que durante la primera quincena de junio, los precios horarios máximos alcanzados en el mercado apenas superaron los 4 c€/kWh, con la excepción de 4 horas, concentradas en tres días.

2 Respecto al nivel de precios de las ofertas de sus competidores, GAS NATURAL conocía:

- Los precios de oferta que sus competidores habían estado realizando durante el año 2003, en enero conocían hasta los de octubre de 2003, en febrero hasta los de noviembre y en marzo hasta los de diciembre.
- La información disponible en enero, febrero y parte de marzo era que VIESGO, con sus dos centrales de fuel, Algeciras 1 y Algeciras

2, estuvo ofertando a precios por encima de los 8 c€/kWh durante todo el año 2003, al menos hasta octubre, noviembre y 15 de diciembre respectivamente. En efecto, a partir del 15 de diciembre reduce el nivel de sus ofertas a un nivel inferior pero próximo a los 8 c€/kwh. Es importante destacar que este cambio en la política de oferta de VIESGO no es observable por GAS NATURAL hasta tres meses después, esto es, después del 15 de marzo de 2004.

3 Respecto a la probabilidad de indispensabilidad de las centrales de la Zona Sur.

La zona sur se caracteriza, en el momento de los hechos, por (1) la existencia de 5 centrales capaces de resolver restricciones técnicas, (2) el funcionamiento en el mercado diario de forma generalizada de las centrales de Barrios y San Roque, y (3) con demandas de energía altas (superiores a 645.000 MWh) la probabilidad de que una tercera central, dado que San Roque 2 y Barrios funcionaban regularmente en el diario, era del 97% según estima el SDC en la instrucción, y de más del 90% según estima la propia GAS NATURAL en sus alegaciones a lo largo del expediente.

4 Respecto al resultado de casación de su central San Roque 1, el día anterior, GAS NATURAL conocía que:

Estamos ante un mercado que se convoca diariamente, y los parámetros que definen la oferta y la demanda que cada participante le hace al mercado son totalmente independientes cada día respecto de las ofertas anteriores. Las normas que regulan la presentación de ofertas al mercado diario no imponen ninguna restricción que implique que un operador vea condicionada su oferta por la oferta que realizó el día anterior, la semana anterior o el mes anterior. Por lo tanto, diariamente los oferentes en este mercado son libres para realizar las ofertas al mismo, que estimen más oportunas a sus intereses.

En conclusión, se trata de un experimento que se repite diariamente, y esta flexibilidad, junto con el hecho de conocer en 24 horas el resultado de cada oferta realizada, le da a cada operador la inestimable posibilidad de modificar los parámetros de la oferta si observa que su estrategia es equivocada, bien por errores propios, bien porque los parámetros exógenos están cambiando. En el caso que nos ocupa, San Roque 1 hizo uso de esta posibilidad de cambio en los parámetros en los siguientes momentos:

- Del 7 de enero al 18 de marzo de 2004 y del 23 de marzo al 2 de abril, hizo ofertas para no casar en el diario los días en que la Demanda prevista de L a V era inferior a 645.000 MWh. Ofertando precios muy superiores a los precios de casación del mercado diario.
- Los días laborables entre el 19 de abril y el 31 de mayo, hizo ofertas para casar en el mercado diario los días en que la demanda prevista era inferior a 645.000 MWh, ofertando a precios inferiores a los precios de casación del mercado diario, muchos días a precio cero.
- Los días laborables, con demandas previstas superiores a 645.000 MW sus ofertas fueron en el entorno de los 8 c€/kWh al mercado diario cuando su única presión competitiva era la ejercida por las centrales de Algeciras 1 y 2, centrales de fuel que mostraban, con la información conocida en ese momento, que ningún día del 2003 habían ofertado a menos de 8c€/kWh.
- A mediados de junio, San Roque 1 cambia su parámetro de precio en las ofertas al mercado diario, haciendo ofertas en el entorno de los 6 c€/kWh a partir de la segunda quincena de junio, cuando se enfrenta a una presión competitiva que antes no tenía, y que viene representada por las dos nuevas centrales de Campos de Gibraltar 10 y 20.

Por todo lo anterior, que se basa en la información y cuadro contenidos en el Hecho Probado 6, el Consejo considera que en el mercado de generación de energía eléctrica en el contexto de restricciones técnicas en la Zona Sur de España nos encontramos que siempre que la demanda superaba los 645.000 MWh y dado que de las 5 centrales, dos estaban funcionando en el mercado diario, sólo las otras tres podían resolver las RRTT que con una alta probabilidad se iban a generar (90-97%). De las tres centrales restantes, la ventaja competitiva de San Roque 1 sobre las otras dos, Algeciras 1 y 2, es un hecho, tanto desde el punto de vista tecnológico por ser una central de nueva tecnología de ciclo combinado, como desde el punto de vista de costes, dada la integración vertical de San Roque 1 con el principal suministrador de gas natural al sistema español. Pero además San Roque 1 disponía de la información de las ofertas que Algeciras 1 y 2 habían realizado durante el 2003, nunca por debajo de 8 c€/kWh, lo cual hacía que de facto por debajo de 8c€/kWh Algeciras 1 y 2 no representase una presión competitiva suficiente como para condicionar el comportamiento de San Roque 1. Por lo tanto, GAS NATURAL en ese contexto era conocedora de la ventajosa situación que la posición de dominio que ostentaba le ofrecía,

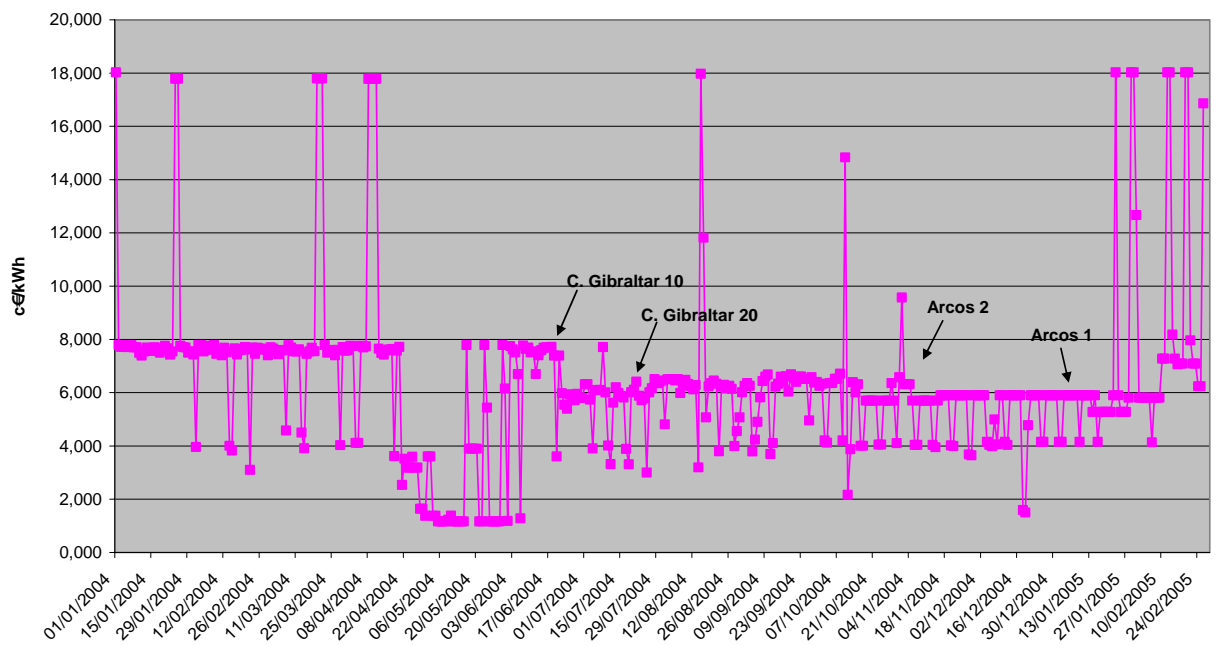
ventaja que explotó hasta el límite que su posición de dominio le permitía, ofertando a precios muy por encima del mercado, pero lo suficientemente próximos a 8 c€/kWh para garantizarse que no era llamada al diario pero si a RRTT, obteniendo por ello unos ingresos medios del orden de 7 c€/kWh en lugar de los 3 c€/kWh que le habría pagado el mercado si al no tener la posición de dominio que tenía, se hubiese visto obligada a acudir al mercado en competencia con el resto. GAS NATURAL pudo comportarse independientemente del mercado dada la posición de dominio que ostentaba en el mismo.

