



VOTO PARTICULAR QUE PRESENTA EL CONSEJERO D. JAVIER PEÓN EN RELACIÓN CON LA RESOLUCIÓN DE ESTA CNE DE FECHA 8 DE NOVIEMBRE DE 2005 SOBRE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PRESENTADA POR GAS NATURAL SDG, S.A. PARA TOMAR PARTICIPACIONES EN EL CAPITAL SOCIAL DE ENDESA, S.A.

El Consejero que suscribe discrepa del Voto Mayoritario en el relato de hechos y en los fundamentos de derecho que se contienen en las siguientes Consideraciones, y entiende que la operación debió ser denegada, por las siguientes razones:

CONSIDERACIÓN PRIMERA.- EL PLANTEAMIENTO DE LA CUESTION

Para encuadrar las razones que llevan al Consejero que suscribe a discrepar del Voto Mayoritario y dada la excesiva extensión del presente Voto Particular, resulta conveniente resaltar desde un principio que la cuestión es mucho más simple y sencilla de lo que aparentan los voluminosos escritos que han generado la operación analizada y los complejos y completos cálculos económico-financieros sobre las proyecciones de futuro del Nuevo Grupo resultante.

Para el Voto Mayoritario la cuestión se reduce a las siguientes premisas que sintetizamos a continuación:

- Supuestamente, la libertad de empresa y la instauración del silencio positivo obliga a interpretar la función 14ª en un sentido de mínima intervención y máximo esfuerzo para agotar el elenco de condiciones que puedan mitigar los riesgos y efectos negativos que puedan derivarse de la operación.



- Supuestamente, el primer y principal riesgo a analizar es la solvencia económica financiera de la operación y, en especial, de la propia actividad económica regulada.
- Supuestamente, acreditada la solvencia económico-financiera, los riesgos y efectos negativos desaparecen desde el momento en que se aseguran las inversiones comprometidas por las respectivas compañías.
- Supuestamente, es prioritario asegurar dichas inversiones mediante condiciones porque el modelo regulatorio supuestamente tiene lagunas y no otorga instrumentos para conseguirlo.

Sin embargo, la teoría que acabamos de exponer de forma tan esquemática está tan alejada de los principios más elementales y básicos del marco regulatorio todavía vigente, que resulta, - a juicio de este Consejero-, aun más revolucionaria para el sector que la propia operación en sí.

Decimos que es revolucionaria por las siguientes razones:

1º).- Porque apela a la libertad de empresa y de mercado para justificar actuaciones de sociedades excluidas de él, por tratarse de actividades reguladas en régimen de monopolio y excluidas del riesgo empresarial y de la competencia. ES decir, considera que el bien jurídico protegido es la libertad de empresa, cuando la realidad es que el bien jurídico protegido es el modelo regulatorio y el patrimonio regulado obtenido en régimen monopolístico

2º).- Porque proclama el principio de mínima intervención, cuando la Ley de Hidrocarburos de 1.998 establece en su art. 63, el criterio de máxima intervención al decretar la exclusividad en el objeto social de la sociedades que



realizan actividades reguladas y, por ello, la correlativa prohibición de realizar actividades mercantiles distintas, precisamente por su condición de monopolísticas.

3º).- Porque, -contraviniendo el tenor literal y la filosofía inspiradora de la función 14ª-, limita la consideración del riesgo y del efecto negativo a la producción de situaciones catastróficas y extremas para las actividades reguladas a proteger, considerando subsanable todo aquello que no sea la evidencia de la insolvencia económica financiera de la operación.

La realidad es que la operación analizada presenta tal número de riesgos y efectos negativos, no sólo directos sino intensísimos, para el conjunto de las actividades reguladas en España que todavía cuesta creer que sea necesario tener que justificarlos y enumerarlos.

4º).- Porque, al interpretar tan desacertadamente el sentido y la naturaleza del ejercicio de la función 14ª, cree observar lagunas regulatorias e inexistencia de instrumentos para asegurar que las inversiones se producen realmente , cuando lo cierto es que el principal y más eficaz instrumento es el correcto ejercicio de la función 14ª.

Por todo ello, para denegar la operación hubiera bastado la siguiente constatación:

“Se detraen del sistema de actividades reguladas una ingente cantidad de recursos (entre [...], solo en metálico) que se entregan a los accionistas de ENDESA para su empleo en lo que estimen conveniente y oportuno. Dichos recursos, por otro parte, no proceden de aportación líquida alguna de los accionistas de GAS NATURAL SDG sino del deterioro de todos los ratios económico financieros de rentabilidad y solvencia de la Compañía, al incrementar su endeudamiento en una



cantidad equivalente. Dicha situación produce un deterioro de los ratios de solvencia y endeudamiento del conjunto del sector, rompiendo la senda de saneamiento observada en los últimos dos años. Todo ello es incompatible con las necesidades de inversión en la actividad regulada de distribución de gas, necesitada de importantes inversiones para su adecuado desarrollo en España, dada su insuficiencia en relación con la media del resto de países europeos”.

Por todo ello, procede denegar la autorización solicitada ante la imposibilidad de imponer condición alguna que no suponga alteración esencial de los términos en los que dicha operación se ha concretado ante esta CNE para su eventual autorización.

Puede parecer excesivamente escueto para una operación de esta envergadura, pero no lo es. La cuestión es así de clara y sencilla. El problema estriba en que se confunden y entremezclan en la controversia conceptos, principios y objetivos que nada tienen que ver con la naturaleza de las actividades reguladas ni con el correcto ejercicio de la función 14ª. Por ello, nos veremos obligados en este extenso Voto Particular, a explicar conceptos y desarrollar argumentos que, por elementales, parecerían ociosos e inútiles.

CONSIDERACION SEGUNDA.- SOBRE LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN LOS SECTORES ENERGÉTICOS, ELÉCTRICO Y GASISTA. ESPECIAL REFERENCIA A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.

Como esta CNE ya tuvo ocasión en anteriores precedentes de realizar una exhaustiva descripción que permitiera percibir la filosofía que inspira la coherencia del actual modelo regulatorio, -siempre perfectible-, y sobre todo, que permitiera extraer claras conclusiones para fijar con nitidez el ámbito de decisión del ejercicio de la función 14ª. Seguiremos a continuación casi literalmente la descripción que entonces se hacía porque nos parece más clara



Comisión
Nacional
de Energía

y concluyente que la descripción que se contiene en la Resolución sustentada por el Voto Mayoritario.

Según se establece en la Exposición de Motivos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la regulación del sector del gas trata de avanzar en la liberalización del sector y de recoger los avances habidos en nuestro país en esta industria desde la promulgación en 1987 de la Ley de Disposiciones Básicas para un Desarrollo Coordinado de Actuaciones en Materia de Combustibles Gaseosos, (Ley 10/1987, de 15 de junio), haciéndolo compatible con un desarrollo homogéneo y coherente del sistema gasista en todo el territorio nacional.

Sobre la base de la homogeneidad ya aludida como criterio que preside la Ley del Sector de Hidrocarburos, se pretende también que la homogeneidad se mantenga en el enfoque básico dado al sistema de gas natural, en relación con el sistema eléctrico. Se trata en ambos casos de suministros que requieren conexiones físicas entre productores y consumidores. Al no tener sentido económico la duplicidad de estas interconexiones, el propietario de la red se configura como un monopolista del suministro.

Se suprime en el sector del gas la consideración del servicio público. Sin embargo, se mantiene para todas las actividades la consideración de *actividades de interés general*. Esta consideración descansa en uno de los principios esenciales de la Ley, como es la garantía de suministro. De acuerdo con lo previsto en el artículo 57, el suministro de combustibles gaseosos por canalización se realizará a todos los consumidores que lo demanden, comprendidos en las áreas geográficas pertenecientes al ámbito de la correspondiente autorización y en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, previa consulta a las Comunidades Autónomas.



A la vista de lo anterior, puede considerarse que el sector gasista viene configurado por un conjunto de actividades que, por sus características y por su propia finalidad, demandan un cierto grado de intervención o control por parte de las Administraciones Públicas. Así, el artículo 2 de la Ley del Sector de Hidrocarburos reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades gasistas, **si bien exige que tales actividades se ejerzan garantizando el suministro de gas por canalización a los consumidores demandantes dentro del territorio nacional**, teniendo la consideración de actividad de interés económico general. Se prevé expresamente que, respecto de dichas actividades, las Administraciones públicas ejercerán las facultades previstas en la Ley.

Dentro de todo el conjunto de actividades del sector gasista, **la Ley distingue claramente entre actividades reguladas y actividades no reguladas**. El artículo art. 60.1 de la Ley califica como **actividades reguladas** la regasificación, el almacenamiento estratégico, el transporte y **la distribución**, estableciendo que el régimen económico y de funcionamiento de estas actividades se ajustará a lo previsto en la propia Ley.

Esta distinción entre actividades reguladas y no reguladas constituye uno de los pilares esenciales de la liberalización del sector gasista. Como ya se ha indicado, la consideración de actividades reguladas tiene su razón de ser en sus particulares características. Coincidiendo con lo señalado en la Exposición de Motivos, carece, en general, de sentido lógico y económico duplicar las interconexiones gasistas, lo que hace que el propietario de la red existente se configure como un monopolista de suministro.

De similares características goza el sector eléctrico. Según reza la Exposición de Motivos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el transporte y **la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural**: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones



directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable -como la energía eléctrica- varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Todas estas características técnicas y económicas hacen del sector eléctrico un **sector necesariamente regulado**. Por este motivo, la Ley del Sector Eléctrico también distingue entre actividades reguladas y no reguladas, incluyendo entre las segundas, la gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución.

Sobre esta distinción entre actividades reguladas y no reguladas descansa la obligación de **separación jurídica y contable de actividades**, presente tanto en la regulación del sector gasista como del eléctrico.

Conforme a este principio de separación jurídica de actividades establecido en el **artículo 63.1 de la Ley del Sector de Hidrocarburos**, aquellas sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas, deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de comercialización. El párrafo segundo del artículo 63 exige a las entidades mercantiles que realicen más de una actividad regulada, que lleven en su contabilidad interna cuentas separadas para cada una de ellas, tal y como se les exigiría si dichas actividades fuesen realizadas por empresas distintas, **a fin de evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.**

Por su parte, el artículo 14.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, recoge esta misma previsión referida, claro está, a las actividades reguladas del sector eléctrico.

La finalidad perseguida por el legislador con la separación de actividades es de doble ámbito:



Por un lado, -y como objetivo propio y principal de salvaguardar la defensa del interés general que se satisface en régimen regulado-, **persigue evitar las transferencias de rentas de origen regulado, a actividades distintas de aquellas que las originan. Dado que el precio fijado administrativamente o tarifa no puede** financiar actividades distintas a aquellas para cuya remuneración se establecen, **salvado un margen de beneficio razonable para la Compañía que presta dicho servicio de interés general, si las rentas obtenidas exceden dicha rentabilidad razonable, deben ser devueltas a los consumidores, mediante la correspondiente rebaja de dichas tarifas.** Aunque son fijadas estimativamente por el Gobierno con arreglo a una metodología definida, siempre está sujeta a errores e inadecuación de previsiones, por lo que la propia metodología establece las pautas para su revisión periódica.

Por otro lado, y desde la perspectiva instrumental de las actividades reguladas que se prestan a través de infraestructuras de red para atender el derecho de acceso de operadores que centran su actividad en mercados energéticos abiertos a la competencia, trata de garantizar la neutralidad del servicio regulado, en defensa de la libre competencia, como un medio para vencer la concentración vertical de los sectores, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y, en definitiva, posibles falseamientos del principio de libre competencia, que se encuentra garantizado en los artículos 60.1 de la Ley del Sector de Hidrocarburos y 11 de la Ley del Sector Eléctrico.

Conforme a lo establecido en los citados artículos 60 de la Ley del Sector de Hidrocarburos y 11.2 de la Ley del Sector Eléctrico, la consideración de determinadas actividades como reguladas se justifica en **que tanto su régimen económico como su régimen de funcionamiento están regulados y excluidos de la fijación de precios según las reglas del mercado, así como en que el servicio prestado responde a la calificación de interés**



económico general que reconoce el derecho a los consumidores a exigir tal servicio a precios tasados.

Centrándonos en la actividad de distribución de gas natural, que es la que desarrolla la sociedad GAS NATURAL SDG, S.A., ésta encuentra su regulación de funcionamiento en el capítulo V del Título IV de la Ley del Sector de Hidrocarburos, que lleva por título Distribución de Combustibles Gaseosos por Canalización.

El artículo 58 de la Ley 34/1998 define a los distribuidores como aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de distribución que tienen la función de distribuir el gas natural por canalización, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

La actividad de distribución de gas natural está sujeta a autorización administrativa, al exigirse ésta para la construcción, modificación, explotación y cierre de las correspondientes instalaciones. El control administrativo alcanza a los titulares de las instalaciones, que deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económica.

El artículo 74 de la Ley del Sector de Hidrocarburos contiene todo el régimen de obligaciones de los distribuidores de gas natural. El listado de obligaciones contenidas en el artículo 74 citado, establece claramente las prioridades a las que debe orientarse la actividad regulada de distribución:

“Serán **obligaciones de los distribuidores de gas natural**:

- a) Efectuar el suministro a tarifa a todo peticionario del mismo y ampliarlo a todo abonado que lo solicite, siempre que exista capacidad para ello y siempre que el lugar donde deba efectuarse la entrega del



gas se encuentre comprendido dentro del ámbito geográfico de la autorización, suscribiendo al efecto la correspondiente póliza de abono o, en su caso, contrato de suministro.

b) Realizar las adquisiciones de gas necesarias para realizar el suministro.

c) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, suministrando gas a los consumidores de forma regular y continua, siguiendo las instrucciones que dicte la Administración competente en relación con el acceso de terceros a sus redes de distribución, cuando éste proceda, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

***d) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución, en el ámbito geográfico de su autorización, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro de gas,** sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas. Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de ampliación para atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometerla, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla, atendiendo a sus condiciones.*

(...)

g) Comunicar a la Administración competente que hubiese otorgado las autorizaciones de instalaciones, las modificaciones relevantes de su actividad para que ésta remita la información al Ministerio de Industria y Energía, a los efectos de determinación de las tarifas y la fijación de su régimen de retribución.



h) Comunicar a la Administración competente para que ésta remita al Ministerio de Industria y Energía la información que se determine sobre precios, consumos, facturación y condiciones de venta aplicables a los consumidores, y volumen correspondiente por categorías de consumo, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector gasista. Asimismo, deberán comunicar a cada Comunidad Autónoma toda la información que les sea requerida por ésta, relativa a su ámbito territorial.

(...)

j) Realizar las acometidas y el enganche de nuevos usuarios de acuerdo con lo que reglamentariamente se establezca.

k) Proceder a la medición de los suministros en la forma que reglamentariamente se determine, preservándose, en todo caso, la exactitud de la misma y la accesibilidad a los correspondientes aparatos facilitando el control de las Administraciones competentes”.

Es decir, **todas las obligaciones citadas están orientadas a atender derechos de los consumidores para garantizar su acceso al consumo y disfrute de un bien de interés general, a precios fijados por el Gobierno.**

Ahora bien, el modelo de liberalización iniciado con la Ley del Sector de Hidrocarburos y desarrollado mediante los Reales Decretos 949/2001, de 3 de agosto y 1434/2002, de 27 de diciembre, instaura también el derecho de los ciudadanos a poder elegir un suministrador del servicio, o comercializador, que ofrezca mejores condiciones que las prestadas por el distribuidor. Es decir, **convive un modelo regulado, cuya razón de ser es la garantía del suministro a los ciudadanos como servicio de interés general y a precios tasados, con un modelo de mercado y abierto a la competencia de tantos comercializadores como sean autorizados.** Desde el día 1 de enero de 2003, todos los consumidores pueden legalmente servirse del suministro



acudiendo al mercado en competencia y contratando con el comercializador que pueda ofrecerle mejores condiciones que las fijadas en la tarifa regulada. En ese sentido, las actividades reguladas prestan servicio, como antes se expuso, como infraestructura de red a través de la cual los comercializadores “transportan” el producto “gas” a sus clientes.

Por ello, el artículo 74 también se preocupa de regular las **obligaciones de los distribuidores para atender esa función al servicio de la competencia:**

- “e) Efectuar los contratos de acceso a terceros a la red de gas natural en las condiciones que se determinen reglamentariamente.*
- f) Proporcionar a las empresas de transporte, almacenamiento y comercialización de gas natural suficiente información para garantizar que el transporte de gas pueda producirse **de forma compatible con el funcionamiento seguro y eficaz del sistema.***
- i) Estar inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización a que se refiere el presente Título”.*

Por lo tanto es importante para el Consejero que suscribe, señalar ya desde ahora, que los distribuidores tienen una doble obligación:

- Por un lado, de extender su propia red para atender al suministro a tarifa.
- Por otro lado, de extender su propia red para hacer posible el suministro libre de los comercializadores. Es innecesario decir que esta obligación de doble dimensión se concreta en más necesidades de inversión determinadas, que serán mayores cuanto mayores sean las necesidades del sistema.