Cabe además señalar que respecto de las ofertas de los competidores, al margen del conocimiento del competidor que revela lo anteriormente expuesto, lo que se ha evidenciado es que GNE, cuando la demanda nacional era elevada ha estado vendiendo cantidades estables en restricciones técnicas a precios superiores a 7 c€, luego si a esos precios elevados, ha sido llamada a resolver las restricciones técnicas de forma habitual y ha sido llamada la primera, es porque no tenía competencia en precios. Porque las centrales de VIESGO también eran llamadas, pero lo eran posteriormente. Por tanto en esos límites de precios, por debajo de 8 c€, cuando la demanda nacional era elevada GNE gozaba de posición de dominio en la Zona Sur. Y que GNE ofertó a precios por debajo de 8 c€ hasta marzo de 2004, basándose en el conocimiento que tiene de las ofertas de VIESGO de tres meses antes (HP 5), es decir, con los precios que VIESGO ofertaba en 2003.

Del comportamiento de GAS NATURAL y de la estabilidad en las cantidades aportadas para restricciones técnicas el Consejo concluye que GAS NATURAL tenía independencia de comportamiento y por tanto posición de dominio en el primer semestre de 2004.

Refuerza esta afirmación el hecho de que GAS NATURAL redujo los precios de oferta al mercado diario a raíz de la entrada de nuevos competidores en la Zona Sur. Eso demuestra que los precios posteriores (tras la entrada primero de Campo de Gibraltar 10 y posteriormente Campo de Gibraltar 20, en julio de 2004 y Arcos de la frontera 1 y 2, a finales de 2004 principio de 2005) más bajos son cuando menos un coste revelado al que San Roque 1 podría ofertar, y que si en el periodo anterior podía mantener los precios por encima de éstos, es porque tenía posición de dominio en el mercado definido. Ver a continuación gráfico elaborado por el Servicio con las variaciones de los precios al entrar nuevas centrales en la zona.

Gráfico 2. Precios medios ponderados diarios de las ofertas de San Roque 1 al Mercado Diario (enero 2004-febrero 2005)



En la comparecencia realizada en el trámite de Diligencia para Mejor Proveer la Representante de GAS NATURAL declaró que la reducción de precios a partir de julio de 2004, tras la entrada de nuevos generadores en la zona, se hace a costa de una menor recuperación de costes fijos y que la reducción de precios de oferta se debe a la presión competitiva de la nueva oferta de la zona (minutos de grabación 41:50 a 42:35).

El Consejo considera en coincidencia con el Servicio, que GNE en el periodo de 1 de enero a 18 de junio, cuando eran 5 las centrales disponibles en la zona y la demanda nacional era superior a 645.000 MWh, estaba en posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas de la Zona Sur ofertando a un precio superior al previsible del mercado e inferior a 8 c€/Kwh. Situación que se produjo en 80 días de los 170 del periodo de 1 de enero a 18 de junio y que por tanto en esos días y dentro de esos límites de precios gozaba de la independencia de comportamiento que comporta una posición de dominio en el sentido del artículo 6 de la LDC.

Y frente a lo argumentado por GNE en nada contradice esa posición de dominio el hecho de que las centrales de VIESGO también fueron llamadas a resolver restricciones técnicas (folio 1979), pues lo importante para que GNE gozara de posición de dominio no era conocer con antelación que era *necesaria* y que era *suficiente*, sino que lo importante era conocer con antelación que, en determinadas circunstancias de demanda nacional; 1) si

ella no iba a casar al diario, habría restricciones; 2) si había restricciones y ofertaba a unos precios determinados (que sabía), iba a ser llamada a resolver las restricciones, y 3) que en todo caso como para resolver las restricciones es mejor dos centrales a mínimo técnico que una a plena carga, no necesitaba ser la única o ser *suficiente*, le bastaba ser necesaria. De hecho no necesitaba ser la única ni ser la primera sino tener la seguridad de ser llamada, y tenía esa seguridad.

C) ABUSO

UNDECIMO.- La infracción a la normativa de competencia por conductas unilaterales, artículo 6 de la LDC 16/1989 y artículo 82 del Tratado, cualquiera que sea la forma de abuso en que se concreten, exige como premisa que la empresa actúe desde una posición de dominio. Acreditada en los puntos anteriores la posición de dominio de GAS NATURAL en el mercado de restricciones técnicas de la Zona Sur queda ahora por analizar si GAS NATURAL abusó de esa posición en un mercado como el eléctrico, regulado y con graves problemas de competencia, donde incluso empresas que en los términos de las normas de competencia no puedan calificarse como dominantes, llevan a la práctica conductas de uso abusivo de las reglas del mercado en provecho propio y en perjuicio del mercado, de la competitividad y de los consumidores.

La organización del mercado eléctrico, regulado por la Ley 54/1997, está diseñada para que toda la demanda, inelástica al precio en el corto plazo, se cubra a un precio igual al coste marginal de la última unidad necesaria para igualar la oferta. Lógicamente la casación en el mercado va de las tecnologías más eficientes a las menos eficientes hasta igualar la demanda. Pero si los operadores ofertan al mercado diario a precios estratégicos distintos de sus costes, están distorsionando el mercado y falseando la formación de precios, en detrimento de los demandantes, que deberán pagar precios superiores a los que resultarían del mercado en las condiciones previstas por la Ley, bien por incremento de los precios del mercado diario, bien por el sobrecoste que deberán pagar en restricciones técnicas.

Las conductas de abuso de la norma de los operadores eléctricos han sido puestas de manifiesto por la Comisión Europea y, en el caso de España, por el regulador nacional (CNE).

La Comisión en su Informe final sobre el sector eléctrico, de 10 de enero de 2007, "Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad", (COM (2006)

851 final y SEC (2006) 1724) explica como las compañías generadoras de energía eléctrica pueden distorsionar la formación de precios del mercado eléctrico y obtener de ello beneficios, aprovechándose de las características y regulación del mercado eléctrico. La estrategia fundamental se basa en retirar energía del mercado, bien con el objetivo de forzar a que entre a casar en el marginal una tecnología más cara, o bien, con el objetivo de que la energía retirada se coloque luego en un mercado que remunera esa energía a un mayor precio. En el primer caso la estrategia no requiere que el operador tenga posición de dominio, pero sí un incentivo claro de mayores beneficios, como el que pueden tener aquellos operadores con una capacidad de generación tal que los ingresos que pierde la central que retira se ven compensados por la mayor remuneración que el resto de su energía va a percibir, como consecuencia de que esa estrategia ha generado un mayor precio decaación para toda la energía del sistema.

El funcionamiento en el primero de los casos descrito es el siguiente, supongamos que las ofertas, escalonadas a precios crecientes a medida que la tecnología es menos eficiente, y la demanda se encuentran en un punto, 10 unidades monetarias para una cantidad de energía Q. Por tanto 10 sería el precio del mercado al que se vendería toda la electricidad demandada es decir Q. Si ahora estratégicamente las generadoras retiran una cantidad de energía X de coste más barato, para cubrir la demanda deberá tenerse en cuenta las ofertas de otras tecnologías más caras, a precios más altos, por ese mismo importe X, lo que automáticamente haría que el precio que iguala oferta y demanda se desplace al alza, por ejemplo hasta 12 unidades monetarias. Como consecuencia de esa estrategia toda la energía del sistema se ha encarecido 2 unidades monetarias por unidad de energía. Esta práctica es beneficiosa para generadores con una cartera de tecnologías variada, desde la de costes más bajos a las de costes más elevados, es decir con un cierto poder en el mercado nacional, aunque no necesariamente posición de dominio y es exitosa cuando la posible menor venta de energía del operador que realiza la retirada se vea más que compensada por los mayores ingresos obtenidos de los precios más elevados, en el resto de energía vendida.

En el segundo caso se requiere tener una posición de dominio en los mercados de restricciones técnicas, ya que el incentivo a la conducta está en que se puede conseguir una mayor remuneración por la energía generada en una estrategia de acudir a restricciones técnicas y luego al intradiario, que simplemente acudir al mercado diario. Se materializa ofertando a precios elevados, para no casar en el mercado diario cuando saben que son indispensables en la cobertura de la demanda en determinadas horas y localizaciones geográficas, de forma que finalmente venden la energía pero a

precios superiores a los de mercado. Para esta conducta no es necesario ser una empresa con un poder de mercado global ni contar con diversificación de centrales, basta estar situado en una zona con oferta limitada y con restricciones en la red que impidan que la demanda de la zona pueda ser cubierta por energía del exterior de la misma. Es decir, contar con una demanda residual positiva en la zona. Esta estrategia tiene el doble efecto de sobrecoste de subir los precios del diario, retirando oferta del diario al ofertar energía a precios de imposible casación, y además el incremento de coste que supone el precio más alto pagado por la energía en restricciones, la diferencia entre el precio del diario y el de oferta, coste que se reparte entre todos los compradores de energía.

En ambas estrategias el efecto producido es elevar el precio final de la energía respecto al precio que sale de la casación del mercado diario.

El Consejo considera acreditado que la estrategia de GAS NATURAL en el primer semestre de 2004, se corresponde con la segunda de las estrategias, como el HP nº 6 revela. GAS NATURAL que en 2004 sólo contaba con dos centrales de igual tecnología, CCGT, tenía una de ellas en la Zona Sur, zona deficitaria de energía y con unas características tales que los déficit producidos en la zona debían ser cubiertos por centrales de la propia zona, y esto le permitía situarse en posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas y obtener un beneficio extraordinario. GAS NATURAL se olvida de los incentivos a la conducta que refleja esta segunda estrategia, cuando alega que, tal y como recoge el FD 5, al no disponer de un amplio parque de generación no tiene incentivos para realizar la primera de las estrategias, que es la que hacen las generadoras con varias tecnologías y que además son comercializadoras.

Por todo lo que antecede este Consejo considera que GAS NATURAL, llevó a cabo en el periodo imputado una estrategia al mercado diario con la intención de no generar en ese mercado y pasar su capacidad de generación al mercado de restricciones técnicas y al intradiario y que dicha estrategia fue exitosa para GAS NATURAL, ya que obtuvo un precio por su generación muy superior al que el mercado determinó para el resto de los generadores, superior en un cincuenta por ciento.

La conducta tuvo la intención y el éxito de obtener un precio independientemente del mercado, y este Consejo considera acreditada una conducta de abuso de posición de dominio.

DUODECIMO.- Al margen de las distintas estrategias recogidas en el punto anterior, y que debemos tener en cuenta a la hora de analizar la conducta de GAS NATURAL, este Consejo considera que los datos que constan en el expediente demuestran que GAS NATURAL, aprovechándose de su posición de dominio en la Zona Sur y de la normativa de funcionamiento del mercado eléctrico en el momento de los hechos, durante el primer semestre de 2004, en aquellos días en que la demanda nacional era elevada (superior a 645.000 MWh), llevó a cabo una conducta unilateral consistente en ofertar al mercado diario a precios elevados, de imposible casación, (HP nº 8) de forma que como su energía no casaba en el mercado diario, se producían restricciones técnicas que la propia GAS NATURAL era llamada a resolver a los precios, elevados, de su oferta al diario. Además esa conducta le permitía participar en los mercados posteriores de intradiario consiguiendo finalmente generar energía en régimen de producción normal, como si acudiera al diario (HP nº 11). GAS NATURAL durante todo el periodo imputado pudo acudir de forma estable al mercado diario cuando los niveles de demanda prevista no le otorgaban una posición de dominio, o autoexcluirse del mercado diario para llevar a cabo la estrategia de generar en restricciones técnicas y en el intradiario, cuando los niveles de demanda prevista le otorgaban una posición de dominio que le podía explotar hasta un límite de 8 c€/kWh, marcado por la presión competitiva de centrales más ineficientes, como eran Algeciras 1 y 2. Todo ello le permitió vender la energía generada con San Roque 1 de forma estable, bien en los mercados diario, bien en los de restricciones e intradiario, (HP nº 12).

Esta estrategia le supuso a GAS NATURAL unos ingresos medios en todo el periodo de 3,8 c€/kWh, incluida la garantía de potencia, muy superiores -un 50% más- a los que obtiene del mercado diario, 2,4 c€/kWh, y por encima de los que obtienen otros competidores de iguales características y tecnología de la misma zona (Ver HP nº 13).

DECIMOTERCERO.- El Consejo considera que el carácter abusivo de la conducta de GNE de ofrecer a precios elevados al mercado diario para salirse del mismo, y en concreto a precios próximos a los 8 c€/kWh, no está justificada por ninguna de las razones que la imputada alega en sus escritos.

Un argumento reiterado de GNE como justificación objetiva de su comportamiento, es que San Roque 1 era una central marginal, con costes próximos a los precios de casación y que por tanto debía cubrirse del riesgo de ser excluida del mercado diario y quedar sin actividad normal y teniendo que producir en restricciones técnicas a costes más elevados. Hay varias evidencias que refutan este argumento, la primera es que la producción de GNE ha sido estable en todo el periodo, tanto cuando iba al diario como

cuando se excluía del mismo, y por tanto sus costes de producción fueron los de una central en funcionamiento normal. Por otra parte durante abril y mayo que ofertó al mercado diario no fue excluida nunca del mismo, porque sus ofertas fueron tales que se aseguró no quedarse en el entorno del marginal, eludiendo así los riesgos que alega de que automáticamente sería excluida en recuadre. También argumenta GNE que los precios del mercado, eran anormalmente bajos por actuaciones de otros generadores con derechos CTCs, que la central era nueva y no estaba amortizada que casi no cubrían sus costes variables y que la garantía de potencia no le permitía recuperar sus costes fijos. Este Consejo entiende que con este argumento GAS NATURAL está aceptando que se comportó al margen del mercado porque el precio que este mercado le ofrecía no era suficiente para obtener una remuneración que ella consideraba rentable, es decir, ofrece una justificación objetiva a su comportamiento, pero olvida que si pudo llevar a cabo dicho comportamiento fue abusando de la posición de dominio que el mercado de restricciones técnicas le ofrecía. Este Consejo entiende el argumento, no hay incentivos a la permanencia en un mercado cuyos precios no pueden hacer viable la explotación. Pero la cuestión es que, cuando el mercado es competitivo, aquellos productores que no pueden rentabilizar su negocio con los precios que el mercado les paga por su actividad, éstos abandonan el mercado. Ahora bien, si estos operadores, cuyos costes son mayores que los precios que se forman en el mercado, están al abrigo de esa competencia, es decir, disponen de otros instrumentos, como el de estar en posición de dominio, entonces en lugar de salir del mercado, lo que ocurre es que consiguen que el mercado en el que ostentan esa posición de dominio les remunere su actividad exactamente a los precios que ellos marcan. Y esa es la oportunidad que GAS NATURAL tuvo con San Roque 1, la de detentar una posición de dominio que empleó, como ha quedado acreditado, para obtener un precio que, al margen del mercado, le permitía seguir la senda de recuperación de costes fijos que se había marcado, independientemente de la remuneración que el mercado, en competencia, estaba marcando en el mismo mercado. De hecho reconoce que la reducción de precios de oferta que lleva a cabo después de que Campos de Gibraltar 10 y 20 entren a operar la hace a costa de recuperar menos costes fijos de los que estaba recuperando hasta ese momento. Pues bien, esa es una conducta que la legislación española clasifica como abuso de posición de dominio, conducta por lo tanto prohibida por dicha legislación.