Por ello, el artículo 75 regula los **derechos de los distribuidores** que son básicos para hacer posible la actividad empresarial regulada y limitados al derecho de acceso al producto (suministro del transportista en condiciones también tasadas al ser actividad regulada también el transporte) y **a una remuneración, precio o tarifa que permita la rentabilidad de la actividad.**

Por ello dispone lo siguiente:

- “1. Los distribuidores tendrán derecho a adquirir gas natural del transportista a cuya red estén conectados al precio de cesión que será establecido conforme a lo dispuesto en el capítulo VII del presente Título para el suministro a clientes a tarifas autorizadas.*
- 2. Igualmente, tendrán derecho a obtener la remuneración que corresponda conforme a lo dispuesto en el capítulo VII del presente Título”.*

Es importante resaltar esta cuestión: **la inversión del distribuidor** le da derecho a la seguridad de su inversión y a **una retribución razonable** por ella.

Hasta aquí el planteamiento o doctrina general casi literalmente expuesta en la Resolución de esta CNE de fecha 30 de Abril de 2.003, aplicable a cualquier supuesto que pueda tener relación con el ejercicio de la función 14ª.

Pero tratándose en aquel caso de la misma Sociedad peticionaria que en el presente procedimiento, GAS NATURAL SDG, cabe recordar lo que entonces se afirmaba respecto de dicha Sociedad:

“Pues bien, llegado este punto debe definirse ya desde ahora que la sociedad solicitante es una sociedad que tiene como objeto social exclusivo, por imperativo legal, el negocio regulado de distribución de gas. Han quedado expuestas sus obligaciones y sus derechos,



reflejadas las fuertes limitaciones que regulan su actividad, orientada a la satisfacción del interés general. Entre las obligaciones de los distribuidores, debe hacerse mención especial al derecho de acceso de terceros a las instalaciones de distribución. Según el artículo 76 de la Ley, los titulares de las instalaciones de distribución deberán permitir la utilización de las mismas a los consumidores cualificados y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad.

Este derecho de acceso de terceros se configura en la Ley como un pilar básico de la liberalización, que permite introducir la libre competencia en el ejercicio de la actividad de distribución de gas natural. Pero dicha libertad para competir en distribución de gas no es inmediata, sino que esta vedada hasta el 1 de enero de 2005 en muchas zonas geográficas españolas. Debe tenerse en cuenta que el diseño actual de la actividad de distribución es heredero directo del sistema concesional que regía anteriormente. No en vano, la disposición adicional sexta declara extinguidas todas las concesiones anteriores para actividades incluidas en el servicio público de gases combustibles por canalización, entre ellas, las de distribución de gas natural, sustituyéndolas de pleno derecho por autorizaciones administrativas. Pero al mismo tiempo, la Ley en su disposición transitoria decimoquinta, impide que puedan concederse nuevas autorizaciones para la construcción de instalaciones de distribución sobre la zona de distribución de gas natural de una concesión que hubiera devenido en autorización, hasta que hubiera transcurrido un plazo de quince años. Es decir, según las previsiones de la Ley, hasta el 9 de octubre de 2013.

Modificaciones legislativas posteriores acortaron dicho plazo hasta el 1 de enero del año 2005 o hasta la vigencia de la concesión original. Durante ese periodo transitorio, las empresas autorizadas vienen



obligadas a cumplir las obligaciones de servicio público de desarrollo y extensión de las redes, mediante las correspondientes inversiones, impuestas en virtud de la concesión, y salvo saturación de la capacidad de sus instalaciones”

Debe llamarse la atención sobre la especial circunstancia de que dicho régimen ha quedado profundamente alterado mediante el R.D. 5/2005.

La extensión de la red de distribución en España y las obligaciones de inversión a ella inherentes.

En apartados precedentes se ha realizado ya alguna valoración previa sobre esta cuestión y sobre la situación diferente de expansión de la red de distribución eléctrica y la red de distribución de gas en España.

En la Resolución se menciona el diferente grado de exigibilidad de las inversiones en transporte y en distribución de gas, siendo la planificación vinculante en el primer caso y simplemente indicativa en el segundo, Pero no debe olvidarse que aunque la planificación indicativa no tiene carácter de exigible en cuanto a instalaciones concretas que hayan de ser ejecutadas, si contiene una clara orientación, flexible pero no inexistente, sobre cuales han de ser los compromisos y prioridades inversoras a las que aplicar las rentas publicas obtenidas por las tarifas y peajes fijadas por el poder público como remuneración de actividades no abiertas a la competencia.

La propia metodología de retribución de la distribución, que no establece pagos por instalación sino en función de variables agregadas y macroeconómicas, obliga a ser aún más vigilante para que no puedan extraerse las rentas del monopolio regulado hacia actividades distintas de las reguladas.



Y más aún ha de ser así cuando tras la última reforma normativa contenida en el Real Decreto Ley 5/2.005, que modifica la LSE entre otros aspectos en el sentido de dejar sin efecto el plazo del 1 de Enero de 2.005 previsto para el final de las autorizaciones concedidas en régimen de exclusiva, implantando de nuevo un monopolio zonal en una actividad como la de distribución de gas que tiene gran parte de su desarrollo de red aún pendiente, tal y como hemos visto en apartados precedentes

El referido R.D.5/2005 extiende la vigencia de los derechos de los distribuidores inherentes a las concesiones, -dejando sin efecto el límite temporal para el monopolio establecido en la legislación anterior que fijaba como fecha límite la del 1 de Enero de 2.005-, y por ello, mismo, a juicio de este Consejero, **debe extender e incrementar significativamente las obligaciones de inversión de los distribuidores** . Una interpretación distinta podría constituir un desequilibrio en perjuicio de los consumidores y de otros agentes del sistema, al otorgar legalmente nuevas ventajas y derechos a monopolistas privados sin la correlativa nueva carga de obligaciones que equilibren aquellos.

Sobre todo si tenemos en cuenta el **insuficiente desarrollo que la infraestructuras de la red de distribución** de gas presentan en España.

En ese sentido hay que recordar que siempre se ha entendido en el sector que la asimetría en la retribución entre la distribución eléctrica y de la distribución de gas obedecía a esas mayores necesidades de inversión. Recuérdese lo que declaraba esta CNE en la citada Resolución de 30 de Abril de 2.003:

“Como luego se detallará, ésta fue una de las razones principales de las diferencias existentes en la metodología de fijación de la retribución de la actividad de distribución de gas, respecto a la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de electricidad. La otra, el



insuficiente desarrollo de las infraestructuras de red de gas en España, frente a la plena expansión en todo el territorio nacional de las redes y suministro eléctricos.

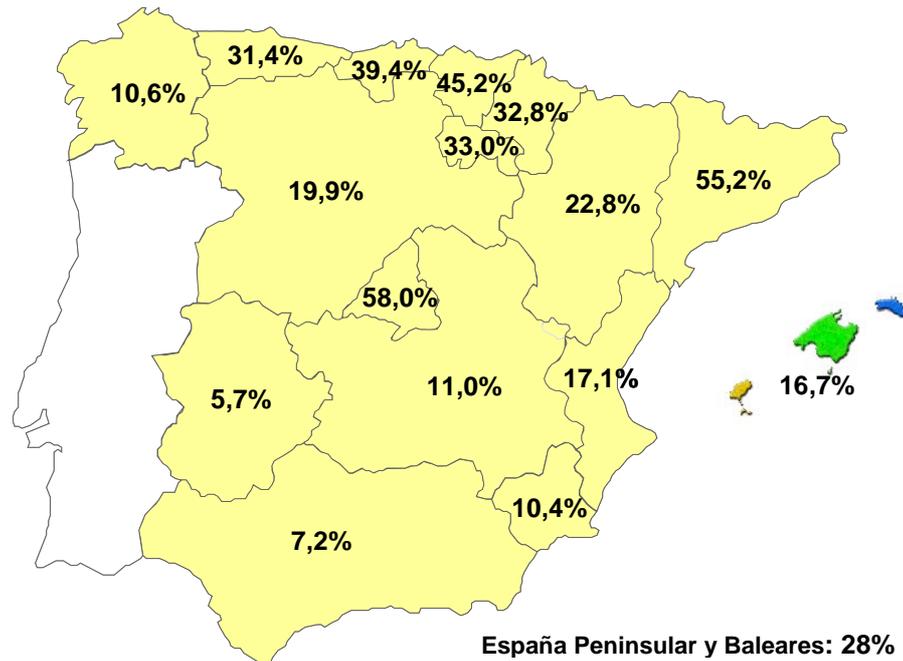
Todas las anteriores circunstancias que afectan al funcionamiento de la actividad de distribución, para garantizar el suministro a todos los consumidores del bien considerado de interés económico general, justifican su carácter de “regulado”.

Y lo cierto es que dos años después de que esta CNE llegara a tal conclusión de insuficiente desarrollo de las infraestructuras de red de gas en España, no puede decirse que la situación haya variado sustancialmente en lo que a la red de distribución se refiere, que es la que afecta directa y principalmente a GAS NATURAL SDG.

En la Resolución que autoriza ahora la operación planteada por GAS NATURAL SDG se realiza un análisis suficiente descriptivo de la situación y desarrollo de las infraestructuras de distribución en España, que damos aquí por plenamente reproducidas. Pero cabe añadir algunas consideraciones a la vista de los datos allí expuestos.

En primer lugar, resulta indiscutible que el desarrollo de las infraestructuras de red de distribución en nuestro País se encuentra en grado de desarrollo totalmente heterogéneo desde el punto de vista geográfico.

Porcentaje de Viviendas con Suministro de Gas Natural por Comunidad Autónoma a Finales del Año 2004



Canarias no aparece siquiera en dicho cuadro porque simplemente carece de infraestructura gasística. Ténganse en cuenta además que los porcentajes reales son inferiores porque la comparación se realiza con datos de suministro de gas del año 2.004, pero sobre un parque de viviendas del año 2.001, inferior al actual.

Como puede observarse, el insuficiente desarrollo de infraestructuras gasistas en algunas Comunidades Autónomas puede llegar a ser valorado como difícilmente justificable si se relaciona con las magnitudes económicas puestas ahora en juego con la operación que es objeto de este procedimiento.

En segundo lugar, si comparamos el grado de desarrollo de dichas infraestructuras con la situación europea, cabe concluir que el esfuerzo inversor



todavía es insuficiente para alcanzar los niveles medios de los países de nuestro entorno.

El notorio alejamiento de nuestro mallado de red de gas en España comparado con la situación en los demás países que también integran el mercado único de electricidad y gas puede llegar a ser valorado como difícilmente justificable si se relaciona con las magnitudes económicas puestas ahora en juego con la operación que es objeto de este procedimiento.

En tercer lugar, la practica paralización, -que puede deberse a muchas razones, pero entre ellas sin duda se encuentran las de naturaleza económica-, que se observa en relación a la ejecución de Convenios especiales de gasificación en determinados territorios de la geografía española, puede ser valorada como difícilmente justificable si se relaciona con las magnitudes económicas puestas ahora en juego con la operación que es objeto de este procedimiento.

Puede observarse como conclusión general que, para la ejecución de dichos Planes articulados en Convenios de Colaboración que afectan a [...] más [...] en determinadas zonas de la geografía española, y para el periodo desde 1.998 a 2.004 estaba prevista una inversión total de [...]. **La inversión a diciembre de 2.004 [...].**

Estima el Consejero que suscribe que esta situación es difícilmente explicable si se compara con las magnitudes económicas puestas en juego en la operación para la que ahora se solicita autorización (lo comentamos en un apartado específico más adelante).

Y venimos diciendo que son difícilmente justificables y difícilmente admisibles porque hay que recordar que los distribuidores, y GAS NATURAL SDG como principal distribuidor que ostenta el [...] de sector de distribución de gas en



España por simple concesión administrativa-, están obligados a realizar esas inversiones, están obligados por Ley a extender la red de gas en España. Prácticamente va a ser el único distribuidor de gas en España, a excepción de Asturias y País Vasco hasta que no se concrete y ejecute el plan de desinversiones.

Finalmente si atendemos a las cifras previstas de inversión por la propia GAS NATURAL SDG cuando con arreglo a su Plan 2.003-2008 y las inversiones realmente realizadas en los dos únicos años en los que ya se dispone de datos reales de inversión efectivamente realizada se comprueba que hay un [...] ya que frente a una inversión prevista de [...] en el Plan de Inversiones que presentaba para la OPA de IBERDROLA (Iberdrola no computaba inversión alguna en distribución de gas) en su actividad regulada de distribución de gas, se han traducido en una inversión real según la propia Gas Natural SDG del orden de [...], lo que supone [...].

Si a ello se añaden los comentarios del Voto Mayoritario sobre la negativa evolución de Gas Natural SDG en los dos últimos años (pag 194 de la Resolución) pueden surgir dudas razonables sobre la capacidad de cumplimiento de GAS NATURAL SDG sobre sus propias previsiones. En el apartado correspondiente pondremos de relieve las importantes discrepancias que sobre las proyecciones de futuro de las principales magnitudes económico-financieras del Nuevo Grupo realizan las dos Compañía implicadas en la operación, discrepancias que han sido omitidas en la Resolución sustentada por el Voto Mayoritario.

A la vista de las anteriores comparaciones y consideraciones la pregunta surge de forma natural: ¿se han venido empleando las rentas e ingresos regulados por la autoridad administrativa en las obligaciones de inversión fijadas por el legislador o se han acumulado para mediante una operación como la que ahora se somete a autorización ser transferidas fuera del monopolio de distribución?



Y si eso es así, ¿no era posible un ritmo de crecimiento de las redes de gas mucho más intenso que el que se ha producido en la práctica en estos años? Y por último ¿cómo van a costearse las mayores obligaciones de inversión que resultan de los mayores derechos concedidos por decisión del Gobierno mediante la aprobación del R.D. 5/2.005 que ya se ha citado anteriormente?

Las respuestas a estos interrogantes son simples: **o se producirá una constante presión al alza de las tarifas de gas en los próximos años o se ralentizará aun más el desarrollo y expansión de las redes de gas, máxime cuando al concedérseles de nuevo el monopolio zonal, ningún otro distribuidor podrá ocuparse de su ejecución.**

A todo ello se añade un cambio de modelo cuantitativo y cualitativo al integrarse las redes de distribución de gas y electricidad.

La situación, a juicio de este Consejero, supone una clara involución del proceso de liberalización iniciado en 1.998 y choca con los pilares fundamentales que lo inspiraban. Y lamentablemente la decisión del Voto Mayoritario al realizar una interpretación errónea del alcance y naturaleza de la función 14ª dando lugar a la autorización solicitada viene a apuntalar y a consolidar ese punto de inflexión hacia escenarios pasados que se creían ya superados, caracterizados por la intervención pública para sostener y facilitar un modelo basado en monopolios privados fuertemente intervenidos.

Esta situación contraviene igualmente las directrices y obligaciones que se derivan de las Directivas Comunitarias, **2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003**, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE y **2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003**, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, cuya transposición al ordenamiento



jurídico español acumula un retraso difícilmente explicable y que viene a generar nuevas incertidumbres en relación con la operación planteada, tal y como comentaremos en el apartado correspondiente.

Finalmente, tanto el cauce mercantil escogido como el gran número de contingencias que tensionan la operación, constituyen en si mismos riesgos y efectos negativos adicionales que serán comentados en el consiguiente apartado.

CONSIDERACION TERCERA.- ESPECIAL REFERENCIA AL PRINCIPIO DE SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES EN RELACIÓN CON LA FUNCIÓN DECIMOCUARTA DE LA DISPOSICIÓN ADICIONAL UNDÉCIMA. TERCERO.1 DE LA LEY 34/1998.

Continuando con el hilo conductor que se contenía en la Resolución de esta CNE sobre la descripción del modelo regulatorio energético español es preciso recordar ahora de nuevo que el principio de separación de actividades constituye como uno de los pilares del modelo de liberalización de los sectores energéticos, estableciéndose dicha exigencia a nivel comunitario en las normativa comunitaria. Así la Directiva 98/30 CEE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior del Gas Natural establece en su Considerando 22 *“que la contabilidad de todas las compañías de gas natural integradas deberá tener un alto grado de transparencia; que diferentes actividades deberán llevar su contabilidad por separado cuando sea necesario para evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y demás distorsiones de la competencia (...)”*. Esta previsión debe ser completada con la referencia a los artículos 12 y 13 de la propia Directiva. Ahora se completa dicha normativa con la **Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003**, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.



Es decir, que hasta la fecha en que se han aprobado las nuevas Directivas citadas el legislador español, tal y como ya se ha expuesto, había ido más allá imponiendo la obligación de separación jurídica y unos plazos de liberalización mas cortos y ambiciosos que la mayoría de los países de nuestro entorno. Pero desde la fecha de las Directivas, 2003/55/CE y 2003/54/CE, el Legislador español empieza a quedarse atrás en la medida en que todavía no ha transpuesto las mismas.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que las nuevas propuestas de Directivas por las que se modifican las anteriormente citadas, refuerzan la separación de las actividades de distribución y de transporte, de la electricidad y del gas.