Esta alegación queda también refutada entre otras cosas por el comportamiento de San Roque 2, central de igual tecnología, que de forma habitual casó en el mercado diario y por la evidencia que consta en el expediente de reducir GNE a partir de junio de 2004 los precios de forma muy importante sin que se haya producido ninguna variación a la baja de los

costes sino simplemente por la entrada de nuevas generadoras en la zona (Hp nº 6).

Dice GNE que lo que se le está imputando es que no ofertó a un precio equivalente a sus costes variables medios, y que exigir a los agentes que oferten a costes variables es impedirles la recuperación de las inversiones. Al margen de que los costes fijos se recuperan de varias formas, como son la garantía de potencia, o el margen del precio del mercado sobre los costes variables reales, sabe muy bien que no es esa la imputación, si no que es ofertar a precios muy por encima de los que se están formando en el mercado diario lo que provoca una retirada de energía del diario al no resultar casada en el mismo, (los días en que la demanda no fue alta, parte de abril y mayo, GNE fue al diario cada día y no sólo las tres primeras horas del día) sabiendo que si esos días su energía no estaba en la programación diaria de la zona se iban a producir restricciones e iba a ser llamada a resolverlas. Y sería llamada a producir para restricciones por una cantidad importante y estable, como así fue durante todo el periodo (HP n 12) sin que sea relevante como pretende GNE que no fuera la única llamada a resolverlas. Es conocido por los operadores que el operador del sistema, por seguridad, prefiere programar dos centrales a mínimo que una a plena carga, por tanto GNE, en un margen de precios, tenía la seguridad absoluta de ser llamada a restricciones.

Finalmente GNE alega que los precios de oferta están basados en los costes y en la necesaria recuperación de las inversiones de una central nueva y costosa como si en los precios que oferta al mercado no tuviese en cuenta un elemento básico a la hora de competir en el mercado, y que no es otro que la presión competitiva que ejercen el resto de competidores. No explicita los costes que hay detrás de esas ofertas de 76 €/MWh, sólo consta la declaración verbal, sin mayor documento acreditativo de la representante de GNE en la comparecencia y que se recoge en las alegaciones presentadas el 31 de marzo de 2008, *“Nosotros, como ciclo combinado nos encantaría funcionar a niveles de, no se, cuarenta y cuatro euros megavatio hora aproximadamente, cuarenta y cuatro, cuarenta y cinco, cuarenta y seis, y un funcionamiento...”*.

Alega también GAS NATURAL que esa exigencia de ofertar a precios en base a costes variables da una imagen muy negativa a los entrantes en uno de los mercados de liberalización más compleja y con barreras de entrada más inexpugnables. Sobre la primera cuestión ya se ha argumentado su falta de veracidad en el párrafo anterior. Sobre la segunda, considera este Consejo que el riesgo de ofrecer un mensaje negativo a los nuevos entrantes se produciría permitiendo que en un mercado de reciente liberalización como el

actual, se consientan que los agentes, sean nuevos o con una dilatada presencia en el sector, que están en situaciones de posición de dominio por la infraestructura existente, o por razones de su ubicación, abusen de esta posición, y con ello distorsionen uno de los instrumentos básicos que sirven de señal al mercado sobre las necesidades de éste, instrumento que no es otro que el precio. El legislador en la nueva LDC ha considerado que una conducta que en otro sector tendrá la consideración de grave, en el que aquí tratamos será considerada como muy grave, la máxima calificación que establece la legislación.

Respecto al hecho de haber estado ofertando para el diario y consiguientemente generando el mismo en abril y mayo, periodo en el que la demanda prevista de los días laborables fue inferior a 645.000 MWh, alegan que tras unos primeros días de reparación, los técnicos pidieron que la central estuviese funcionando de forma continuada y estable durante varias semanas, con el objeto de realizar las mediciones y ajustes necesarios para su mejor funcionamiento, y que el hecho de que estas revisiones ocurriesen precisamente en épocas de demanda prevista inferior a 645.000 MWh era pura casualidad. El Consejo considera cuando menos inusual, que una central de nueva tecnología y con menos de dos años de funcionamiento requiera tan largo periodo de revisiones y ajustes, máxime teniendo en cuenta lo costosos que según GAS NATURAL, podía ser funcionar a altos niveles de potencia a los precios del mercado en esa época. El Consejo, valorando esta alegación, junto con los hechos acreditados en el expediente, considera que la razón que explica el cambio en las ofertas que San Roque 1 realizó en abril y mayo se corresponde con una pérdida de su posición de dominio ante los menores niveles de demanda en ese periodo.

Por último, todas estas alegaciones alrededor de los costes sorprenden aún más a este Consejo, pues si hay centrales a las que se les puede presuponer una mayor ventaja competitiva, son con toda lógica, las centrales del GRUPO de GAS NATURAL SDG. En efecto, las centrales que podrían disfrutar de un mayor margen del precio del mercado sobre sus costes variables -que son mayoritariamente los de combustible- son precisamente las centrales que pertenecen a GAS NATURAL SDG, dada la ventaja competitiva en costes que la integración vertical con el mayor suministrador del combustible les otorga. San Roque 1 lejos de haber introducido competencia en el sector haciendo uso de esa ventaja en costes, ha optado por la posición más cómoda y rentable, abusar de su posición de dominio.

DECIMOCUARTO.- Además, esta estrategia de GAS NATURAL le ha supuesto al sistema un coste directo que según las simulaciones realizadas

por REE (HP nº 16) podría estar en el entorno de los 6,6 millones de € para los días imputados y que, además ha incidido junto con otras estrategias llevadas a cabo por los agentes en los precios finales de la energía, elevando éstos encareciendo los costes de producción de las empresas y por tanto afectando a la productividad y afectando a los consumidores finales, bien directamente bien a través de los pagos que realiza el Estado a las eléctricas por el déficit de tarifa.

DECIMOQUINTO.- En consecuencia el Consejo considera probado que, frente a las alegaciones presentadas, GNE tenía posición de dominio en restricciones técnicas en la Zona Sur y abusó de ella ofertando a precios muy superiores a los que se estaban formulando en el mercado. Conocía en que situaciones y condiciones se producían restricciones en la zona, conocía que, dada la composición de la energía de la zona y el orden de mérito de las centrales de la misma, en situaciones de demanda elevada, si ella no casaba en el diario habría restricciones. Esto le permitía moverse del mercado diario al mercado de restricciones sin coste alguno y situarse en posición de abusar en dicho mercado cobrando precios muy superiores a los de mercado, a sus costes revelados e incluso a los precios que según la propia GNE considera óptimos. Y ese comportamiento de GNE ha tenido como efecto un mayor coste de la energía que afecta a la economía y a los consumidores.

DECIMOSEXTO.- Constatada por el Consejo la infracción del artículo 6 de la Ley 16/1989, de Defensa de la Competencia, por estar sometida la resolución de este expediente a la misma, procede aplicar los criterios del artículo 10 de la misma a los efectos de la sanción.

Para su determinación el Consejo ha atendido a la importancia de la infracción, abuso de posición de dominio en un mercado regulado, a la luz del resto de criterios del citado artículo 10. Se trata de una infracción grave y de alcance general que si bien se realiza en un mercado zonal tiene efectos sobre el mercado nacional, pues el sobre coste se reparte entre todos los demandantes de energía y supone un incremento del precio de toda la energía consumida; la duración de la conducta, que afecta a 76 días del primer semestre de 2004, y que no hay reiteración de conductas.