Por lo que se refiere a la distribución, se propone introducir la separación jurídica y funcional también para los gestores de redes de distribución de electricidad y gas. En cualquier caso la transposición de dichas Directivas no es unívoca sino que debe tener presente que las mismas constituyen reglas generales homogéneas que no tiene en cuenta las singularidades de la regulación de cada Estado miembro. En este sentido, las singularidades del modelo español, que impone la obligación del suministro a tarifa a las propias distribuidoras que se ocupan también de la actividad de red de distribución, y establece la separación jurídica y no sólo contable, puede dar lugar a múltiples interpretaciones sobre la mejor forma de transponer esos criterios generales de las Directivas a al legislación española.

Por ello mismo, este Consejero considera que la autorización que ahora se otorga va a dar lugar a una situación de integración de redes que **condiciona de forma probablemente irreversible el resultado final del debate regulatorio.** Dicho debate debía haberse procedido en otro contexto, con intervención de todos los agentes y administraciones implicados y de los



propios representantes de los consumidores. **Si esta CNE desea sugerir cambios regulatorios en un sentido determinado puede y debe hacerlo porque le habilita para ello las funciones 2ª y 3ª de la Disposición Adicional Undécima. Primero Apartado Tercero, pero en el contexto, cauce y procedimiento de dichas funciones, nunca en ejercicio de la función 14ª que se establece precisamente para lo contrario: para preservar la estabilidad del modelo vigente** impidiendo la aparición de riesgos significativos o efectos negativos directos o indirectos como consecuencia de operaciones inversoras que no se orienten al propio negocio regulado.

3.1 Doctrina sobre las posibles transferencias de rentas entre las actividades reguladas y las liberalizadas

Tanto en el precedente de REE en relación con su inversión en Perú, -que le fue denegada por esta CNE-, como en el precedente de la OPA de GAS NATURAL SDG sobre IBERDROLA se valoraba como efecto negativo, -por transferencia de rentas-, la relación proporcional existente entre las inversiones previstas y las cantidades para cuya inversión fuera de la actividad regulada se solicitaba autorización. Así en la Resolución de esta CNE de fecha 30º de abril de 2.003 se establecía lo siguiente:

“Así son aplicables las consideraciones y reflexiones que se hacen en la citada Resolución acerca de la posibilidad de reconocer la libertad de disposición de los fondos obtenidos como ingresos de las actividades reguladas para actividades distintas de las reguladas, frente a la posibilidad de invertirlos en el futuro en la propia actividad regulada, para su desarrollo y mejora. En el caso que nos ocupa, conforme a la información aportada por el adquirente en su notificación se estima una cuantía de los pagos de la parte de la contraprestación consistente en dinero de aproximadamente 6.300 millones de € que repercutirán finalmente como un coste de la operación a asumir por el Grupo Gas



Natural, cuyos ingresos actuales, como se ha señalado anteriormente, proceden mayoritariamente de los negocios regulados.

También se consideran asimilables las valoraciones realizadas en la Resolución del expediente de REE en lo que se refiere al importante papel de Gas Natural en el desarrollo de la actividad de distribución de gas en España, como principal empresa distribuidora de gas, con una cuota actual superior al 80%, que quedaría en el 70% según el plan de desinversión presentado en la operación. Así, aunque no es estrictamente comparable la situación para REE y Gas Natural, dado que, como bien quedó reflejado en la Resolución, la Ley 54/1997 otorga a REE un papel especial como gestor de la red de transporte en el desarrollo y ampliación de la red, Gas Natural también tiene un papel relevante en el desarrollo de la red de distribución de gas no sólo por su importancia como operador principal, sino también porque la regulación ha querido preservar, aunque de manera transitoria, un derecho de exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución, al mantener el régimen de las concesiones administrativas hasta el año 2005. Así lo reconoce la misma Gas Natural cuando afirma en la documentación aportada que “a fin de proteger las inversiones realizadas bajo el régimen de concesión, el RDL 6/2000 (Real Decreto Ley 6/2000) establece que no podrán concederse nuevas autorizaciones para la construcción de instalaciones de distribución hasta el 1 de enero de 2005.”

Y continuaba afirmando esta CNE en la citada Resolución lo siguiente:

“Por consiguiente, se puede afirmar que la regulación ha optado por reservar un papel importante a los operadores de distribución existentes actualmente, como ya ha sido expuestos en apartados anteriores, y en

particular a Gas Natural como operador principal, para el desarrollo de la red de distribución en el sistema gasista español.

Aunque hoy en día la participación de GAS NATURAL SDG en ENAGAS ha descendido al 17,8%, las anteriores reflexiones pueden seguir considerándose plenamente válidas. Tal es así que GAS NATURAL SDG sigue ostentando una cuota del 84,49% en el sector regulado de distribución de gas en España. (Cuadro 26 de la Resolución).

En ese sentido la referida Resolución de 30 de Abril de 2.003 seguía determinando lo siguiente:

“el importante nivel de desarrollo de la red de transporte y distribución de gas que es necesario acometer en nuestro país para alcanzar el objetivo establecido en el artículo 4 de la Ley 34/1998 de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional, en comparación con el desarrollo del sistema eléctrico, ha dado lugar a que exista una regulación económica de la actividad de distribución de gas incentivadora del desarrollo de dicha actividad.”

Sin ánimo de ser exhaustivo en la identificación de estas diferencias, la CNE destacaba como las más relevantes las siguientes:

“Como consecuencia de lo anterior, la retribución de la actividad de distribución en el sector del gas se actualiza anualmente partiendo de la retribución del año anterior multiplicada por el IPH y un factor de eficiencia del 85% y multiplicando también por otro factor que tiene en cuenta el crecimiento de la actividad, medido por la captación de clientes y variación de demanda con un factor de eficiencia de 0,71.



Esta regulación económica favorable para la actividad de distribución de gas ha sido identificada también por los mercados de capitales y los analistas financieros, como queda reflejado en algunos de sus informes públicos.

Otro de los aspectos destacables del modelo retributivo de la actividad de distribución de gas y electricidad, a tener en cuenta en la valoración que se haga del destino de los fondos recaudados por desarrollar la actividad, es que los ingresos anuales que se reciben son independientes de las inversiones que se realicen en activos de distribución y de los costes reales en los que puedan incurrir las empresas. Por lo tanto, es difícil concretar el grado de exigibilidad cuantitativa de las inversiones previstas en distribución, así como las garantías adecuadas que cabe exigir para su efectivo cumplimiento.”

Y continuaba concluyendo lo siguiente:

“En resumen, como reflexiones generales de lo señalado en los párrafos anteriores se puede decir que es evidente que el sector del gas en España es un sector en expansión, en particular en lo que se refiere a las importantes necesidades que tiene para el desarrollo de las infraestructuras de redes; que la regulación ha reservado un papel especial a las empresas actuales, en particular a Gas Natural como principal operador de distribución y a ENAGAS en el transporte; que se ha optado por establecer una regulación económica de la actividad de distribución de gas incentivadora para las nuevas inversiones, y que por todo ello es necesario garantizar que los ingresos obtenidos por el Grupo Gas Natural, procedentes de una retribución de las actividades reguladas que podría ser calificada de generosa, vayan destinados al desarrollo deseado del sistema gasista, y se evite que puedan existir transferencias de rentas a otras actividades distintas.”



Comisión
Nacional
de Energía

En definitiva, resulta incuestionable que cualquier inversión que pueda destinarse a la expansión y crecimiento de la red de distribución de gas en España, no sólo no podrá considerarse innecesaria o redundante, sino que debe señalarse como imprescindible para el desarrollo territorial homogéneo de la distribución de gas en España y para su homologación con nuestro entorno europeo. Y ello con mucha más razón para el periodo considerado, en la medida en que persisten hasta el 1 de enero de 2005, situaciones de monopolio legal en dicha distribución de gas a favor de la Compañía GAS NATURAL en el 98% del territorio nacional, si consideramos los puntos de suministro a clientes domésticos.

Recuérdese lo dictaminado por esta CNE en su Resolución de fecha 5 de junio de 2.002 referida al caso de la inversión de REE en REI en Perú y las consecuencias positivas para el sistema que se derivaron de aquella decisión de esta CNE:

“La petición de autorización objeto de examen plantea un conjunto de cuestiones generales relacionadas con el sistema eléctrico y las obligaciones y responsabilidades de REE, según las normas legales mencionadas en el Fundamento II anterior, especialmente, en su condición de gestor de la red de transporte y de su desarrollo y ampliación.

Los ingresos obtenidos por REE se derivan, en general, de las tarifas o peajes establecidos por el Gobierno como parte integrante de la tarifa eléctrica. Así continuarán en el futuro, aún con plena liberalización o capacidad de elegir de todos los consumidores, al tratarse de una actividad regulada, según se ha reiterado.



La obtención de determinados resultados o beneficios en la cuenta de resultados de cada año obedece a causas muy diversas, entre ellas, indudablemente, la buena gestión de los administradores y responsables de la empresa y, en su caso, **una fijación de tarifas que pueda resultar excesiva en algunos ejercicios, al tratarse siempre de previsiones anuales.**

Se pueden realizar muchas consideraciones sobre el asunto, se pueden aportar comparaciones con otros sistemas eléctricos, pero lo cierto es que, en términos globales, o de retribución total, no existe en nuestro sistema actual la determinación clara y precisa de la parte de resultados de la actividad regulada, superiores a los previstos en la fijación de tarifas de transporte, que debe atribuirse a una mejor gestión de la compañía y consolidarse como tal y que otra parte corresponde a una desviación de la tarifa inicialmente establecida sobre la realidad de los costes y debe corregirse en ejercicios futuros, ajuste de la tarifa que siempre debe formar parte del ejercicio tarifario, en cualquier sentido en el que este ajuste deba realizarse.

Todo lo expuesto tiene evidente relación con la posibilidad de reconocer una libertad de disposición de los fondos de que se trata para actividades distintas de las reguladas, frente a la posibilidad de invertirlos en el futuro en la propia actividad regulada, para su desarrollo y mejora.

Sería una mejora de la situación regulatoria actual la clara distinción entre las dos posibilidades señaladas, con precisión y certeza, pero es lo cierto que la situación actual es otra y es la que debe tenerse en cuenta al examinar tanto los riesgos significativos



como los efectos negativos, directos e indirectos, sobre la actividad regulada, que la Ley establece como obligación de la CNE.” (...)

“Como consecuencia de lo anteriormente señalado resulta que para el desarrollo por parte de REE a través de sociedades filiales de actividades distintas de las reguladas, es preciso utilizar fondos cuyo origen es las correspondientes tarifas percibidas por REE. Igualmente **resulta obligado pensar que dichos fondos separados de la actividad regulada deben tener una adecuada retribución a favor de la propia actividad regulada para que esta no se vea perjudicada económicamente.**” (...)

En relación con el grado de exigibilidad de las inversiones en distribución de gas, con arreglo al marco normativo actual resulta de igual forma muy significativa la doctrina que emana de la Resolución del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía de 5 de junio de 2002:

“La petición de autorización objeto de examen plantea un conjunto de cuestiones generales relacionadas con el sistema eléctrico y las obligaciones y responsabilidades de REE, según las normas legales mencionadas en el Fundamento II anterior, especialmente, en su condición de gestor de la red de transporte y de su desarrollo y ampliación.

Los ingresos obtenidos por REE se derivan, en general, de las tarifas o peajes establecidos por el Gobierno como parte integrante de la tarifa eléctrica. Así continuarán en el futuro, aún con plena liberalización o capacidad de elegir de todos los consumidores, al tratarse de una actividad regulada, según se ha reiterado.



La obtención de determinados resultados o beneficios en la cuenta de resultados de cada año obedece a causas muy diversas, entre ellas, indudablemente, la buena gestión de los administradores y responsables de la empresa y, en su caso, una fijación de tarifas que pueda resultar excesiva en algunos ejercicios, al tratarse siempre de previsiones anuales.

Se pueden realizar muchas consideraciones sobre el asunto, se pueden aportar comparaciones con otros sistemas eléctricos, pero lo cierto es que, en términos globales, o de retribución total, no existe en nuestro sistema actual la determinación clara y precisa de la parte de resultados de la actividad regulada, superiores a los previstos en la fijación de tarifas de transporte, que debe atribuirse a una mejor gestión de la compañía y consolidarse como tal y que otra parte corresponde a una desviación de la tarifa inicialmente establecida sobre la realidad de los costes y debe corregirse en ejercicios futuros, ajuste de la tarifa que siempre debe formar parte del ejercicio tarifario, en cualquier sentido en el que este ajuste deba realizarse.

Todo lo expuesto tiene evidente relación con la posibilidad de reconocer una libertad de disposición de los fondos de que se trata para actividades distintas de las reguladas, frente a la posibilidad de invertirlos en el futuro en la propia actividad regulada, para su desarrollo y mejora.

Sería una mejora de la situación regulatoria actual la clara distinción entre las dos posibilidades señaladas, con precisión y certeza, pero es lo cierto que la situación actual es otra y es la que debe tenerse en cuenta al examinar tanto los riesgos significativos como los efectos negativos, directos e indirectos, sobre la actividad regulada, que la Ley establece como obligación de la CNE.” (...)



Pues bien, la mejora de la situación regulatoria que entonces la CNE consideraba para una mejor concreta determinación de hasta donde llega la libertad de disposición de los fondos, se concretó y matizó en la Resolución de 30 de abril de 2.003. En ella quedó establecido lo siguiente:

*“El fundamento del principio de separación de actividades se encuentra en garantizar la debida transparencia que debe presidir la retribución de las actividades reguladas, siendo **imprescindible que no se produzcan indebidas transferencias de rentas entre la actividad regulada y la libre, pues de otro modo la tarifa estaría financiando actividades distintas de aquellas para las que se establece.***

*Resulta indudable, incluso para no expertos, que si las actividades reguladas, de transporte y distribución de gas y de energía eléctrica, se ejercen en régimen de monopolio y se retribuyen mediante tarifas y peajes impuestos por la autoridad administrativa a los consumidores para la necesaria prestación del servicio con la calidad necesaria, **dicha retribución de las empresas reguladas debe aplicarse al pago de los gastos necesarios para el ejercicio de la actividad incluida la retribución del capital empleado en cantidad razonable al tratarse de una actividad reguladas y sin competencia. En consecuencia, no debe autorizarse** que esta retribución de las actividades reguladas, con destinos muy claros, **pueda utilizarse para otros diferentes, como podría ser el caso en esta operación de compra de una compañía distinta con el volumen de inversión en la compra anteriormente destacado, porque ello pondría en indudable riesgo el normal desarrollo de las actividades reguladas.** El destino que los accionistas de la compañía regulada den a la retribución que corresponde al capital invertido, **normalmente vía dividendo, es perfectamente libre.**”*



Por lo tanto vía dividendo, sigue pendiente. Pero no existe laguna regulatoria alguna en lo que se refiere a cual deba ser el empleo del resto de los fondos generados, esto es, los no dispuestos vía dividendo, ya que su destino viene vinculado y dirigido al objeto exclusivo que la ley marca a las sociedades reguladas. No hay por tanto indefinición regulatoria alguna en cuanto a los fondos que de los que no se ha dispuesto por la vía del dividendo, que deben ser aplicados con carácter general a las propias actividades reguladas y sólo excepcionalmente a otras actividades sino se aprecian riesgos o efectos negativos directos o indirectos para las primeras.

3.2. La consolidación de monopolios de distribución que establece el Real Decreto Ley 5/2005.

Las modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 5/2005 sobre el régimen jurídico para el desarrollo de la red de distribución de gas y electricidad, viene a configurar un régimen de protección territorial para el desarrollo de la actividad a las empresas distribuidoras que se encuentran ya en el sistema.

El objetivo del cambio introducido, tal y como establece la exposición de motivos del Real Decreto Ley, es *eliminar prácticas ineficientes en el ámbito de la distribución, como la coexistencia de varios distribuidores en un mismo ámbito territorial que pueda llevar a la existencia de instalaciones redundantes y aumentar los costes de mantenimiento, con la consiguiente pérdida de eficiencia.*

Para el sector eléctrico se concretan estas medidas con la necesidad de que *todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, la cual responderá de la seguridad y calidad del suministro.*



Puede existir cierta ambigüedad en el tratamiento del concepto “distribuidor de la zona”, para lo que se establece que *cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, siguiendo criterios de mínimo coste*

Por tanto, como resultado del cambio introducido por el Real Decreto Ley 5/2005, en la actividad de distribución de electricidad, se crea un sistema de exclusividad territorial para que las expansiones de las redes sean atendidas por los distribuidores ya implantados en cada territorio.

CONSIDERACIÓN CUARTA.- NATURALEZA Y ALCANCE. TIPO DE PROCEDIMIENTO Y CARÁCTER DE LA DECISIÓN.

El expediente autorizatorio tramitado ante la Comisión Nacional de Energía obedece a lo exigido por el apartado 7 del artículo 63 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, según el cual *“aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas podrán tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos del sector del gas natural, previa obtención de la autorización a que se refiere la disposición adicional undécima, tercero, 1 decimotercera (debe decir decimocuarta) de esta Ley...”*

Como ya se ha señalado, la función decimocuarta de la Disposición Adicional undécima confiere a la Comisión Nacional de Energía la función de *“autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil. Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley, pudiendo por*



estas razones dictarse autorizaciones que expresen condiciones en las cuales pueden realizarse las mencionadas operaciones”.

La competencia autorizatoria prevista en la citada función decimocuarta se desarrolla en el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, en cuyo apartado primero se reiteran los criterios que deberán tenerse en consideración para autorizar o denegar las tomas de participación planteadas a esta Comisión por las sociedades que realizan actividades reguladas, referidos éstos a la eventual *“existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas”.*

Antes de entrar a analizar los riesgos y efectos negativos directos o indirectos que, a juicio de este Consejero, se derivan para las actividades reguladas como consecuencia de la operación, es conveniente sentar las bases objetivas del debate. En este sentido hay que tener presente por experiencias anteriores y por el lógico interés que operaciones económicas de la envergadura de la que ahora se analiza despiertan en la opinión pública, que la Resolución de esta CNE no sólo va a ser objeto de comentario y análisis por expertos del sector sino que será sometida legítimamente al debate y contratase de pareceres en la opinión pública española en su más amplio sentido. Por ello cobra aún mayor importancia detenerse en la explicación de conceptos que hagan más comprensible, -no sólo a los expertos sino a la ciudadanía en general-, cual es el sentido y alcance de la función que ejercita esta CNE en el presente procedimiento.

En ese sentido parece conveniente señalar ya desde ahora algunos equívocos que, a fuerza de su repetición, parecen instalarse como verdad indiscutida en algunos ámbitos de opinión pública. Nos referimos a la tesis según la cual el alcance de la función 14ª tiene por supuesta finalidad analizar la solvencia y viabilidad financiera de la operación para asegurar que no se ponga en peligro



el suministro energético a los consumidores. Pues bien, dicho análisis es uno de los posibles, precisamente el que contempla el supuesto de riesgo máximo, -y por ello altamente improbable- para las actividades reguladas, pero ni es el único ni el principal objeto de estudio en relación con la función 14ª. Esta CNE está obligada a considerar muchas otras circunstancias y situaciones, no tan extremas, pero que pueden llegar a derivar en efectos negativos o riesgos significativos para las actividades reguladas.

Recordemos el precepto literal que define la función 14ª en la Ley de Hidrocarburos de 1.998, en su Disposición Adicional Undécima, Punto 3, Regla 14ª de la forma siguiente:

“La Comisión Nacional de Energía es competente para otorgar la autorización solicitada por GAS NATURAL SDG, S.A. en el ejercicio de la función decimocuarta de las previstas en la Disposición adicional undécima, tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que atribuye a este Organismo, entre otras, la función de “autorizar las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en cualquier entidad que realice actividades de naturaleza mercantil. Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley, pudiendo por estas razones dictarse autorizaciones que expresen condiciones en las cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones”.

Es decir, el legislador habla por un lado de riesgos significativos, y por otro lado de efectos negativos, directos e incluso indirectos. Por ello, hay que dejar bien claro desde el principio que los efectos negativos, incluso los indirectos, pueden llegar a ser causa de denegación, no exigiendo el Legislador ningún riesgo catastrófico para que puede denegarse la operación. No se exige por el



legislador por tanto que para denegar haya de apreciarse un riesgo de inviabilidad o supervivencia de las actividades reguladas. Bastaría con apreciar efectos negativos indirectos. Más adelante nos referiremos a la forma en que los efectos negativos o los riesgos pueden remediarse mediante la imposición de condiciones por esta CNE, pero en este punto interesa resaltar esta premisa fundamental: la función 14^a no tiene por objeto dar el visto bueno a la solvencia de la operación, sino que el análisis es muchos más amplio, minucioso y orientado a otro tipo de riesgos y efectos, no necesariamente de índole financiera, como se explicará más adelante.

En ese sentido esta CNE ya analizó la solvencia económico financiera en operaciones precedentes, sin que las conclusiones sobre la solvencia económico financiera de la operación fuera el objeto del análisis y conclusión principal. Así en el precedente anterior se observaba que aun cuando las previsiones de Gas Natural pudieran ser optimistas, los datos facilitados y el saneamiento financiero prometido para reducir el apalancamiento a niveles del 50% en el 2.006, permitían concluir que no existía riesgo significativo de quiebra o insolvencia del nuevo Grupo como consecuencia del mayor endeudamiento, ratios que resultaban más favorables que los que se presentan en el caso que nos ocupa.

En este sentido, la CNE declaró entonces lo siguiente:

“Por todo lo anterior es preciso señalar que la CNE no debe basar su decisión, exclusivamente en los estudios aportados por GAS NATURAL SDG, S.A. sino que debe tener en cuenta que los mismos se hayan sometidos por razón de las singularidades de la operación, a un determinado riesgo de incumplimiento o error. La CNE no cumplirían su responsabilidad de velar por la inexistencia de riesgos significativos o efectos negativos para las actividades reguladas, en su caso como este, si se limitara a examinar la previsión de balance y cuentas consolidadas



del Grupo resultante para el próximo futuro y estableciera condiciones o requisitos de supervisión de resultados reales. Debe estudiarse en consecuencia, otras medidas y criterios que, posibles real y legalmente, eliminen dichos riesgos y efectos negativos.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en el análisis de los riesgos significativos o de los efectos negativos, directos o indirectos, que la presente operación pudiera suponer para las actividades reguladas, eléctrica y gasista, deben tomarse en consideración otros aspectos que aunque no sean específicamente financieros, sí pueden afectar al desarrollo de las actividades reguladas, sin olvidarnos en ningún momento del marco normativo y las funciones regulatorias que tiene encomendadas la Comisión Nacional de Energía. Cobra así un una relevancia especial el análisis de los planes de inversión propuestos y el pleno respeto al principio de separación jurídica y contable establecido en la legislación sectorial, eléctrica y gasista.”

En la Resolución tantas veces citada de 30 de Abril de 2.003 esta CNE establecía venía a confirmar la doctrina ya expuesta en el precedente de REE (Resolución de fecha 5 de junio de 2.002) y que viene orientada a resaltar que con el establecimiento de la llamada función 14ª, el legislador ha querido preservar, el modelo diseñado para las actividades reguladas y su funcionamiento eficiente. En este sentido, la referida Resolución establecía lo siguiente:

“Entre otros aspectos, hasta el propio equilibrio económico de las sociedades que realizan actividades reguladas en el sistema de gas por su efecto indirecto ante el posible riesgo de fallido de la inversión debe ser objeto de análisis o por su efecto negativo directo al debilitar, en su caso, su capacidad inversora a que viene obligada prioritariamente en las propias actividades reguladas. Lo que se persigue con la



autorización y análisis que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía, es evitar, entre otros extremos, que se pueda producir riesgos significativos o se aprecien efectos negativos directos o indirectos de esta operación.”

Resulta evidente, por tanto, que el análisis y juicio que interesa a los efectos del ejercicio de la función 14ª no es tanto la confirmación de la solvencia de la operación en términos económico-financieros, -que casi ha de darse por probada en la medida en que la proyectan y articulan brillantes y capaces gestores profesionales-, **sino en el juicio de relación entre la solvencia antes de la operación y la solvencia después de la misma, para llegar a concluir si dicha solvencia se debilita o no, y si ese debilitamiento está justificado por un mayor esfuerzo inversor en las actividades reguladas.**

La declaración pura y simple de solvencia de la operación como eliminadora de riesgos y efectos negativos para las actividades reguladas además de arriesgada, -porque las previsiones y cálculos de futuro siempre están sujetos a error y a contingencias difícilmente predecibles en todas sus variables-, enmascara el **auténtico juicio que debe realizar esta CNE** en ejercicio de la función 14ª: **si el debilitamiento de los ratios de solvencia está justificado por un mayor esfuerzo inversor en actividades reguladas.** Porque ese y no otro es el esquema de valoración que ha tenido en cuenta están CNE para autorizar operaciones con condiciones cuando se trataba de magnitudes económicas de gran envergadura que afectaban a la práctica totalidad de la actividad regulada en España como fue el caso de la inversión REE en la adquisición de las redes de transporte a INALTA, en la que se declaraba lo siguiente:

Por otro lado también dejó declarado esta CNE en el referido precedente lo siguiente:



“Como es de suponer, en operaciones mercantiles como la que es objeto de esta autorización, en que por su volumen, sectores afectados, importancia de las cuotas de mercado que cada sociedad tiene en los distintos sectores energéticos, plan de desinversiones, nivel de endeudamiento, y demás parámetros económico-financieros, se hace imposible determinar con un mínimo grado de certeza el cumplimiento de las previsiones aportadas por el solicitante de la autorización, siendo imprescindible abordar cualquier valoración con especial prudencia y cautela, evitando que puedan producirse riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas.”

Sin embargo, se han tenido como especialmente significativas las propias previsiones y cálculos de GAS NATURAL SDG para el NUEVO GRUPO pero no han recibido ni la más mínima mención por parte del VOTO MAYORITARIO las previsiones y proyecciones económico financieras que para el NUEVO GRUPO realiza ENDESA, alejándose así el Voto Mayoritario de ese mandato de prudencia y cautela que se contenía en el anterior precedente.

En definitiva el examen lo es con carácter general y para el conjunto de las actividades reguladas, no limitándose a analizar la solvencia del grupo resultante o de la compañía solicitante:

“La naturaleza de la función autorizatoria, prevista en la Disposición Adicional Undécima, obliga a esta Comisión a analizar con carácter general tanto los riesgos significativos como los posibles efectos negativos directos e indirectos que la operación sujeta a autorización puede conllevar para el conjunto de las actividades reguladas. Este mandato legal -que este Organismo no puede desconocer- cobra especial relevancia en una operación en que tanto la sociedad adquirente, como la adquirida desarrollan, en parte, actividades



reguladas en un alto porcentaje del conjunto de las mismas, tal y como se ha puesto de manifiesto, a lo largo de la presente Resolución.

En los términos en que está redactada la Disposición Adicional Undécima, función decimocuarta, podrían calificarse los riesgos significativos o efectos negativos en las actividades reguladas como las consecuencias que, en perjuicio de la actividad regulada, puede provocar una toma de participación, sujeta a autorización, realizada por una sociedad que desempeñe actividades reguladas.

*Se trataría, por tanto, de consecuencias perjudiciales que, distorsionando el normal desarrollo de las actividades reguladas, deben ser apreciadas por este Organismo, en el ejercicio de su función autorizatoria y **en garantía del desenvolvimiento de la correspondiente actividad regulada.***

CONSIDERACIÓN QUINTA.- LOS CONCEPTOS DE RIESGO Y EFECTOS NEGATIVOS A SER TENIDOS EN CUENTA.

El concepto de riesgo y el concepto de efecto negativo en el precedente de la Resolución sobre REE de 5 de junio de 2.002

“El concepto de riesgo que utiliza la Ley es el de “*riesgo significativo*” y ello no solo respecto de la actividad distinta de la regulada que se pretenda desarrollar, sino respecto de la actividad regulada, es decir, que se pueda poner ésta en riesgo. **El riesgo puede ser de cualquier carácter,** pero naturalmente, los riesgos tratados serán fundamentalmente económicos.

De otra parte, la referencia a las actividades reguladas no contiene limitaciones, en cuanto a las instalaciones con las que se desarrolla, por



lo que debe entenderse que se refiere no solo a las que ya desarrolla y gestiona REE, sino a aquellas otras que pueda desarrollar y gestionar en el futuro, de acuerdo con la planificación energética.

De otra parte, el concepto de riesgo significativo no puede limitarse a una consideración cualitativa, por tipos y causas de riesgo sino que también contiene una consideración cuantitativa. Ello significa que las nuevas inversiones con riesgo en actividades no reguladas, **deben ponerse en relación, en su cuantía total, con el volumen de la actividad e inversiones necesarias en las actividades reguladas en España, para evitar un excesivo volumen de riesgo relativo**”

Y mas adelante:

“Con carácter independiente a la valoración del riesgo, debe valorarse también la existencia o no de *“efectos negativos, directos o indirectos”* sobre las actividades reguladas. Es indudable que la Ley se está refiriendo a circunstancias, situaciones o acontecimientos que generen efectos negativos distintos del puro y simple riesgo de una actividad económica, y que estos efectos lo sean sobre la actividad regulada. Así, el campo de las limitaciones establecidas en la Ley, y de la valoración a realizar, se amplía considerablemente. Dense por reproducidas aquí las consideraciones sobre la actividad de transporte y las funciones y responsabilidades de REE recogidas anteriormente”.

Y en el mismo sentido:

“Resulta claro, sin necesidad de extenderse en consideraciones o referencias legales, antes expuestas, que las solicitudes de autorización y la consiguiente calificación sobre la existencia de riesgos o efectos negativos, directos o indirectos, no puede limitarse al efecto que,



sobre el balance de REE, pueda tener la pura inversión financiera, vía incremento de capital en una sociedad filial, por la pérdida total o parcial de dicha inversión.

Los conceptos de riesgo y de efectos negativos, incluso indirectos, van mucho más allá y requieren el examen de los reales proyectos de inversión financiera o material a los que se vayan a aplicar los fondos de la ampliación de capital, proyectos que son los que, realmente generan el riesgo y tienen efectos positivos o negativos. Además tales riesgos y efectos pueden ir más allá o superar, incluso, la inversión financiera que supone la ampliación de capital, requiriendo la aportación de nuevos fondos propios o el recurso al endeudamiento con consecuencias desconocidas. Todo ello, sin referirse a otros riesgos posibles característicos de estas inversiones.”

Para concluir lo siguiente:

“Los altos niveles, absoluto y relativo, de inversiones ajenas a la actividad regulada en España que resultan de la inversión cuya autorización se solicita, producen un endeudamiento de REE superior al deseable para el desarrollo de la actividad regulada en España, con repercusión negativa en el cumplimiento de los compromisos derivados de la planificación, en la garantía y calidad del suministro y sobre el nivel adecuado de la retribución de la actividad de transporte y su repercusión en el calculo futuro de tarifas. Igualmente, tiene efectos negativos la permanencia de fondos de REE en sus compañías filiales sin retornos o retribución adecuada de los mismos.”

El principal riesgo a evitar con el ejercicio de la función 14ª, según abundante doctrina sentada por esta CNE, es la denominada transferencia de rentas desde patrimonio libre al regulado.



Así en la Resolución de esta CNE de fecha 30 de Abril de 2.003 se reiteraba la doctrina ya expuesta en el precedente de REE contenido en Resolución de fecha 5 de Junio de 2.002, en los términos siguientes:

*“El fundamento del principio de separación de actividades se encuentra en garantizar la debida transparencia que debe presidir la retribución de las actividades reguladas, siendo **imprescindible que no se produzcan indebidas transferencias de rentas entre la actividad regulada y la libre, pues de otro modo la tarifa estaría financiando actividades distintas de aquellas para las que se establece.**”*

*Resulta indudable, incluso para no expertos, que si las actividades reguladas, de transporte y distribución de gas y de energía eléctrica, se ejercen en régimen de monopolio y se retribuyen mediante tarifas y peajes impuestos por la autoridad administrativa a los consumidores para la necesaria prestación del servicio con la calidad necesaria, **dicha retribución de las empresas reguladas debe aplicarse al pago de los gastos necesarios para el ejercicio de la actividad incluida la retribución del capital empleado en cantidad razonable al tratarse de una actividad reguladas y sin competencia. En consecuencia, no debe autorizarse que esta retribución de las actividades reguladas, con destinos muy claros, pueda utilizarse para otros diferentes, como podría ser el caso en esta operación de compra de una compañía distinta con el volumen de inversión en la compra anteriormente destacado, porque ello pondría en indudable riesgo el normal desarrollo de las actividades reguladas. El destino que los accionistas de la compañía regulada den a la retribución que corresponde al capital invertido, normalmente vía dividendo, es perfectamente libre.**”*



En definitiva, la libertad de destino de parte del patrimonio regulado se concreta en la fijación de los dividendos, -que siempre deben constituir una retribución **razonable** al inversor, **pero de ninguna forma puede predicarse de la totalidad de las rentas obtenidas y acumuladas por la propia Compañía.**

En este sentido en la misma Resolución de 30 de abril de 2.003 esta CNE estableció lo siguiente:

*“Nuestra legislación distingue, por tanto, dos tipos de patrimonios, que se corresponden con la clasificación de actividades anteriormente expuesta: el patrimonio regulado y el patrimonio libre. Por ello, puede extraerse, como principio general, que el patrimonio regulado **no debe ser empleado ni responder de las deudas que se generen para financiar la realización de actividades libres,** ya que se vulneraría la finalidad de la norma jurídica que vincula las rentas obtenidas al funcionamiento eficiente y a la expansión de la propia actividad y que se consagra en el principio de separación de actividades.”*

Es decir que el patrimonio regulado se preserva tanto en su vertiente de activos (no debe ser empleado) como en su vertiente de pasivos (no debe responder de las deudas) ya que también determinado ratio de solvencia financiera debe ser considerado “patrimonio regulado” en la medida de que **dicho ratio de solvencia financiera y la capacidad de endeudamiento es fruto de la retribución holgada que fija la administración para poder financiar el esfuerzo inversor en la actividad regulada.**

Esta es la regla general, este es el modelo que ha de ser preservado por esta CNE hasta que el Legislador no decida cambiarlo. **Solo como excepción a dicha regla general puede admitirse la inversión en actividades distintas** de las reguladas. En este sentido esta CNE declaraba:



*“Es cierto que nuestro ordenamiento reconoce, en algún supuesto, la posibilidad de que se produzcan ciertas transferencias de rentas entre actividades, **pero en todo caso, no deben comprometer el desarrollo de las actividades reguladas**. De igual modo, el mero hecho de que la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998 reconozca a las sociedades reguladas, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía, la posibilidad de adquirir participaciones en cualquier sociedad mercantil implica una posible financiación de dicha adquisición con fondos procedentes de la tarifa, **si es que la CNE estima que con dicha transferencia de rentas no se provocan riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, en las actividades reguladas.**”*

En definitiva el ejercicio de la función 14ª se concreta en el tantas veces citado precedente de la anterior OPA sobre IBERDROLA:

*“En este tipo de operaciones parece razonable adoptar, como criterio general, el de analizar la operación desde la perspectiva de que no se pueda hacer responder al patrimonio regulado de la financiación de la operación, **ya sea a través de transferencia de rentas ya obtenidas y acumuladas, ya sea a través del endeudamiento que pueda generar la toma de participaciones**, logrando así satisfacer el fin buscado por el principio de separación de actividades al tiempo que se evitan riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas.*

*El sistema se completa con el seguimiento del destino de los ingresos recibidos por las sociedades que desarrollan actividades reguladas, vía tarifas y peajes, **para asegurar su aplicación al propio ejercicio de las actividades reguladas**, con las excepciones que, siendo aceptables, no comprometan dicho ejercicio presente y futuro.”*



La función 14^a vela porque no se emplee patrimonio regulado ya obtenido y acumulado, -es decir, no invertido en la propia actividad regulada-, ni que se deteriore el ratio de solvencia de dicho patrimonio regulado, ya que de lo contrario se estaría haciendo responder a dicho patrimonio regulado de la financiación de la operación. Obsérvese que la CNE habla de “patrimonio regulado” no de “activos regulados”. Por otro lado, el sistema de control se completa con un seguimiento del destino de los ingresos recibidos por las sociedades que desarrollan actividades reguladas para asegurar su aplicación al propio ejercicio de las actividades reguladas. Es decir, que la CNE se refiere a un control ex ante de la autorización nunca ex post, ya que emplea la expresión “ingresos recibidos” y no “ingresos futuros” o “ingresos por recibir”.