Además de los criterios anteriores del artículo 10 de la Ley 16/1989, el Consejo siguiendo la doctrina del Tribunal Supremo, al objeto de alcanzar la debida proporcionalidad, ha tenido en cuenta otras circunstancias concurrentes así como las disposiciones pertinentes de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

El Consejo ha tenido en cuenta los beneficios conseguidos con la infracción al efecto de que la sanción tenga el necesario carácter disuasorio, de que no resulte rentable infringir la Ley. Pero también ha tenido en cuenta que GNE era un operador recién entrado en el mercado de electricidad, con solo dos centrales de la misma tecnología, y una cuota de capacidad de generación inferior al 2%, y que por tanto tenía escasa capacidad de influir en el mercado eléctrico más allá de la infracción sancionada. También ha tenido en cuenta otras sanciones anteriores de este Consejo.

Atendiendo a todas esas circunstancias el Consejo fija la cuantía de la sanción en 1.500.000 € muy inferior al límite del 10% del volumen de negocios permitido por el artículo 10 de la LDC si tenemos en cuenta que, según la Memoria de la compañía, el volumen de negocios de electricidad, generación y trading, de GAS NATURAL en 2003 fue de 190,5 millones de euros; e inferior al de sobrecoste calculado (ver HP 13 y 16), pero proporcionada a otras sanciones impuestas por este Consejo, teniendo en cuenta las características propias de cada caso.

En base a lo anteriormente expuesto, el Consejo de la Comisión Nacional de Competencia en la composición recogida al principio, vistos los preceptos citados y demás de general aplicación, con dos votos particulares, incluido el de la ponente,

RESUELVE

Primero.- Declarar que GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A., ha incurrido en un abuso de posición dominante prohibido por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia, los días 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 28, 29 y 30 de enero; 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 26 y 27 de febrero; 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 23, 24, 25, 26, 29, 30 y 31 de marzo; 1, 2, 6, 14 y 15 de abril, y 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17 y 18 de junio de 2004, en que su central San Roque 1, situada en la Zona Sur y gozando de posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas de la zona esos días, ofertó al mercado diario de la energía precios muy superiores a los precios que se estaban formando en el mercado, y ello para no casar en el mercado diario, ser llamada a producir en restricciones técnicas, y cobrar por la energía producida para restricciones técnicas el precio, más elevado, de su oferta al diario.

Segundo.- Intimar a GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. para que en el futuro, se abstenga de realizar tales prácticas.

Tercero.- Imponer a GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. una multa de 1.500.000 €

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 GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, 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.- GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A., justificará ante el Servicio de Defensa de la Competencia 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 a los interesados, haciéndoles 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.

**VOTOS PARTICULARES QUE PRESENTAN LOS CONSEJEROS D^a
MARÍA JESÚS GONZÁLEZ LÓPEZ Y D. MIGUEL CUERDO MIR**

**VOTO PARTICULAR DE D^a MARÍA JESÚS GONZÁLEZ LÓPEZ. PONENTE
EN ESTE EXPEDIENTE**

Este Voto particular se formula, con todo respeto, por la Consejera ponente para explicar los términos de su discrepancia respecto de algunos extremos de la posición mayoritaria del Consejo que considera básicos en la Resolución adoptada por mayoría de cuatro votos contra dos, por la que se

sanciona a GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A., por abuso de posición de dominio, y que le ha llevado a emitir un voto negativo.

1 Mi discrepancia respecto a la posición mayoritaria se refiere a la acreditación de la posición de dominio de GNE en los días en que ha sido sancionada. En consecuencia, y dado que para que sea sancionable como abuso de posición de dominio por las normas de competencia una conducta unilateral es indispensable que sea realizada desde una posición de dominio de la empresa en el mercado relevante, a juicio de esta Consejera, el Consejo debería haber declarado que, con la información que consta en el expediente no era posible acreditar que la imputada gozaba de esa posición de dominio y que por tanto no se cumplían los requisitos para poder sancionar por el artículo 6 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia.

2 No obstante, antes de entrar a exponer las razones de su voto, esta Consejera quiere dejar claro lo siguiente:

La infracción sancionada por el Consejo de acuerdo con el texto de la Resolución, es ofertar al mercado diario a precios muy superiores a los precios que se estaban formando en el mercado, y ello con el objeto de no casar en el mercado diario, ser llamada a producir en restricciones técnicas, y cobrar por la energía producida para restricciones técnicas el precio, más elevado, de su oferta al diario. Completando la producción con la venta de una parte importante de energía en el mercado intradiario.

Al igual que a la mayoría del Consejo a esta Consejera le parece socialmente reprochable que las empresas de generación de electricidad se aprovechen de las especiales características y regulación del mercado eléctrico para distorsionar la formación de precios y obtener de ello beneficios, en detrimento del mercado y en perjuicio de los consumidores, mediante estrategias que han sido descritas tanto por la Comisión Europea como por el Regulador Nacional (CNE) y que están recogidas en el Fundamento de Derecho UNDECIMO de la Resolución. Y considera que dichas conductas deben ser erradicadas utilizando los medios más eficaces disponibles para desincentivar tales comportamientos, incluida la aplicación de las normas de competencia cuando se cumplan los presupuestos básicos para la aplicación de las mismas.

Mi discrepancia con la posición mayoritaria del Consejo no es por tanto respecto a la opinión que merecen determinadas conductas de las eléctricas desde un punto de vista social, sino sobre la incardinación de este caso concreto como infracción del artículo 6 de la LDC, por considerar que el

requisito previo e ineludible o condición de aplicabilidad del mismo, la posición de dominio, no ha quedado debidamente acreditada con los datos que constan en el expediente.

3 Por lo que se refiere a la conducta objeto de la sanción, GNE casaba en el diario las tres primeras horas del día, ofertaba el resto de las horas a precios elevados que era imposible que casaran en el diario y era llamada a cubrir las restricciones técnicas, y para completar vendía energía por cantidades importantes en el intradiario. Esto le permitía obtener un precio medio por la energía vendida superior al precio medio del mercado diario. GNE se comportó de este modo de forma habitual en gran parte de los días laborables de 2003 y en el periodo enero de 2004 a febrero de 2005, objeto de este expediente, con la excepción de ofertas a precios para casar en el diario durante parte de abril y mayo de 2004 y en febrero de 2005. Y esto lo sabemos porque el Servicio sobreseyó un expediente relativo al año 2003 (expediente 2559/04) por considerar no acreditada la posición de dominio. Y durante esos periodos (con la excepción de abril y mayo) los precios medios ponderados de las ofertas al diario fueron en torno a los 8 c€/kWh en 2003 y primera parte de 2004 y en torno a 6 c€ a partir de junio de 2004.

Y de todos los días en que GNE realiza esa conducta, y que han sido investigados por las autoridades de competencia, el Consejo sanciona 76 días correspondientes al primer semestre de 2004, días en los que la conducta, según propuesta del Servicio avalada por la posición mayoritaria del Consejo, se ha realizado desde una posición de dominio. Para el resto de los días el Servicio de Defensa de la Competencia considera no acreditada la posición de dominio, sobreseyendo las actuaciones, lo que para el periodo junio 2004 a febrero 2005 ha sido ratificado por el Consejo, por unanimidad, al desestimar por Resolución de 9 de julio de 2007 el recurso contra el sobreseimiento presentado por ENDESA.

4 Dado que la existencia de posición de dominio es un presupuesto ineludible del tipo de infracción de abuso, considero que en este expediente deberían haberse aplicado los precedentes de este Consejo en casos similares o al menos un estándar de prueba equiparable.