En definitiva, además de analizar que no se está empleando patrimonio regulado, la autorización exige la comprobación ex ante de que se ha invertido de manera adecuada hasta ese momento en la propia actividad regulada las retribuciones obtenidas por la vía de las tarifas y peajes. Es lógico que así sea, porque esta CNE no tiene más instrumentos que esta función 14^a para encauzar las inversiones de las sociedades reguladas en la dirección a la que vienen obligadas para el caso de que no lo estén haciendo de esa forma.

En definitiva el examen lo es con carácter general y para el conjunto de las actividades reguladas, no limitándose a analizar la solvencia del grupo resultante o de la compañía solicitante:

*“La naturaleza de la función autorizatoria, prevista en la Disposición Adicional Undécima, obliga a esta Comisión **a analizar con carácter general** tanto los riesgos significativos como los posibles efectos negativos directos e indirectos que la operación sujeta a autorización puede conllevar **para el conjunto de las actividades reguladas**. Este mandato legal -que este Organismo no puede desconocer- cobra*



especial relevancia en una operación en que tanto la sociedad adquirente, como la adquirida desarrollan, en parte, actividades reguladas en un alto porcentaje del conjunto de las mismas, tal y como se ha puesto de manifiesto, a lo largo de la presente Resolución.

En los términos en que está redactada la Disposición Adicional Undécima, función decimocuarta, podrían calificarse los riesgos significativos o efectos negativos en las actividades reguladas como las consecuencias que, en perjuicio de la actividad regulada, puede provocar una toma de participación, sujeta a autorización, realizada por una sociedad que desempeñe actividades reguladas.

Se trataría, por tanto, de consecuencias perjudiciales que, distorsionando el normal desarrollo de las actividades reguladas, deben ser apreciadas por este Organismo, en el ejercicio de su función autorizatoria y en garantía del desenvolvimiento de la correspondiente actividad regulada.

En la Resolución tantas veces citada de 30 de Abril de 2.003 esta CNE establecía venía a confirmar la doctrina ya expuesta en el precedente de REE (Resolución de fecha 5 de junio de 2.002) y que viene orientada a resaltar que con el establecimiento de la llamada función 14ª, el legislador ha querido preservar, el modelo diseñado para las actividades reguladas y su funcionamiento eficiente. En este sentido, la referida Resolución establecía lo siguiente:

“Entre otros aspectos, hasta el propio equilibrio económico de las sociedades que realizan actividades reguladas en el sistema de gas natural, por su efecto indirecto ante el posible riesgo de fallido de la inversión debe ser objeto de análisis o por su efecto negativo directo al debilitar, en su caso, su capacidad inversora a que viene obligada



***prioritariamente en las propias actividades reguladas.** Lo que se persigue con la autorización y análisis que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía, es evitar, entre otros extremos, que se pueda producir riesgos significativos o se aprecien efectos negativos directos o indirectos de esta operación.”*

Resulta evidente, por tanto, que el análisis y juicio que interesa a los efectos del ejercicio de la función 14ª no es tanto la confirmación de la solvencia de la operación en términos económico-financieros, -que casi ha de darse por probada en la medida en que la proyectan y articulan brillantes y capaces gestores profesionales-, **sino en el juicio de relación entre la solvencia antes de la operación y la solvencia después de la misma, para llegar a concluir si dicha solvencia se debilita o no, y si ese debilitamiento está justificado por un mayor esfuerzo inversor en las actividades reguladas.**

La declaración pura y simple de solvencia de la operación como eliminadora de riesgos y efectos negativos para las actividades reguladas además de arriesgada, -porque las previsiones y cálculos de futuro siempre están sujetos a error y a contingencias difícilmente predecibles en todas sus variables-, enmascara el **auténtico juicio que debe realizar esta CNE** en ejercicio de la función 14ª: **si el debilitamiento de los ratios de solvencia está justificado por un mayor esfuerzo inversor en actividades reguladas.** Porque ese y no otro es el esquema de valoración que ha tenido en cuenta están CNE para autorizar operaciones con condiciones cuando se trataba de magnitudes económicas de gran envergadura que afectaban a la práctica totalidad de la actividad regulada en España como fue el caso de la inversión REE en la adquisición de las redes de transporte a INALTA.

Por otro lado también dejó declarado esta CNE en el referido precedente lo siguiente:



*“Como es de suponer, en operaciones mercantiles como la que es objeto de esta autorización, en que por su volumen, sectores afectados, importancia de las cuotas de mercado que cada sociedad tiene en los distintos sectores energéticos, plan de desinversiones, nivel de endeudamiento, y demás parámetros económico-financieros, se hace imposible determinar con un mínimo grado de certeza el cumplimiento de las previsiones aportadas por el solicitante de la autorización, **siendo imprescindible abordar cualquier valoración con especial prudencia y cautela**, evitando que puedan producirse riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas.”*

Sin embargo, se han tenido como especialmente significativas las propias previsiones y cálculos de GAS NATURAL SDG para el NUEVO GRUPO pero no las previsiones y proyecciones económico financieras que para el NUEVO GRUPO realiza ENDESA.

CONSIDERACIÓN SEXTA. – LA REORGANIZACIÓN SOCIETARIA Y LA INVOLABILIDAD DEL PATRIMONIO REGULADO.

Ya se ha comentado suficientemente en la propia Resolución y en este Voto Particular hasta ahora, la naturaleza especial del patrimonio regulado, su razón de ser y las limitaciones legales a su disposición libre por parte de sus titulares, que se concreta en la prohibición de la transferencia de rentas.

Al mismo tiempo, la Ley de Hidrocarburos de 1.998 establece en su artículo art. 63.6:

“En un grupo de sociedades podrán desarrollarse actividades incompatibles conforme a los apartados anteriores, siempre que sean ejercidas por sociedades diferentes. A ese efecto, el objeto social de una entidad podrá comprender tales actividades siempre que se prevea que



una sola actividad sea ejercida de forma directa y las demás mediante la titularidad de acciones o participaciones en otras sociedades.”

Lo que no determina la Ley de Hidrocarburos es el procedimiento mediante el cual una Sociedad inicialmente con carácter de regulada podía articularse como Grupo. El silencio de la Ley de Hidrocarburos sobre esta cuestión contrasta con lo previsto en la Ley 54/1.997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico que en su Disposición Transitoria Quinta, que si preveía un procedimiento para tal segregación de actividades en el sector eléctrico. El R.D. 277/2.000 de 25 de Febrero, desarrollo dicho precepto de la Ley y fijó el plazo de 31 de Diciembre de 2.000 como plazo máximo para poder acogerse a la segregación de actividades. (art. 1.2 del citado R.D.)

Ante la inexistencia de cauce legal específico que habilite dicha segregación en el sector del gas, **esta CNE ha venido aplicando lo dispuesto en Disposición Adicional Undécima Regla Tercera 1. Función 14ª** para autorizar, en su caso, las operaciones de segregación de sociedades reguladas en el sector del gas.

Las discrepancias sobre la posibilidad legal de aplicar la función 14ª cuando se trate de reorganizaciones societarias u operaciones de toma de participación que tienen lugar sobre sociedades que operan en el mismo sector de gas, e incluso en el mismo sector regulado de gas-, ya fueron resueltas por esta CNE en precedentes como el de la autorización de la toma de participación de GAS ASTURIAS sobre GAS FIGUERES, o en el de la fusión y reorganización societaria de NATURCORP I. Dicha interpretación ha sido ahora mantenida de por esta CNE al declarar la competencia del ejercicio de la función 14ª en relación con la reorganización societaria planteada por GAS NATURAL SDG.



Pero la habilitación por vía doctrinal de dicho cauce para posibilitar la segregación de actividades **no implica que la autorización se convierta en un mero trámite formal, desprovisto de cualquier contenido material en cuanto a la necesidad de evitar riesgos significativos o efectos negativos directos o indirectos para las actividades reguladas. Al contrario, cabe afirmar que la prohibición de transferencia de rentas, -transferencia que viene a constituir el mayor perjuicio que cabe esperar en un caso de segregación y reorganización de actividades en el seno de un Grupo empresarial-, alcanza su máxima expresión y trascendencia.**

Como precedente más inmediato cabe citar el contenido en la Resolución de fecha 1 de Diciembre de 2.003 en relación con la fusión y posterior segregación de NATURCORP. Pero el precedente se cita en el sentido contrario al pretendido por la Resolución de la que discrepa el Consejero que suscribe el presente Voto Particular. A juicio de este Consejero, los criterios expuestos en el referido precedente de NATURCORP lo que vienen a confirmar es que **esta CNE debió denegar la autorización por la segregación y reorganización societaria sometida a análisis en el presente Expediente.**

En este sentido es conveniente recordar los criterios que se valoraban en dicha Resolución de fecha 1 de Diciembre de 2.003:

Por otro lado, en el precedente de NATURCORP que mereció la aprobación de esta CNE, se articulaba la operación de la forma siguiente:

“El tipo de canje de las acciones entre las dos sociedades anteriores se establece **sobre la base de los valores reales de los patrimonios sociales de ambas sociedades.** El cambio fijado es de 1,62707937078 acciones de nueva emisión de NATURCORP I, S.A. por cada acción de SOCIEDAD DE GAS DE EUSKADI, S.A. Como consecuencia de ello, el accionista de SOCIEDAD DE GAS DE EUSKADI, S.A., distinto de



NATURCORP MULTISERVICIOS, S.A.U., -es decir, GAS NATURAL SDG, S.A.-, recibirá 1,62707937078 acciones de nueva emisión de NATURCORP I, S.A. por cada acción de SOCIEDAD DE GAS DE EUSKADI, S.A., que presenten al canje. No hay prevista compensación monetaria complementaria.”

“Por tanto, NATURCORP I, S.A. ampliará su capital social mediante emisión de acciones nominativas del mismo valor nominal que las actualmente existentes, pertenecientes a una única clase y serie de acciones, representadas mediante títulos. La **diferencia entre el valor nominal de las nuevas acciones y el valor patrimonial recibido de la fusión se considera prima de emisión**. La cuantía de la ampliación vendrá dada por la relación de canje y por el 20,5 por ciento del capital social de SOCIEDAD DE GAS DE EUSKADI, S.A. que no es propiedad de NATURCORP MULTISERVICIOS, S.A.U.”

Con fecha 31 de Octubre de 2.003, NATURCORP I, S.A. solicitó ante la CNE autorización para fusionarse por absorción con cinco sociedades de las que es accionista principal. Posteriormente, NASTURCORP I, S.A., adoptará un acuerdo de aportación de las participaciones accionariales de las sociedades distribuidoras y transportistas, así como la actividad de distribución, adquiridas por la propia NATURCORP I, S.A. en virtud de la fusión citada, a favor de una sociedad de nueva creación, de la que será propietaria al 100 por ciento.

Con fecha 5 de Noviembre de 2.003 tiene entrada en la CNE escrito sobre el proyecto de fusión que formulan los administradores de las sociedades implicadas en la operación...

Las diferencias con el caso que ahora nos ocupa son muy significativas por varias razones:



1º.- Porque en la segregación propuesta por GAS NATURAL SDG **no se aportan los activos por su valor real, sino por su valor contable** que se articula además con una prima de emisión en su mayor parte.

2ª.- Porque la prima de emisión se ha calculado mediante la diferencia entre el valor contable en libros y el valor contable descontadas amortizaciones, por lo que **el valor nominativo asignado a los activos transmitidos como contravalor de la acciones recibidas puede considerarse totalmente residual.**

3º.- Porque, en relación con lo anterior, los riesgos inherentes a la posibilidad de convertir en el futuro dicha prima de emisión en deuda a favor de la matriz, sin posibilidad de intervención de esta CNE, deja **abierta la vía para una mayor descapitalización de dichas sociedades filiales.** Téngase en cuenta el reciente Informe sobre las actividades reguladas en España en 2.004, debatido en Consejo aunque aún no aprobado, en el que se plantea dicha problemática en relación con Unión FENOSA Distribución Eléctrica.

4º.-La **segregación ya se ha producido y consumado** con fecha 30 de setiembre de 2.005, y las primeras constituciones sociales son de 24 de Marzo 2.004 (GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.L.), de 6 de abril de 2.004 (GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A.) en el caso de generación eléctrica, es decir, **hace ya año y medio que la situación viene operando de hecho, vulnerando preceptos legales esenciales del actual marco normativo.**

5º.- Porque las vicisitudes del proceso en relación con lo que el Voto Mayoritario define como “proceso de intercambio de información” desde el 2 de abril de 2.004, se pueden resumir en la **discrepancia de fondo**



entre GAS NATURAL SDG y esta CNE durante ese proceso sobre la necesidad o no de someter a la autorización de la denominada función 14ª dichas operaciones societarias.

6º.- Esa discrepancia, legítima por otra parte, introduce ahora una dificultad adicional y es que en el momento en que se somete la operación a autorización de esta CNE, las inversiones y la transmisión de activos aportados como contravalor de las acciones, al día de hoy ya se han producido. Y consta a esta CNE, por ser cuestión sometida a controversia en el presente Expediente, que **dicha transmisión de instalaciones se ha realizado sin contar con la autorización previa prevista en el art. 86 del R.D. 1434/2.002 de 27 de Diciembre.**

7º.- Porque, en relación con lo anterior, en el precedente de NATURCORP ni siquiera se planteó la cuestión referida a la autorización administrativa previa para la transmisión de las instalaciones de transporte y distribución. Dado que ni siquiera llegó a plantearse, difícilmente puede considerarse como precedente que llegue a justificar que esta CNE puede autorizar dicha transmisión de activos cuando le ha sido planteado por una de las partes personadas, -y así consta efectivamente a esta CNE-, que dichas autorizaciones administrativas previas no se han obtenido.

En ese sentido el Consejero que suscribe discrepa de la argumentación contenida en el apartado b) y c) del Fundamento Jurídico Segundo (pags. 27 a 33) fundamentalmente en los siguientes extremos:

- No es dado a esta CNE alegar “particularidades de esta operación y teniendo en cuenta que la misma no se configura como un supuesto de transmisión típico y ordinario”, para autorizar una operación que le consta adolece de la falta de un requisito formal previo e



imprescindible como es la autorización de la CC.AA. en unos casos y del Gobierno Central en otros, en relación con las aportaciones ya consumadas de instalaciones de transporte y distribución como contravalor de las acciones recibida por GAS NATURAL SDG.

- Ya se argumentó en el correspondiente apartado que tal falta de requisito formal debió ser causa de suspensión del procedimiento y de requerimiento a GAS NATURAL SDG para que aporte dichas autorizaciones, pero no acordada tal suspensión y no habiendo sido aportadas dichas autorizaciones previas, no era posible la autorización de la operación.
- La **existencia de al menos un expediente sancionador abierto por una Comunidad Autónoma contra GAS NATURAL SDG como consecuencia de no haber solicitado dicha autorización**, constituye una **nueva fuente de incertidumbres, riesgos y perjuicios** para las actividades reguladas objeto de segregación.
- La iniciación de un Expediente en esta CNE, a instancia de ENDESA, en la que se **impugnan el conjunto del sistema de liquidaciones de distribución de gas como consecuencia de las liquidaciones que se practican teniendo por válida y eficaz la referida reorganización añade al proceso nuevas contingencias que alcanzan al conjunto de los agentes y del sistema de liquidaciones**.

Nos referiremos con algo más de detalle a algunas de las cuestiones citadas.

a).- Respecto a la masiva transferencia de rentas denunciada por ENDESA.



Gas Natural SDG es una sociedad regulada y, tras su reorganización societaria no pierde la condición de tal por su sola declaración, sino por cesar en las actividades reguladas que venía desarrollando hasta ahora. Ahora bien, si se cesa en dicha actividad regulada es preciso comprobar el destino que se da al patrimonio obtenido mientras se desarrolló esa actividad regulada y el destino que se le dará en el futuro al patrimonio que queda adscrito a la actividad regulada.

En su escrito, ENDESA plantea la cuestión en los siguientes términos:

“El hecho de que una misma sociedad, Gas Natural SDG, lleve a cabo actividades reguladas y liberalizadas supone una vulneración del principio de separación de actividades que facilita la confusión de rentas reguladas y libres y la transferencia de las primeras hacia las segundas (como de hecho ha ocurrido en Gas Natural según se indica a continuación).

En ese sentido, debe destacarse que la propia Administración General del Estado ha puesto de manifiesto lo irregular de la situación de Gas Natural SDG. En concreto, la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 2 de abril de 2004 por la que se Autoriza a Gas Natural SDG, S.A. una línea eléctrica aérea a 400 KV doble circuito, "Arrúbal-Santa Engracia" para evacuación de la energía generada en la central térmica de ciclo combinado de Arrúbal, en la provincia de La Rioja, y se declara, en concreto, la utilidad pública de la misma, fijó un plazo de 6 meses en el que la sociedad debería acreditar el inicio de los trámites necesarios para cumplir con la separación de actividades impuesta por la normativa.

“Considerando que de Gas Natural SDG, S.A., es una sociedad que realiza actividades reguladas en el Sector de



Hidrocarburos, por lo que se debe proceder a la separación de actividades de acuerdo con el artículo 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos.

[...]

La línea de evacuación que se autoriza, al formar parte de la actividad de producción, queda excluida a todos los efectos del régimen retributivo del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución

[...]

Por Gas Natural SDG, S.A. se deberá presentar ante esta Dirección General en un plazo no superior a seis meses la documentación acreditativa de que por dicha Sociedad se han iniciado los trámites necesarios para separación de las actividades reguladas de las no reguladas, quedando anulada la presente autorización en el caso de incumplimiento".

Esta situación ha supuesto y supone una absoluta confusión de los negocios regulados y no regulados en Gas Natural SDG, así como de los recursos obtenidos y aplicados en cada uno de ellos. De hecho, en la práctica, ello ha permitido a Gas Natural SDG financiar su entrada en la actividad de generación eléctrica. "

En el mismo escrito de alegaciones ENDESA cuantifica la cuantía a la que, según sus cálculos, se eleva la transferencia de rentas de patrimonio regulado a actividades liberalizadas:

"En el siguiente cuadro se reflejan las inversiones en la actividad regulada de distribución de gas y en generación eléctrica (actividad liberalizada), conjuntamente con la evolución del EBITDA, en el período

2001-2004, a partir de la información contenida en las cuentas anuales de Gas Natural:

	Gas Natural SDG - EBITDA e inversiones (Millones de euros)				
	2001	2002	2003	2004	Ac. 01-04
Distribución gas					
EBITDA	660	661	660	725	2.706
Inversiones materiales	404	408	376	368	1.555
<i>EBITDA/Inversiones</i>	<i>1,64</i>	<i>1,62</i>	<i>1,76</i>	<i>1,97</i>	<i>1,74</i>
Electricidad					
EBITDA	1	8	53	51	113
Inversiones materiales	170	229	231	373	1.003
<i>EBITDA/Inversiones</i>	<i>0,01</i>	<i>0,04</i>	<i>0,23</i>	<i>0,14</i>	<i>0,11</i>

Fuente: Cuentas Anuales de Gas Natural

Puede observarse con la reorganización que ahora se propone por GAS NATURAL SDG que ni siquiera se han contemplado la capitalización del dividendo que las inversiones realizadas con patrimonio regulado en otras actividades, -insistimos que sin la debida autorización de esta CNE con arreglo a la doctrina que ya ha quedado señalada-, debería haber regresado a dicho patrimonio regulado para remunerar el riesgo asumido con dichas actividades de diversificación.

Esa obligación de remuneración del riesgo que asume el patrimonio regulado con la diversificación, -y tratándose además de diversificación autorizada por esta CNE con arreglo a la función 14ª- se establece por esta CNE en varias precedentes.

Así, mediante resolución del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía de 9 de mayo de 2000, se autoriza a Red Eléctrica de España S.A. a participar en el capital social de la Sociedad Concesionaria brasileña que habría de constituirse como requisito de la adjudicación de



la construcción y operación de una línea eléctrica, dentro del Programa de Licitaciones de Concesiones de líneas de transmisión. En la citada Resolución se imponen determinadas condiciones, relativas a la necesidad de que se produzca la separación jurídica de actividades, destacando, en particular, lo siguiente:

*“los fondos propios utilizados en esta operación procedentes de las actividades reguladas, **deben tener una adecuada retribución**. En el caso que el desarrollo de la actividad que se inicia no asegure una adecuada retribución, deberá procederse a ampliaciones de capital. A estos efectos, Red Eléctrica de España, S.A. deberá presentar a la CNE las cuentas anuales relativas a la operación ahora autorizada.”*

En cualquier caso es preciso matizar que el importe autorizado era insignificante en comparación con la que es objeto de este expediente. Tampoco las necesidades de inversión para la expansión de la red eléctrica en España son las mismas que las necesidades de expansión de la red de gas, como se comentará más adelante, por lo que no se aprecia riesgo significativo o efectos negativos directo o indirecto al autorizar dicha transferencia de rentas. Por ello cobra más relevancia el rigor con el que esta CNE ya en el año 2000 velaba ante cualquier riesgo de descapitalización de la actividad regulada, incluso por la vía de la inexistencia de dividendo, en cuyo caso impone nada más y nada menos que la ampliación de capital en la sociedad regulada para reponer los fondos extraídos.

Con posterioridad, y continuando el análisis del proceso de diversificación de Red Eléctrica de España S.A, mediante Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 19 de septiembre de 2000, se autoriza a la citada sociedad: la constitución de una sociedad filial que desarrollará su actividad en el sector de telecomunicaciones así como la constitución de una sociedad filial



que desarrollará su actividad en el sector internacional. Esta autorización se halla sujeta al cumplimiento de un exhaustivo condicionado cuya finalidad es salvaguardar la actividad regulada realizada por Red Eléctrica de España S.A. en los términos antes expuestos. Así procede destacar los siguientes aspectos del reiterado condicionado:

“En relación con la constitución de la filial de telecomunicaciones:

- “Red Eléctrica de España, S.A. y la filial de telecomunicaciones actuarán con la adecuada coordinación en el desarrollo de sus actividades, de forma que quede garantizado permanentemente el correcto funcionamiento del sector eléctrico español. Para ello, se adoptarán las medidas necesarias para asegurar la prioridad y la funcionalidad eléctrica de las instalaciones de telecomunicaciones afectas al servicio eléctrico, garantizándose en todo momento la continuidad, seguridad y la eficiencia técnica y económica del suministro eléctrico. La actividad de telecomunicaciones no perturbará, en modo alguno, el buen funcionamiento del sector eléctrico.”*
- “En los contratos de cesión que Red Eléctrica de España, S.A. realizará con la filial de telecomunicaciones, sobre los derechos y obligaciones del contrato suscrito con NETCO REDES-RETEVISION, deberá recogerse de forma expresa que la cesión de uso de las dos fibras ópticas, que se han reservado en toda la red para uso no eléctrico, podrán ser requeridas para el servicio eléctrico si así lo exigiesen circunstancias excepcionales e imprevisibles. A estos efectos, Red Eléctrica de España, S.A. deberá dar traslado a la CNE de los contratos que se hayan celebrado o se celebren en el futuro.”*



- *“REE informará a la CNE de las cantidades que perciba de la filial por el uso y mantenimiento de las redes de fibra óptica, tanto actuales como las que se realicen en el futuro.”*

Asimismo, la Resolución señala que “en relación con la constitución de las dos filiales, Red Eléctrica de España, S.A. deberá solicitar a esta Comisión, con arreglo a la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, función decimocuarta de la Ley 34/1998, autorización para suscribir las sucesivas ampliaciones de capital que realicen estas filiales.”

Por último, se impone a Red Eléctrica de España, S.A. la obligación de remitir la siguiente información a la Comisión Nacional de Energía:

“El plan de negocios de las dos filiales en el plazo de quince días computado a partir de la recepción de la presente notificación.

El balance y la cuenta de resultados de las dos filiales a 30 de junio y 31 de diciembre de cada año.

Los planes de dimensión anual, correspondientes a cada filial, **sobre la retribución de los fondos invertidos por Red Eléctrica de España, S.A. en dichas sociedades filiales, actualizados año a año, a fin de garantizar el control de la correcta prestación y retribución de las actividades reguladas.** Dichos planes deberán ser remitidos dentro del último trimestre de cada ejercicio.”

Proceden igualmente las matizaciones anteriores, a la que ha de añadirse en esta caso que el importe de la inversión autorizada era insignificante comparada con la que es objeto de este expediente.”



No es preciso recordar que la CNE se refiere a la retribución de dividendo desde las actividades libres (desarrolladas con inversión de parte de patrimonio regulado de REE) hacia el patrimonio regulado de REE.

*Pues bien, en el caso que nos ocupa, GAS NATURAL SDG garantiza la adscripción de las rentas reguladas a la actividad regulada, **“salvo un a parte razonable de retribución al accionista”**. Es decir, precisamente al contrario de lo que está CNE viene exigiendo. Así, se “convierte” el patrimonio regulado en libre, mediante una simple declaración de voluntad de la solicitante y por añadidura se asigna “una razonable” retribución adicional al accionista que se ha retenido dicho patrimonio regulado en perímetro de la actividad que va a dedicarse a actividades liberalizadas.*

Opina el Consejero que suscribe que de lo expuesto hasta ahora resulta causa suficiente para denegar la regularización a posteriori de operaciones que ni siquiera fueron autorizadas por esta CNE y que debieron ser causa ahora de denegación de la reorganización societaria propuesta, aplicando la doctrina que ha quedado citada.

Pero además de lo expuesto existen razones adicionales que abundan en la misma conclusión denegatoria.

b) Diferencias entre el valor contable asignado a los activos y su valor real.

ENDESA, en uno de sus escritos de alegaciones cuantifica la diferencia con arreglo a los siguientes cálculos:

“Tal y como indica Gas Natural en la comunicación remitida a la CNMV, el traspaso de activos regulados a Gas Natural Distribución SDG y Gas Natural Transporte SDG tendrá como contrapartida unas emisiones de



acciones por valor de 1.100 y 52 millones de euros, respectivamente. Teniendo en cuenta que a 31 de diciembre de 2004 los fondos propios de Gas Natural SDG, de acuerdo con sus cuentas anuales individuales, ascendían a 4.106 millones de euros (fondos procedentes de las actividades reguladas), tras la pretendida operación de segregación la matriz, esto es Gas Natural SDG, retendría en su balance fondos por importe de 3.000 millones de euros procedentes de las actividades reguladas:

[...]

A ello viene a añadirse la situación que se derivaría de la transmisión de los activos que son objeto del Acuerdo entre GAS NATURAL SDG e IBERDROLA, tal y como señala ENDESA en su escrito de alegaciones citado:

“Pues bien, el “pretendido Acuerdo” entre Gas Natural SDG e Iberdrola pretende encubrir un supuesto de transferencia de rentas de actividades reguladas a favor, una vez más, de la propia Gas Natural SDG, rentas que en última instancia servirían (nuevamente) a ésta para financiar la compra de Endesa. Este efecto deriva del hecho de que Gas Natural SDG se apropiaría de la plusvalía obtenida en la venta de los activos de distribución de gas.

En efecto, según destacan Gas Natural e Iberdrola¹, el precio de transmisión se determinará por bancos de inversión “a precios de mercado” (“fair market value”). Lo que significa que Iberdrola pagaría tales activos regulados no sólo su valor en libros, sino además una plusvalía sobre tal valor, que destinaría Gas Natural íntegramente a la financiación de la OPA. Y ello contrariamente a lo apuntado por la propia



Gas Natural en el expediente en el sentido de que los recursos derivados de las actividades reguladas “deben atender prioritariamente la financiación de las inversiones en las respectivas redes”². Y es que todo “desgajamiento” de rentas reguladas sobre sus activos asociados supone, sin duda, un empobrecimiento del sistema por la vía de la apropiación de rentas “reguladas futuras”.

Las cifras anteriores, aunque pueden resultar simplemente orientativas, si reflejan adecuadamente la naturaleza del problema: la segregación de activos que se propone, da lugar en la práctica a que **GAS NATURAL SDG (sociedad que habrá dejado de desarrollar actividades reguladas por su libre elección en tal sentido) conservará y retendrá en el perímetro de la nueva actividad libre que se autoadjudica la totalidad de las rentas acumuladas como consecuencia del desarrollo de la actividad de distribución** hasta el momento de la efectividad de la segregación. Y de esa forma, GAS NATURAL SDG consigue que las mismas queden desafectadas del destino previsto para las mismas por el legislador para ser dedicadas a responder del endeudamiento generado por la OPA.

La doctrina de esta CNE en las tantas veces citada Resolución de 30 de abril de 2003 establece:

“La finalidad perseguida por el legislador con la separación de actividades es de doble ámbito:

Por un lado, -y como objetivo propio y principal de salvaguardar la defensa del interés general que se satisface en régimen regulado-, persigue evitar las transferencias de rentas de origen regulado, a actividades distintas de aquellas que las originan. Dado que el precio



fijado administrativamente o tarifa no puede financiar actividades distintas a aquellas para cuya remuneración se establecen, salvado un margen de beneficio razonable para la Compañía que presta dicho servicio de interés general, si las rentas obtenidas exceden dicha rentabilidad razonable, deben ser devueltas a los consumidores, mediante la correspondiente rebaja de dichas tarifas. Aunque son fijadas estimativamente por el Gobierno con arreglo a una metodología definida, siempre está sujeta a errores e inadecuación de previsiones, por lo que la propia metodología establece las pautas para su revisión periódica”

c) La transmisión de las instalaciones sin la preceptiva autorización administrativa de la Administración que resulte competente.

Puede discutirse quien sea la Administración competente según se trate de transmisión de instalaciones de transporte o de distribución. Pero lo que es indiscutible es que dicha transmisión está sometida a un régimen de autorización administrativa previa de carácter preceptivo.

Así, el R.D. 1434/2002 determina:

“Artículo 86. Solicitud.

1. La **solicitud de autorización administrativa de transmisión de la titularidad** de una instalación de almacenamiento, regasificación, **transporte o distribución de gas natural** deberá ser dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía por quien pretenda adquirir la titularidad de la instalación. La solicitud deberá ir acompañada de la documentación que permita acreditar la capacidad legal, técnica y económica del solicitante, así como una declaración del titular de la instalación en la que manifieste su voluntad de transmitir dicha titularidad.”



Igualmente en el artículo siguiente se determina que **dicha autorización se deniega mediante la institución del silencio administrativo negativo, de forma tal que no es posible obviar la naturaleza previa que tiene la obtención de dicha autorización.**

“Artículo 87. Transmisión de las instalaciones.

La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud, resolverá y notificará sobre la solicitud, en el plazo de tres meses. La falta de resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 67.3, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

A partir de su otorgamiento, el solicitante contará con un plazo de seis meses, para efectuar la transmisión de la titularidad de la instalación. Se producirá la caducidad de la autorización si transcurrido dicho plazo aquélla no ha tenido lugar.

La resolución será notificada al solicitante y al transmitente. Otorgada la autorización, el solicitante deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas la transmisión, en el plazo de un mes desde que se haga efectiva.”

Hay que recordar igualmente que esta problemática ya ha dado lugar a la apertura de expediente sancionador por parte de una Comunidad Autónoma.