Al igual que hace la Resolución debemos acudir a la doctrina sobre posición de dominio establecida por TJCE (Sentencias United Brands, Hoffmann-La Roche C 85/76 y posteriores),

*“Aquella posición de poder económico de la que disfruta un operador y que le permite obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado relevante dándole el poder de comportarse, en una **apreciable** medida, con independencia de sus competidores de sus clientes y, en definitiva, de los consumidores. Esto no impide que exista una determinada competencia en ese mercado pero permite a la empresa que disfruta de ese poder, sino determinar, al menos tener una amplia influencia en las condiciones de competencia, y en cualquier caso actuar sin tener en cuenta la conducta de sus competidores”.*

La condición indispensable es por tanto la independencia de comportamiento. En los precedentes del Tribunal de Defensa de la Competencia y de este Consejo en expedientes anteriores de centrales de generación eléctrica en el mercado de restricciones técnicas, se ha definido la posición de dominio cuando la empresa generadora era la única en la zona (el mercado relevante para las restricciones técnicas) o cuando era la única capaz de resolver dichas restricciones por gozar de una demanda residual positiva en la zona. En mi opinión ninguno de esos supuestos se da en este caso: San Roque 1 de GNE es una de las 5 centrales de la zona y tiene una capacidad de generación de menos del 20% de la zona y no existe constancia en el expediente de que en ese periodo alguna de las otras generadoras estuvieran indisponibles. Por tanto, por cuota de mercado no podemos acreditar que tenga posición de dominio, sin mencionar que GNE era una generadora marginal en España, con sólo dos centrales de generación y ambas de la misma tecnología de ciclo combinado.

Pero como la condición necesaria para la posición de dominio es la independencia de comportamiento, el SDC considera que quedaría acreditada la independencia y por ende la posición de dominio de GAS NATURAL en la Zona Sur cuando se cumplan dos condiciones acumulativas:

- a. *GAS NATURAL ELECTRICIDAD sabía que, dadas las condiciones de generación mínima necesaria y competidores en la Zona Sur, si su central de San Roque 1 no casaba en el Mercado Diario, se producirían restricciones técnicas en la Zona Sur.*
- b. *GAS NATURAL ELECTRICIDAD sabía que si se producían restricciones técnicas en la Zona Sur, San Roque 1 sería programada para resolverlas.*

El Servicio considera, y la mayoría del Consejo lo sanciona en esta Resolución, que se dieron ambas condiciones cuando la demanda nacional de energía prevista y publicada por REE con anterioridad al diario superaba los 645.000 MWh y para ofertas al diario a precios inferiores a 8 c€/kWh.

5 Mi discrepancia sobre la acreditación de la posición de dominio no se refiere tanto a la utilización de la demanda nacional como indicador de la demanda zonal y como dato fiable que conocía GAS NATURAL antes de hacer sus ofertas al mercado, como a la segunda parte, el conocimiento por GNE de que, si ella no casaba en el diario, sería llamada a resolver las restricciones técnicas que se produjeran.

Aceptando que GNE *sabía* que en condiciones de demanda elevada (por encima de 645.000 MWh) eran necesarias tres centrales en la Zona Sur, y aceptando también que el conocimiento de la generación de la zona y del orden de mérito de las mismas le permitía *saber* que las centrales de VIESGO difícilmente casarían en el mercado diario, lo que se puede concluir es que GNE podía *saber* que en condiciones de demanda elevada, si ella no ofertaba al diario sólo casarían las 2 centrales de ENDESA y que por tanto, con una probabilidad muy elevada, se produciría una demanda residual positiva, diferencia entre la oferta y la demanda de la zona que, dadas las características de la misma, debía programarse en restricciones técnicas. Pero, teniendo en cuenta que había cinco centrales en la zona, esa demanda residual positiva podían cubrirla las dos centrales de VIESGO y la de GNE. No existe por tanto una demanda residual exclusivamente para GNE que la sitúe en posición de dominio.

Afirmar, como se hace en el Fundamento de Derecho DECIMO, que GNE gozaba de posición de dominio por debajo de 8 c€ exige, a mi entender, probar que las centrales de VIESGO no pueden, porque sus costes no se lo permiten, ofertar a precios inferiores a dicha cifra. No basta constatar como hace la Resolución que en periodos anteriores las centrales de VIESGO ofertaban a precios superiores a 8 c€, porque las ofertas al mercado diario se hacen cada día y VIESGO puede adaptar y variar su estrategia diariamente. El Servicio nada dice de cuales son los costes de las centrales de VIESGO porque considera que lo relevante para definir la posición de dominio es la existencia o no de presión competitiva y dice, sin probarlo, que es *evidente* que en el periodo imputado VIESGO no ejercía presión competitiva sobre GAS NATURAL en la Zona Sur.

Pero a juicio de esta Consejera ni el Servicio lo prueba ni hay en el expediente datos que permitan acreditar dicho extremo: que las centrales de

VIESGO no podían o no iban a ofertar a precios por debajo de 8 c€/kWh y que GNE lo sabía. Consta en el expediente (HP 9) que en el periodo 1 de enero a 18 de junio de 2004, las centrales de VIESGO ofertaron a precios inferiores, en concreto una de las centrales ofertó a precios medios ponderados (PMPs)¹ inferiores a 8 c€ el 87% de los días y a PMPs inferiores a los de GNE el 44% de los días. Por el contrario, en los periodos anterior y posterior al imputado, segundo semestre de 2003 y segundo semestre de 2004, (en que GAS NATURAL fue investigada por el SDC pero fueron sobreseídos los expedientes al considerar no probada la posición de dominio) VIESGO ofertaba por encima de 8 c€ prácticamente siempre, y por tanto a precios superiores a GNE.

Más aún, en 58 días de los 76 en que se sanciona a GNE, una o las dos centrales de VIESGO fueron también llamadas a resolver restricciones técnicas y por cantidades elevadas. Algunos de los días incluso resolvieron restricciones técnicas las tres empresas de la zona (ENDESA, VIESGO y GNE).

No existe evidencia alguna en el expediente que demuestre que los días imputados GNE sabía previamente que iba a ser llamada a resolver las restricciones y nada acredita que lo supiera con mayor seguridad que otros días de periodos anterior o posterior. Hay que suponer que GNE conocía el mercado, y que ante determinada demanda nacional podía saber que su central o las de sus competidoras iban a ser necesarias para cubrir la demanda previsible de la zona y que por tanto dentro de unos límites iban a ser llamadas a producir para restricciones técnicas una de ellas o, como fue lo habitual, ambas, siguiendo la práctica del operador del sistema en la programación de restricciones. Pero al existir otras centrales disponibles en la zona, el que ella no casara en el mercado diario, no la situaba automáticamente en posición de dominio para cubrir las necesidades de generación de la zona.

6 Podría inferirse de la Resolución que para la mayoría del Consejo la demostración de que GNE tenía independencia de comportamiento queda demostrada porque con su conducta ha podido obtener unos ingresos extraordinarios, ingresos medios más elevados de los que hubiera obtenido de ir al mercado diario. La cuestión que se plantea si así fuera, además de trastocar el orden lógico, es que la demostración de la posición de dominio se realiza por prueba indiciaria: se presume que si GNE ha podido cobrar unos precios superiores a los que se pagan en el mercado diario es porque gozaba de posición dominio. Pero, al margen de la consideración que merezca el uso

¹ Únicos precios que existen en el expediente a efectos comparativos.

de la prueba de indicios para la definición de la posición de dominio, debería haberse aplicado igual presunción en el año 2003 y en el segundo semestre de 2004, en que según se describe en el punto 3 anterior, la sancionada realizó la misma conducta.

Pero además no ha sido ese el planteamiento del Servicio, que de forma ortodoxa ha instruido el expediente analizando en primer lugar la posición de dominio, si bien de forma no suficiente a juicio de esta Consejera, y tampoco es consistente con el hecho de que, en el periodo de 2003, con los mismos agentes en el mercado, la misma conducta y ofertando a precios similares la sancionada y a precios superiores la competencia, haya sido sobreseído el expediente por no quedar acreditada la posición de dominio.

Igual ocurre con el sobreseimiento del expediente relativo al segundo semestre de 2004, ratificado por unanimidad por el Consejo. GNE siguió siendo llamada a resolver restricciones técnicas a pesar de la entrada de nuevas generadoras, porque curiosamente el incremento de producción de la zona con las nuevas centrales no ha reducido las restricciones técnicas sino al contrario, como puede verse en los hechos probados de la Resolución (HP nº4). Más aún, GNE fue llamada en mayor medida que en el periodo sancionado. Consta en los hechos probados de la Resolución que en el periodo 1 de enero a 18 de junio de 2004, de los 170 días GNE fue llamada a resolver restricciones técnicas 100 días (59%), por el contrario en el periodo 1 de enero de 2004 a febrero 2005, de los 425 días fue llamada 301 días, eso implica que en el periodo que va de 19 de junio de 2004 a febrero de 2005, de los 255 días, GNE fue llamada a resolver restricciones técnicas 201 días (casi un 80% de los días).

Y la diferencia de precios de oferta de 8 a 6 c€ entre el primer y segundo semestre de 2004 no invalida el anterior razonamiento, porque GNE fue llamada a resolver restricciones, y por tanto obtuvo unos ingresos medios superiores a los del mercado diario, tanto cuando el Consejo considera acreditada la posición de dominio como cuando considera que no está acreditada. Y no lo invalida además porque la sanción impuesta por la mayoría del Consejo lo es por ofertar a precios elevados (sin fijar en que medida son elevados) para no casar en el mercado diario, es decir por retirada de energía del mercado diario, sin que se entre a valorar en que medida eran excesivos, aspecto éste que no se ha considerado necesario abordar en este voto particular que se refiere exclusivamente a la acreditación de la posición de dominio, cuestión previa a la calificación de abuso.

Por todas las consideraciones expuestas anteriormente, a diferencia de lo sustentado por la mayoría, considero que los datos que obran en el expediente no permiten acreditar la posición de dominio de la central San Roque 1 de GAS NATURAL en la zona eléctrica Sur.

VOTO PARTICULAR DE D. MIGUEL CUERDO MIR A LA RESOLUCIÓN DEL EXPTE. 625/07, GAS NATURAL

Discrepo de lo acordado mayoritariamente por el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia en este Expediente sancionador y considero necesario formular el siguiente voto particular:

1. La mayoría del Consejo de la CNC ha considerado acreditado que se ha producido un abuso de posición de dominio por parte de GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. por haber ofertado, en determinados días del primer semestre de 2004, la producción de su central de ciclo combinado de San Roque 1 al mercado diario de electricidad a precios muy superiores a los que finalmente se establecieron en ese mercado y, en todo caso, a precios muy superiores a sus propios costes variables medios revelados, con la ilícita intención de quedarse fuera de ese mercado diario y poder abastecer el subsiguiente mercado de restricciones técnicas de la Zona Sur, obteniendo con su conducta un beneficio superior, que en otro caso no hubiera conseguido si hubiera entrado en el mercado diario.

2. Dado que precede a este Voto Particular otro de la Señora Consejera Doña María Jesús González López, manifiesto mi acuerdo con el mismo, especialmente en aquello que hace referencia a la posición de mercado de la central térmica de San Roque 1 en la Zona Sur. Efectivamente, la existencia de otras cuatro centrales disponibles en ese periodo, además de San Roque 1, en la Zona Sur, hace muy difícil considerar que una central con algo menos del 20% de la capacidad instalada en la zona (Hecho Probado 3) pueda tener independencia de comportamiento en una situación de restricciones técnicas. Ni siquiera bajo el planteamiento *ex post* basado en la observación de una demanda nacional de electricidad a partir de la cual se permite establecer una regla que dice que por encima de 645.000 Mwh., al menos tienen que funcionar tres centrales en la zona sur.

3. Este planteamiento lleva a la mayoría del Consejo de la CNC a establecer, en consonancia con la instrucción del SDC, que la central de Gas Natural San Roque 1 tiene posición de dominio al enfrentarse a una demanda residual que solamente puede ser cubierta por ella, siempre que el precio de oferta esté por debajo de 8 céntimos de euro el kilovatio-hora producido por ella. Sin

embargo, no se establece de manera meridiana la estructura de costes de los competidores a partir de la cual se acreditaría que no pueden competir con San Roque 1. Tampoco parece suficiente la fijación de un umbral de 8 céntimos de euro por kwh producido, cuando una de esas dos centrales ofertó por debajo de ese precio el 87% de los días y un 44% de los días a precios inferiores a los de la propia central de San Roque 1. Por lo que no queda suficientemente acreditada esa supuesta posición de dominio, siguiendo la metodología de comparación de los costes de los competidores con los propios, de cuya existencia se requiere para plantear una posible conducta abusiva.

4. Del mismo modo, se utiliza como un argumento a favor de la necesaria entrada en funcionamiento de San Roque 1 la preferencia del operador del sistema de dos centrales en funcionamiento cercano al mínimo técnico o en el mínimo técnico en lugar de una sola a plena carga. Precisamente la flexibilidad de oferta conjunta de las dos centrales de Algeciras I y II permite una aproximación mejor a lo que pretende el regulador del sistema y no decisiones independientes de dos centrales, como podría ser San Roque 1 y una de las de Algeciras de Viesgo.

5. Una vez más se somete a resolución del Consejo de la CNC la cuestión del abuso de la posición de dominio de una central de producción de electricidad en un mercado de restricciones técnicas, de más estrecha definición espacial y temporal que el mercado mayorista nacional de electricidad denominado mercado diario. Este planteamiento se hace sobre la base de una supuesta estructura de costes conocida de cada central térmica, a partir de la cual se puede inferir si su comportamiento en el mercado ha sido ilícito o no. En este punto no se puede olvidar que la cuestión no gira en torno a la existencia de unos “precios excesivos” sino a la existencia de una estrategia ilícita de salida del mercado diario para acabar en restricciones técnicas.

6. Abundando en la cuestión de la posición de dominio y a mayor abundamiento de los argumentos anteriores, en mi Voto Particular a la Resolución 601/05, IBERDROLA CASTELLÓN señalaba que “no es tan relevante la distancia entre precios y costes en restricciones técnicas como la distancia entre precios de subasta en el mercado diario y costes de producción en el mercado diario”. Es decir, se decía que “lo más relevante no es que, dado que es el único oferente en restricciones y dado lo inelástico de la demanda de restricciones, hay independencia de comportamiento, sino que la empresa denunciada tendrá independencia de comportamiento, relevante al caso, en la medida en que puede decidir entre estar en el mercado diario o salirse del mismo, para acabar produciendo en restricciones técnicas como único oferente capaz de satisfacer esa demanda en esa zona y en ese periodo, es decir, si puede alterar a su voluntad el mercado diario mayorista

de la electricidad en España”. Desde el punto de vista de lo que aquí se considera estaríamos ante circunstancias distintas, pero la cuestión de fondo es la misma: la independencia de comportamiento no es posible si no puede entrar y salir del mercado diario con la libertad que dan unos costes competitivos que ganen al mercado en cualquier momento. Lo que se quiere subrayar aquí, no es tanto la salida voluntaria para restricciones técnicas como la entrada segura en el mercado diario cuando se trata de una tecnología que marca el coste marginal de las subastas. Si no tuviera esa libertad de entrada basada en sus propios costes, se podría considerar la existencia de una posición de dominio.

En relación con ello, cabe plantear que de acuerdo con los Hechos Probados, la tecnología de San Roque 1 la convierte a menudo en tecnología marginal en el mercado diario. Es decir, un precio de mercado muy próximo a sus costes marginales. La posibilidad de entrar en restricciones si los otros competidores de la Zona Sur ofertan a precios inferiores a San Roque 1, obliga a Gas Natural a tenerlo en cuenta y ofertar al mercado diario a precios superiores, que son los que se corresponden con una central que va a ser llamada a restricciones técnicas, con un régimen de costes distinto y, en todo caso, superior, a pesar de que pueda ir al mercado intradiario, en momentos en los que los precios de ese mercado son claramente inferiores. Porque en los momentos de precios de mercado intradiario más altos, San Roque 1 probablemente esté produciendo para restricciones, es decir, en el momento de mayor demanda, como es lógico.