Asimismo la iniciación de un Expediente en esta CNE, a instancia de ENDESA, en la que se impugnan el conjunto del sistema de liquidaciones de distribución de gas como consecuencia de las liquidaciones que se practican teniendo por válida y eficaz la referida reorganización **añade al proceso nuevas**



contingencias que alcanzan al conjunto de los agentes y del sistema de liquidaciones.

d) La impugnación del sistema de liquidaciones

Es objeto de trámite en esta CNE la problemática a que ha dado lugar la transmisión de instalaciones. Así se manifiesta en el Informe de la Dirección, lo siguiente:

- *“La facturación que pudieran realizar las empresas Gas Natural Distribución SDG y Gas Natural Transporte SDG en concepto de tarifas, peajes y cánones, a partir de las 24.00 horas del día 30 de septiembre de 2005, con independencia de la fecha de su inclusión en el régimen económico del sector del gas natural, deberá ser comunicada a la Comisión Nacional de Energía y será incluida en el sistema de liquidaciones en virtud de lo establecido en los artículos 5 y 15 de las Ordenes ECO/32/2004 y ECO/33/2004, respectivamente. Esto implica para dichas empresas la generación de obligaciones de pago a favor de las empresas que tienen costes acreditados en el sistema de liquidaciones.*

- *La empresa Gas Natural SDG habrá de mantener su situación de empresa sujeta al sistema de liquidaciones del sector del gas natural, al menos durante las liquidaciones correspondientes al año 2005, al tener reconocidos costes acreditados por distribución y transporte para el año 2005”.*

e) Precedentes de la CSEN y de esta CNE.



Ya se han comentado en apartados anteriores las diferencias con el precedente de NATURCORP.

Dejando a un lado el proceso de diversificación de Red Eléctrica de España S.A., merece ser igualmente destacada la Resolución del Consejo de Administración de la CNE de 16 de mayo de 2002 por la que se autoriza la toma de participación de ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L. en la sociedad GBI 9000 SIMCAV, S.A. consistente en la adquisición de la participación accionarial que la sociedad GRUPO BERNÁRDEZ INVERSIONES, S.L. posee en GBI 9000 SIMCAV, S.A.. La citada autorización queda sujeta a las siguientes condiciones:

“Que la adquisición de la SIMCAV se realice por ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L. con fondos específicamente aportados por los socios con esta finalidad y con el carácter de recursos propios de ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L...”

Que la inversión de ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L. tenga un importe máximo igual al aportado por sus accionistas en concepto de prima de emisión en la ampliación de capital del 23 de agosto de 2001

ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L. no podrá garantizar, ni directa ni indirectamente, operación financiera alguna que la SIMCAV realice, ni prestar fondos ni realizar operaciones de crédito directas con GBI 9000 SIMCAV, S.A..

Cualquier nueva participación que realice ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L. en GBI 9000 SIMCAV, S.A. estará sujeta a la autorización de esta Comisión Nacional de Energía.”



*Es de señalar que tales prevenciones se adoptaron respecto a la cantidad de.....millones de euros y respecto a una Sociedad regulada **cuya actividad supone el 0,.....% de las actividades reguladas de gas en España.***

A continuación, cabe referirse a la Resolución del Consejo de Administración de 18 de abril de 2000 por la que autoriza la oferta pública de adquisición de acciones de UNION ELECTRICA FENOSA, S.A sobre HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A., al considerar que la citada operación no va a producir riesgos significativos ni previsiblemente va a tener efectos negativos sobre la situación financiera de la empresa que desarrolla actividades eléctricas reguladas ni sobre los niveles de calidad de los servicios suministrados por las redes de ambas empresas.

No obstante lo anterior, el Consejo de Administración de la CNE señala que va a “realizar un atento seguimiento de la situación financiera de las empresas que desarrollan las actividades reguladas y de las inversiones realizadas tanto en la red como en los servicios de atención a los clientes a tarifa, de modo que la calidad presente no se vea mermada en modo alguno.”

Igualmente, la Resolución impone a la sociedad solicitante las siguientes obligaciones:

“Debido a que en la documentación remitida por UNION ELECTRICA FENOSA, S.A. no consta la estructura societaria que adoptará el grupo de sociedades tras la operación, en especial en relación a las empresas que desarrollen actividades reguladas en los sectores de electricidad y gas, la citada sociedad deberá someter a autorización de la CNE los procesos de reordenación societaria que afecten a sociedades que realizan actividades reguladas empresas, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre”.



Esta última consideración impone la necesidad de recabar una nueva autorización de la Comisión Nacional de Energía cuyo objeto es el de poder valorar como se produciría la definitiva reordenación de la actividad libre y regulada que, en todo caso, debería respetar los principios de separación jurídica y contable.

Hay que recordar que UNION FENOSA, S.A. no es una Compañía que tenga como objeto exclusivo la realización de actividades reguladas, y que por si serlo alguna de sus filiales, esta CNE realizó una interpretación extensiva de la función Decimocuarta también a Sociedades de actividad libre, respecto a operaciones empresariales que puedan acabar afectando a filiales que si tienen la consideración de Sociedades reguladas. Y salvaguardando en todo caso la definitiva autorización respecto a dichas Sociedades reguladas, al examen en su momento de la situación en que quede definitivamente estructurada la reordenación de la actividad libre y la regulada. La actividad regulada de Unión FENOSA, S.A. a través de sus filiales suponía un porcentaje mucho menos significativo que los que son objeto de esta operación. La posterior autorización nunca tuvo lugar al quedar abortada por decisión de las autoridades de competencia. Conviene igualmente recordar el suficiente desarrollo de las redes de distribución eléctrica en España, frente a la insuficiente extensión de las redes de distribución de gas.

Finalmente, y más reciente en el tiempo, procede mencionar la Resolución de la Comisión Nacional de Energía de 23 de diciembre de 2002 sobre la solicitud de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA S.A. de autorización para adquirir participaciones accionariales en RED DE ALTA TENSIÓN, S.A. Es preciso llamar la atención sobre el hecho de que esta operación no se enmarca en el ámbito del proceso de diversificación de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA S.A. antes comentado, sino, por el contrario, tiene como objetivo incrementar sustancialmente su figura de transportista en el ámbito de su propia actividad



regulada: el sistema de transporte eléctrico español. Entre otros aspectos de la operación, cabe destacar el que REE asume en su propio nombre y a su cargo los nuevos desarrollos (incluyendo, en su caso, aquellos a los que INALTA pudiera legalmente verse obligada) y las modificaciones de las instalaciones (distintas de las instalaciones de conexión) de la red de transporte, siendo en el caso de nuevos desarrollos, de la plena titularidad de REE las obras e instalaciones realizadas. A la vista de las consideraciones contenidas en la citada Resolución, esta Comisión señala que *“REE justifica capacidad económica para abordar los proyectos de inversión detallados ya que, aún considerando el notable incremento de su endeudamiento -292 por ciento (31 de diciembre de 2002 sobre el 30 de septiembre de 2002)- motivado por la gran concentración de inversiones en ese periodo, los resultados de REE no se ven afectados por la mayor carga financiera que debe soportar y sigue distribuyendo dividendos, en la línea ascendente que se señala (...), además, que sus ingresos están determinados por la retribución a la actividad de transporte, sobre la base de la legislación vigente y los importes actualmente considerados para su cálculo”*.

Consecuentemente, esta Comisión autorizó a *RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A.* la inversión solicitada consistente en la adquisición del 25 por ciento de las acciones de *RED DE ALTA TENSIÓN, S.A.*, así como la subrogación, en el mismo porcentaje, del préstamo participativo que *GRID INDUSTRIES, S.A.* tiene concedido a *RED DE ALTA TENSIÓN, S.A.*, todo ello por un importe total de 14.929.408 euros, sujeto al cumplimiento de las condiciones establecidas tanto en el contrato de compraventa de acciones como en el contrato entre los accionistas de *RED DE ALTA TENSIÓN, S.A.*

Pero al margen de los precedentes citados que hubieran exigido al menos el establecimiento de un exigente condicionado respecto a la operación de reorganización societaria, -respecto al condicionado impuesto por esta CNE respecto a la OPA nos referiremos en el apartado correspondiente-, lo cierto es



que el precedente que en el que encuentra mayor encaje la operación ahora analizada es el que dictó el entonces regulador eléctrico, la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN), en una operación que tuvo como interesada a la propia ENDESA y que fue denegada por dicha CSEN.

Nos referimos a **la Resolución 015/98, de 2 de junio de 1998**, por la que se deniegan las solicitudes presentadas por Fecsa, Erz, Enher, Gesa, E. Viesgo, Sevillana y UNESCO para la toma de participaciones en el capital de ENDESA ENERGIA. Hay que señalar que las diferencias entre dicho precedente y la presente operación lo son a favor aquella, como veremos. En la referida Resolución, la CNSE establece lo siguiente:

“La participación accionarial de una sociedad que realiza actividades reguladas en otras sociedades dedicadas a actividades no reguladas, realizadas en régimen de libre competencia como la comercialización, -caso que nos ocupa- conlleva riesgos significativos para actividades reguladas. En consecuencia, se propone denegar las autorizaciones solicitadas.

En este caso, además, dado que la empresa ENDESA tiene solvencia y potencial económico suficiente, no necesita acudir a las empresas del Grupo que realizan actividades reguladas para configurar el capital social de la comercializadora del Grupo.

En otros supuestos, en que se tratase de solicitudes presentadas por empresas distribuidoras de menores dimensiones y con cuotas de mercado reducidas, dado que la Ley 54/97 posibilita estas participaciones, la CNSE se reserva el analizar los efectos precompetencia que pudieran producirse para ponerlos en relación con los riesgos que la toma de participación produciría en las actividades reguladas.



A la vista de estas consideraciones, el Consejo de Administración ha acordado denegar las autorizaciones solicitadas por las empresas indicadas en este acuerdo y por los importes señalados en el mismo”.

Hay que recordar que dichos importes eran insignificantes en comparación con los que son objeto de la presente operación.

e) En conclusión

Esta CNE debió denegar la reorganización societaria propuesta en los concretos términos en que ha sido planteada, **a la vista del gran número y al alta intensidad de los efectos negativos directos y riesgos significativos que se derivan para la actividad regulada de distribución de gas , - y también de transporte de gas, aunque en menor medida, dada la diferente participación de GAS NATURAL SDG en dicha actividad-, han quedado identificados en los apartados anteriores.**

CONSIDERACIÓN SÉPTIMA.- MAYOR ENDEUDAMIENTO SIN MAYOR INVERSIÓN EN ACTIVIDADES REGULADAS.

Las grandes **magnitudes de la inversión para la que se solicita autorización a esta CNE** se concreta en el Cuadro 12 que obra al folio 107 de la Resolución:

[...]

Por lo tanto, el esfuerzo financiero se concreta en **un rango de entre [...]**.

Por su parte ENDESA resalta en su escrito de alegaciones de fecha 26 de Octubre de 2.005, **las siguientes magnitudes:**

“1.1. Premisas económico-financieras consecuencia de la OPA



Ya se ha señalado en los Antecedentes de Hecho que para la adquisición de la totalidad de las acciones de Endesa, teniendo en cuenta la prima que se ofrece a sus accionistas, Gas Natural tendría que llevar a cabo una inversión total de 22.583 millones de euros (22.549 millones excluyendo comisiones de financiación), lo que representa aproximadamente el doble de su capitalización bursátil actual (unos 11.000 millones de euros). Ello se traduciría en:

- una ampliación de capital por valor de 14.777 millones de euros sin aportación dineraria alguna por parte de sus actuales accionistas, es decir, **sin que la misma genere nuevos fondos líquidos para Gas Natural SDG.**
- un pago en efectivo de 7.806 millones de euros (incluyendo comisiones de financiación) a los accionistas de Endesa. Esta cuantía (superior a las inversiones totales realizadas en España en el negocio regulado de distribución de gas en los últimos 10 años), **saldría del sistema energético y, por tanto, no sería reinvertida en los negocios regulados.**

Origen y Aplicación de Fondos

(En millones de Euros)

Origen		Aplicación	
Financiación bancaria	7.806,0	Contraprestación en Efectivo	7.771,2
Acciones de GN de nueva emisión		Contraprestación en Acciones	14.777,5
Valor nominal	602,4	Gastos de la financiación	34,8
Prima de emisión	14.175,0		
Total Acciones	14.777,5		
Total Origen de Fondos	22.583,4	Total Aplicación de Fondos	22.583,4

Fuente: Hecho relevante de Gas Natural

A la vista de la cifras sobre las que se solicita autorización para transferirlas del patrimonio regulado hacia otra finalidad (en este caso, la compra de entre 301.215.580 y 602.429.955 acciones de ENDESA), resulta difícil tratar de



argumentar lo evidente: la inversión para la que se solicita aprobación es de tal envergadura y naturaleza que **entraña una notable afectación del grado de solidez económica financiera del conjunto del sistema de actividades reguladas de distribución de gas en España.**

Este importantísimo desembolso deteriora sin duda los ratio económico financieros de GAS NATURAL SDG. A continuación se recuerdan los datos que obran en el cuadro de la página 178 de la Resolución (Cuadro 40):

[...]

Compárense con los que obran al mismo folio 201 de la Resolución (Cuadro 62):

[...]

Aunque no consta la calificación crediticia resultante, es evidente el deterioro de todos los parámetros de solvencia y rentabilidad en el corto y medio plazo, respecto a la situación de partida de GAS NATURAL SDG.

Dicho deterioro se aprecia también en el Cuadro 63 que consta en la página 201 de la Resolución:

[...]

De los datos anteriores interesa resaltar la comparación con los ratios de partida de GAS NATURAL SDG, que es la Compañía que solicita la autorización para realizar la Operación de compra de acciones: [...].



Todo ello, contando con el cumplimiento de todas las previsiones, y entre ellas que no se produzca contingencia alguna en las desinversiones previstas por importe superior a los 8.000 millones de pesetas ([...]).

Tampoco se ha considerado como contingencia en dichas previsiones la polémica no resuelta sobre la obligación legal de realizar OPAS sobrevenidas en CHILE, por importe superior a los 6.300 millones de dólares.

Por su parte ENDESA en su ya referido escrito de 26 de Octubre si recoge el deterioro de los ratings y de márgenes, y su previsible traducción a la baja en su calificación crediticia, que en su opinión son los siguientes:

[...]

Y en cuenta a otros ratios, ENDESA los valora de la siguiente forma, según se considere activo ficticio la totalidad del fondo de comercio o tan sólo la parte proporcional a las actividades reguladas:

[...]

Lo anterior lo calcula ENDESA estimando que todo el Fondo de Comercio debe valorarse como activo ficticio, por aplicación de la nueva filosofía de las normas NIIF.

Por el contrario, si se imputa como activo ficticio tan sólo la parte proporcional del fondo de comercio que corresponde a las actividades reguladas, los ratios calculados por ENDESA son los siguientes:

[...]

Finalmente ENDESA estima un ratio de solvencia de Deuda/EVITAD en los siguientes rangos PRE y post OPA:

[...]

Sólo el incremento de los costes financieros como consecuencia de la rebaja del rating como previsiblemente pueda derivarse del deterioro crediticio, ENDESA lo cifra [...]. El desglose que presenta ENDESA para justificar dicha cifra de incremento de costes financieros es la siguiente:

(En millones de euros)

Costes Financieros sobre Deuda Incremental

Deuda incremental Total	7,806.0
<i>Coste Financiero Estimado ⁽¹⁾</i>	4.5%
Intereses Financieros por Deuda incremental	351.3

Costes Financieros Por la Ampliación de Capital

Ampliación de Capital	196.9
<i>Coste Financiero Estimado ⁽¹⁾</i>	4.5%
Intereses Financieros por Deuda incremental	8.9

Costes Financieros sobre la deuda existente antes de la operación (30 de junio de 2005)

Deuda Financiera de Gas Natural SDG, S.A.	3,281.0
Deuda Financiera de Endesa, S.A.	21,420.0
<i>Coste Incremental de la deuda de Gas Natural SDG, S.A.</i>	0.30%
<i>Coste Incremental de la deuda de Endesa, S.A.</i>	0.15%
Intereses incrementales por Deuda Total Pre-Transacción	42.0
Incremento Total de Gastos Financieros	402.1

Inversiones realizadas por Gas Natural en distribución de gas en 2004	368.3
<i>% sobre inversiones en distribución de gas en 2004</i>	109.2%

Como puede observarse las previsiones y ratios son muy diversas [...]. Más adelante haremos algún comentario sobre esta circunstancia.



Pero el problema para la actividades reguladas no es el mayor endeudamiento, -ya que GAS NATURAL SDG partía de una situación saneada-, o las discrepancias mayores o menores de las previsiones realizadas por una u otra parte los posibles contingencias que pueden incrementarlo espectacularmente. El auténtico problema es que dicho mayor riesgo, el efecto negativo directo que manera objetiva se produce con el deterioro todos los ratios considerados, es que no se atisba en que medida ese mayor riesgo puede compensar a las actividades reguladas con algún tipo de beneficio o mejora de forma equivalente al riesgo y esfuerzo económico asumido.

Lo cierto es que el máximo compromiso que parece haber asumido GAS NATURAL SDG es respetar el volumen de inversión comprometido por cada Compañía por separado. Es decir que para, en el mejor de los casos, mantener los niveles de inversión de cada Compañía por separado, -si es que puede llegar a cumplirse dicho compromiso, como comentaremos en otro apartado-, se autoriza una transferencia de recursos económicos por importe de más de 22.000 millones de euros, de los cuales casi 8.000 millones pueden llegar a salir del sector energético español sin garantía alguna de que vayan a incorporarse nuevos inversores en el futuro inmediato y que se traduce en un empeoramiento muy significativo de todos los ratios de solvencia, rentabilidad y servicio de la deuda.