Lo que no puede plantear muchas dudas es el grado de incertidumbre comparada en relación con los programas de producción para el mercado diario –se sabe lo que se va a producir, cuánto se va producir y en qué momento se a producir, además del precio al que se va a producir-, frente a una producción orientada a resolver restricciones técnicas y completar el programa con mercado intradiario. En ninguno de los dos casos, las empresas conocen exactamente cuánto van a poder vender. Y, si en el mercado de restricciones vale su precio de oferta al diario, éste tampoco vale para hacerse con el mercado intradiario, del que conoce mucho menos acerca de cómo se va a desarrollar en precios y cantidades.

Por lo tanto, el análisis del Consejo se basa una vez más en ingresos de centrales de producción de electricidad –y no porque los ingresos sean mayores, los beneficios son mayores- que se sitúan como tecnología marginal en el mercado nacional; pero no repara en que tienen que prever la posibilidad de acabar en restricciones técnicas, a la vista de lo cual tienen que modificar sus precios de oferta porque se modifican sus programas de producción y, con ello, sus costes de producción. Siendo esta variable de costes de producción en restricciones técnicas la verdaderamente relevante a

los efectos del análisis del abuso. Esta misma razón vale para el comportamiento de las centrales de Viesgo Algeciras I y Algeciras II en régimen de restricciones técnicas. Hay que recordar una vez más que es el Regulador quien estableció que el precio de oferta del mercado diario era el precio de oferta para restricciones.

7. Por otra parte, la nueva presión competitiva a partir del verano de 2004 en la Zona Sur, no hace sino subrayar que la cuestión no descansa en una estrategia ilícita de quedarse fuera a propósito. Porque, siguiendo la lógica de la presión competitiva, a mayor competencia en el mercado diario, mayores posibilidades de que no existan restricciones. Y, si existen restricciones, a mayor competencia en restricciones, menores posibilidades de ser casada para restricciones. Pero lo que se observa es que, a pesar de la caída del precio de oferta de San Roque 1, las centrales de ciclo combinado se siguen quedando en restricciones, poniendo de manifiesto los problemas para entrar en un mercado diario con un marginal que podría ocasionarles pérdidas si subastaran y se quedaran fuera, porque luego tendrían que ir a restricciones.

8. La consideración de entrar en el mercado diario o no para la empresa de generación es una cuestión de costes de producción. Ahora bien, qué costes de producción. Porque en el caso de Gas Natural, con una única tecnología de producción de electricidad y solamente dos centrales en 2004, su estrategia de fijación de precios –precio aceptante- depende en gran medida de aquellos con una estrategia más compleja, que no se circunscribe a los costes de producción concretos de una tecnología determinada, sino a una estrategia de maximización de beneficios del conjunto de centrales de diferentes tecnologías, lo que podría estar modificando las condiciones de entrada al mercado diario, especialmente para aquellos que en el mercado nacional no tienen demanda residual positiva y tampoco tienen derechos históricos basados en exceso de costes, como los celeberrimos CTC.

En estas condiciones, el precio de mercado diario, por razones de estrategia de beneficios conjuntos de la empresa dominante y aquella más interesada en generar CTC, podría situarse por debajo de los costes marginales de la tecnología de ciclos combinados. Teniendo en cuenta que las empresas con estrategias más complejas podrían recuperar esas pérdidas de sus propias centrales de ciclo combinado por otra vía, por ejemplo, por incremento de ingreso de CTC, al ser el precio de mercado más bajo. Este no sería el caso de Gas Natural, un entrante en el mercado, con menos del 2% de la producción de electricidad peninsular, que solamente dispone de una tecnología y ningún derecho sobre CTC.

9. El problema de sancionar a uno de los pocos entrantes creíbles en el mercado mayorista de electricidad español, con incorporación de nueva

capacidad de producción al sistema, procedente de una única tecnología y no superior a un 2% de la oferta instalada, es que no se tiene en cuenta, además de lo señalado en el punto anterior, el hecho de observar las restricciones técnicas con una perspectiva más ajustada a una realidad más totalizadora de los mercados y la regulación existente. Obviamente, los operadores intentarán situar sus centrales en aquellos lugares en los que maximicen sus beneficios a largo plazo. Todo parece indicar, por las nuevas inversiones, que la Zona Sur es uno de esos emplazamientos, donde, por cierto, también se podría considerar, a la vista de los hechos, que hay menos barreras de entrada para nuevas instalaciones –y esta es una aportación importante al sistema eléctrico español, porque permite expandir la oferta-.

Ahora bien, el mercado nacional eléctrico como tal mercado ni se amplía ni se mejora solamente con la nueva oferta. Porque el mercado nacional es una red y deja de ser mercado nacional si hay excesos de demanda en una zona que no pueden ser cubiertos por oferentes situados en cualquier punto del mercado nacional. En una situación de restricciones el mercado nacional deja de funcionar.

La regulación ha permitido durante un tiempo la ficción de que el mercado nacional está funcionando porque el precio es nacional. Lo que distorsiona absolutamente la solución de los excesos de demanda zonales, haciendo que el precio no sirva como señal de escasez relativa, que es para lo que tiene que servir, dificultando en cualquier caso cuál debería ser el tamaño y la calidad de la red para todos sus puntos, especialmente en aquellos nodos que impiden su mantenimiento como red nacional. Es decir, un sistema que tiene como objetivo fijar un precio en el mercado diario para todo el mercado nacional, solamente se debería permitir excesos de demanda extraordinariamente ocasionales –y podríamos decir que accidentales- en determinadas zonas que solamente pueden ser eliminados por la oferta zonal correspondiente. Porque en estos casos la señal de escasez relativa de electricidad en la zona la tendría que determinar el precio de restricciones y no el mercado nacional. Otra cosa bien distinta es que se quiera hacer recaer en los consumidores de la zona el exceso de demanda, a partir de un mercado zonal y por la vía de un precio diferenciado, cosa que tampoco ocurre. Pero en estos casos, se estaría renunciando a la idea de mercado nacional.

En definitiva, para que ese precio nacional fuera una señal eficiente, el sistema y la propia red no deberían permitir las restricciones sistemáticas², al

² Curiosamente el concepto de restricción sistemática, tomado en este Voto Particular del uso que se le da en el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, ha sido enfatizado indirectamente por el propio Consejo de la CNC en anteriores expedientes, cuando plantea un escenario de restricciones continuadas en el tiempo, es decir, cuando el precio del mercado diario está por debajo de un umbral y vienen provocadas por el propio operador, hecho que

menos con la regulación existente en 2004, porque propicia la privatización del resultado de un cambio en la elasticidad de demanda nacional en relación con las restricciones –pasa a muy inelástica al repartirse el sobrecoste entre todos los compradores del sistema nacional- que está dispuesta a pagar casi cualquier precio por esas restricciones, *por mor* de la regulación sectorial. Sin olvidar que el cambio de elasticidad en relación con las restricciones lo produce la regulación y no los operadores, pero a su vez, las nuevas inversiones de éstos se encuentran con que el mercado diario no les retribuye adecuadamente, por las razones expuestas y aparecen en este mismo mercado con el precio correspondiente de restricciones.

En todo caso, si no opta por precios y mercados diferentes para mercados diarios y mercados de restricciones, la regulación tendría que buscar un sistema de incentivos para que el sistema actuara en todo momento como un mercado nacional, garante de un nivel mayor de competencia efectiva en todo él, con un precio nacional que sirviera de señal de escasez en todos los casos, a partir de una red nacional que lo hiciera posible en todo momento. Esto significa que la red nacional de transporte tendría que estar más orientada a la satisfacción de un mercado nacional desde el lado del consumidor, en cualquier punto éstos pagarían lo mismo, porque la red aseguraría que no se producen restricciones sistemáticas.

se puede prolongar en el tiempo. Lo que si se pone de manifiesto en el Libro Blanco citado es cómo en estas situaciones el sistema se protege, no mediante sanciones que eliminen el síntoma, sino atajando la causa: “en los sistemas en los que tienen lugar restricciones de red sistemáticas, que afectan a grandes conjuntos de generadores y consumidores, la simplificación anterior del precio único de la energía a todos los efectos es más cuestionable”.