No hace falta un gran esfuerzo imaginativo para concluir que la presión al alza de las tarifas va a ser muy considerable, -ya lo está siendo como puede comprobarse con las últimas y recientes subidas de tarifas-, ya que una inversión tan elevada tiene que tener los retornos esperados por sus accionistas. Ese mayor endeudamiento no se está empleando en inversión productiva en el negocio regulado sino que se aplica a la compra de las acciones de ENDESA que se están valorando a precios de mercado bursátil, generando un Fondo de Comercio que ENDESA cifra en la siguiente cuantía:



“El fondo de comercio generado en la operación, cuya cuantía asciende a 13.168 millones de euros, es un activo que figura en el balance y que por tanto debe ser recuperado por la sociedad, a través de su adecuada retribución vía los resultados futuros de la sociedad resultante.

A efectos indicativos de la importancia de su magnitud, baste indicar que el fondo de comercio que se derivaría de la operación:

- Es superior a todo el balance consolidado de Gas Natural a 30 de junio de 2005 (12.107 millones de euros).
- Es superior al inmovilizado material e inmaterial neto contable de distribución eléctrica de todo el sector peninsular (Endesa, Iberdrola, Fenosa, Viesgo e Hidrocantábrico), que asciende a 12.935 millones de euros a 31 de diciembre de 2003.
- Es superior a la suma de los costes sectoriales de generación en régimen ordinario, transporte, distribución y gestión comercial contemplados en el cálculo de la tarifa eléctrica para el ejercicio 2005, que asciende a 12.752 millones de euros.

De acuerdo con las nuevas normas internacionales de información financiera (NIIF), el fondo de comercio generado no se amortiza. En su lugar, es preciso llevar a cabo un análisis de deterioro del citado fondo de comercio en base a las rentas futuras que podrían ser generadas por los activos (según las exigencias específicas y restrictivas establecidas a este respecto por las NIIF). En el supuesto de que el fondo de comercio no sea recuperable con la generación de fondos de la sociedad, deberá registrarse un gasto extraordinario contra los resultados del periodo, minorando, de esta forma, el beneficio de la sociedad y, por tanto, su patrimonio neto.”

Todos los cálculos económico financieros que se contienen en la Resolución se han realizado sin considerar como activo ficticio el Fondo de Comercio citado. Por lo tanto, [...].

También [...] que cabe esperar de dichas previsiones si tenemos en cuenta que el Fondo Consolidado que resulta finalmente resulta de la imputación la parte del Fondo de Comercio que puede individualizarse en activos del inmovilizado concretos asciende en 2.006 a [...]. Dado que con las nuevas Normas NIIF dicho Fondo no puede amortizarse, el deterioro de dicho Fondo tomando como base la proyección de rentas futuras jugará contra resultados del Nuevo Grupo que tendría que registrar un gasto de extraordinario en caso de depreciación del Fondo respecto al valor real desembolsado en la actual Operación.

A ello hay que añadir la propia volatilidad de algunos de los parámetros tenidos en cuenta por GAS NATURAL SDG para fijar el precio objetivo de compra de las acciones.

Así GAS NATURAL SDG ha estimado el valor objetivo de las acciones de ENDESA en base a los siguientes criterios:

- a) El rango de precios de cotización de la acción de ENDESA en los últimos doce meses.
- b) La media de los precios objetivo para la acción de ENDESA publicada por analistas financieros en los últimos cuatro meses.
- c) Los múltiplos de EBITDA estimados para compañías europeas comparables cotizadas del mercado español y europeo.
- d) Los múltiplos de transacciones precedentes del sector energético en Europa.
- e) El descuento de flujos de caja estimados para ENDESA.



Esta valoración supone un valor implícito de ENDESA de 21,3 euros cada acción, lo que representa una prima del 14,8 % respecto al precio de cotización de ENDESA al cierre de los mercados el 2 de septiembre de 2005, y del 19,4 % respecto del valor medio de cotización de ENDESA en los últimos seis meses. Pero de casi un 39,21% respecto a la de hace doce meses. A continuación se incluye la evolución de la cotización diaria de ENDESA en los últimos doce meses.

Gráfico 4 Cotización diaria de ENDESA durante los últimos 12 meses



Fuente: DATASTREAM

Las diferencias de cifras y ratios vuelven a producirse si se aplican las normas NIIF, tal y como se realiza en los Cuadros 42, 43 y 44 (páginas 181 y 182) para el caso de GAS NATURAL SDG, Cuadros 50, 51 y 52 (pags. 189 y 190) para ENDESA. No constan, sin embargo, en la Resolución las previsiones para el NUEVO GRUPO resultante con arreglo a las normas NIIF.

Adicionalmente señala ENDESA en sus escritos de alegaciones una serie de contingencias no consideradas en los cálculos de la Resolución, que de



concretarse, alterarían nuevamente las proyecciones económico financieras del NUEVO GRUPO. Así señala las siguientes:

“2. CIRCUNSTANCIAS SOBREVENIDAS Y NO CONSIDERADAS POR GAS NATURAL SUSCEPTIBLES DE CONLLEVAR UN INCREMENTO SIGNIFICATIVO DEL ENDEUDAMIENTO RESULTANTE DE LA OPERACION

Adicionalmente a lo ya indicado, Endesa entiende que existen una serie de elementos de hecho y de derecho que ponen de manifiesto que el planteamiento de la operación realizado por Gas Natural y trasladado a esa Comisión carece de la verosimilitud mínima necesaria para que su “presunta” pretensión de obtención de la autorización administrativa de la CNE para su OPA sobre Endesa.

El planteamiento de estas cuestiones no implica que la CNE pueda lícitamente pronunciarse sobre una operación de perfiles distintos a la que le ha sido planteada por Gas Natural sino que en su valoración de ésta ha de tomar en consideración la existencia de graves incertidumbres para que la misma sea ejecutada en sus propios términos.

En este sentido, quizás por un deficiente análisis previo, Gas Natural no ha considerado (hasta donde Endesa conoce) en el planteamiento de la operación sometida al análisis de la CNE, una serie de elementos analizados en detalle en II.B.3:

- (i) Previsible
incremento de la oferta a los accionistas de Endesa*
- (ii) Exigencia de
lanzamiento de OPAs sobrevenidas sobre algunas filiales iberoamericanas. Estas operaciones podrían llegar a implicar un desembolso de alrededor de 7.000 millones de dólares (aproximadamente 5.625 millones de euros).*



(iii) *Supuestos de vencimiento anticipado de instrumentos de financiación como consecuencia del cambio de control, de la venta de activos o de una rebaja del rating.*

(iv) *Las sinergias que pretendidamente conseguiría Gas Natural como consecuencia de la operación según las presentaciones que ha realizado se encuentran ampliamente sobreestimadas y no toman en consideración adecuadamente las sinergias negativas derivadas de la reestructuración societaria planteada.*

- *Por otra parte, Gas Natural SDG e Iberdrola deberán recabar y obtener autorización administrativa previa para cada una de las desinversiones en instalaciones, bien propuestas por las Partes de la operación bien impuestas como condición para la autorización de la misma por cualquier Administración competente, dentro de un complejo proceso autorizador individualizado, tramitado tanto ante las autoridades estatales como de las autonómicas en donde se ubican activos objeto de desinversión (ex artículos 133 y 134 RD 1955/2000, para el caso de instalaciones eléctricas; y ex artículos 86 y 87 RD 1434/2002, para el caso de instalaciones gasistas).*

Tales autorizaciones no pueden solicitarse antes de que la operación haya sido autorizada por todos los órganos competentes. Supuesto que se obtuviesen todas las autorizaciones preceptivas para la Operación (nunca antes de abril de 2006), la obtención de las distintas autorizaciones administrativas previas para las distintas desinversiones no tendría lugar, en el mejor de los casos, antes de 3 meses a contar desde tal fecha (artículos 134 RD 1434/2002 y 87 RD 1434/2002).



- *Necesidad de obtener el consentimiento de socios en aquellos países en los que se pretende realizar desinversiones (en Endesa Italia y SNET, por ejemplo -vid. Antecedentes de Hecho 4 y 5-).*
- *Necesidad de obtener autorización de las autoridades italianas y francesas de acuerdo con la normativa aplicable.*
- *La exigencia de OPAs sobrevenidas. Como consecuencia de la adquisición de Endesa por Gas Natural se produciría un cambio de control sobre las filiales de Endesa, situación ante la que algunas legislaciones exigen lanzar una OPA sobre el resto del capital. Este sería el caso de las filiales de Endesa Ampla y Coelce (Brasil), Edelnor S.A., Edegel S.A. y Etevensa S.A. (Perú) o Enersis y Endesa Chile (Chile), en conjunto estas operaciones podrían llegar a implicar un desembolso de alrededor de 7.000 millones de dólares (aproximadamente 5.625 millones de euros)”*

En cualquier caso, sean cuales sean las variaciones e hipótesis consideradas y las diferencias de criterios de cálculo entre las dos empresas implicadas en la operación, lo que no puede discutirse es el empeoramiento de todos los ratios considerados respecto a los de la situación de partida de GAS NATURAL SDG. Cualquier empeoramiento de los facilitados por la propia GAS NATURAL SDG en la línea de lo argumentado por ENDESA puede llegar a poner en cuestión la propia conclusión del Voto mayoritario sobre la solvencia y viabilidad económico financiera de la operación, traduciéndose en una constante presión al alza sobre las tarifas de gas y electricidad.

Lo cierto es que, aún considerando exclusivamente las hipótesis económico-financieras aportadas por GAS NATURAL SDG, son plenamente aplicables al caso las conclusiones doctrinales de esta CNE que a continuación se citan:

Inversiones en Distribución de Gas en los últimos años y previsiones de futuro de GAS NATURAL SDG



Para empezar basta comparar la cifra de la cantidad que se entrega en metálico a los accionistas de ENDESA (hasta un máximo de casi 8.000 millones de euros y un mínimo de 3.800 millones de euros) con la cifra prevista en inversiones del GRUPO GAS NATURAL en el periodo 2.005-2.009 para al actividad de distribución de gas, cifra que asciende a [...] según el Plan Estratégico de dicha Compañía. Es decir el conjunto de la inversión prevista en distribución de gas para el citado periodo es [...] (Consultar cuadro 28 de la página 148 de la Resolución)

Si tomamos cifras de inversión real del periodo 2.001-2.004, nos encontramos con que la inversión realizada por GAS NATURAL SDG en la actividad de distribución de gas, -que es a la que viene obligada en exclusiva por imperativo del art. 63 de la LEY 34/1.998 de 7 de Octubre del Sector de Hidrocarburos.-, [...].

La inversión media anual prevista para el periodo 2.005-2.009 en la actividad de distribución de gas es de [...], pero la inversión real realizada en el periodo 2.001-2.004 [...]. La [...].

“Por todo ello existe un riesgo significativo en el desarrollo a futuro de las actividades reguladas si como resultado de la operación y como consecuencia de la transferencia de rentas que pudieran ocurrir desde las actividades reguladas a las liberalizadas no se garantiza que las empresas distribuidoras de gas y electricidad van a realizar las inversiones y con ello del desarrollo de las respectivas actividades de distribución, especialmente en el desarrollo de la distribución de gas como las desarrollarían Gas Natural y ENDESA si se mantuviese como empresas independientes y no se llevase a cabo la operación. De otro modo, ante un deterioro de los balances de las empresas que realizan actividades reguladas, el regulador podría verse obligado a afrontar un incremento tarifario con objeto de no poner en peligro el ejercicio de



tales actividades. Este tipo de medidas de aumento de las retribuciones de los negocios regulados que pudieran llegar a tomarse, podrían afectar con carácter general al régimen económico global de los sectores, si ocurre como en el caso del sector eléctrico, donde existe un reconocimiento limitado del incremento de los costes, al menos para los próximos años, según la nueva metodología de tarifas eléctricas.

En definitiva, el volumen de la asignación de dichas rentas públicas a actividades distintas de las reguladas es de tal magnitud e importancia, así se considere aisladamente considerada o en comparación con las inversiones previstas en dichas actividades para el periodo 2.003-2.006 (el más necesitado de inversiones urgentes) constituye una clara alteración de las prioridades inversoras inherentes a dichas actividades reguladas e impone una clara conclusión de existencia de efectos negativos directos para dichas actividades reguladas”.

En la Resolución de fecha 5 de junio de 2.002 por la que **se deniega** la solicitud de autorización de REE, S.A. para proceder a suscribir la ampliación del capital social de REI en Perú, **por un importe de 375 millones de euros:**

*“A partir de estas consideraciones puede concluirse que la inversión en actividades internacionales, para la que la REE solicita de la CNE autorización, **es de tamaño que puede calificarse de notable.** En primer lugar, porque la suscripción total de la ampliación de capital de la filial de actividades internacionales supondrá multiplicar por más de siete la inversión financiera de REE en REI, ya que el valor de las acciones de REI que actualmente están en la cartera de valores de REE es de 60 millones de euros. En segundo lugar, porque la inversión que pretende realizar REE en actividades internacionales supone casi el 30 por ciento de la inversión total que tiene previsto acometer en los próximos cinco años. Este porcentaje se eleva al 47 por ciento cuando el periodo de*



tiempo de referencia es el bienio 2.002-2.003, ya que en él se registrará toda la inversión en actividades internacionales y sólo una parte (335,6 millones de euros) de los 843 millones de euros en redes eléctricas.

En base a los datos anteriores cabe destacar, como síntesis, que la inversión solicitada por importe de 375 millones de € constituye el 44% de la cantidad destinada para la ampliación y mejora de la red de alta tensión en España (843 millones de €) en el periodo considerado”

“Las inversiones proyectadas en este expediente producen un endeudamiento de REE superior al deseable para el desarrollo de la actividad regulada en España, con repercusión negativa, sobre la garantía y calidad del suministro; sobre el nivel de tarifas futuro y la retribución de la actividad de transporte incluida en el sistema tarifario; así como, en la permanencia de fondos en compañías filiales de REE sin retornos o retribución adecuada en los mismos. Todo ello, debe enmarcarse en el alto nivel, absoluto y relativo, de inversiones ajenas a la actividad regulada en España que resulta de la inversión cuya autorización se solicita.”

Aplicando similares criterios al caso que nos ocupa puede llegarse a la conclusión de que la inversión que se pretende y para la que se solicita aprobación es de una magnitud excepcional, cualitativa y cuantitativamente:

- La inversión de alrededor de 22.000 millones de euros prevista para la adquisición de acciones de ENDESA, [...].
- De esta cantidad [...].
- El [...].



Actualmente, el sector energético español, -que se encontraba entre los más endeudados de Europa por diversas causas (importantes inversiones en los últimos años por crecimiento espectacular de la demanda, con bajadas de precios por mayor competencia que otros mercados europeos; mayor exposición al riesgo en Latinoamérica; etc...)- ha venido observando en los dos últimos años un importante proceso de saneamiento y reducción de su endeudamiento hasta equipararse a los ratings medios europeos. (Cuadros 56 y 57 de la Resolución). Sin embargo, mientras ENDESA ha empujado al sector en dicha dirección de saneamiento financiero, GAS NATURAL SDG ha seguido el proceso inverso en los dos últimos años, tal y como se recoge en la Resolución (pag. 194):

- “GAS NATURAL, [...]”
- “ENDESA, [...]”

En este sentido, la Operación propuesta por GAS NATURAL SDG [...].

Ya esta CNE dejó declarado en anteriores precedentes (OPA IBERDROLA) lo siguiente:

*“En particular, **merece especial atención el significativo esfuerzo financiero que implica esta operación para el grupo resultante, que ha optado por financiar en gran parte la operación recurriendo a recursos ajenos.** No corresponde a esta Comisión determinar, concretamente, el diseño financiero de la operación, aunque sí debe tenerlo en cuenta a efectos de determinar cómo la estructura financiera de aquel esfuerzo financiero se hace recaer sobre las distintas actividades desarrolladas por el grupo resultante, y específicamente sobre las actividades reguladas.”*



En el caso que nos ocupa tampoco se produce aportación financiera alguna de los accionistas. De esa forma la financiación se obtiene por la vía del endeudamiento, directa o indirectamente, sobre patrimonio regulado (que es la autentica naturaleza, al día de hoy, del patrimonio de GAS NATURAL SDG) pero el deterioro de la situación de solvencia no se compensa con de incremento inversor en actividades reguladas propias de GAS NATURAL SDG.

Obsérvese que el compromiso de GAS NATURAL SDG [...].

Ténganse en cuenta algunas comparaciones para que se pueda valorar adecuadamente el alcance [...].

Puede comprobarse asimismo que GAS NASTURAL SDG, [...]:

Los compromisos de inversión anunciados fueron los siguientes según consta en la propia Resolución d esta CNE de fecha 30 de Abril de 2.003:

[...]

Según se desprende del Cuadro 28 de la Resolución sobre la que presentamos Voto Particular (pag. 144) de dicha Resolución, la inversión real comprobable ha sido la siguiente en los años 2.003 y 2.004:

[...]

Por lo tanto, se observa de la comparación de ambos cuadros que hay [...].

Ahora, sin embargo, se vuelven a hacer previsiones [...] ya que se presentan una previsión de inversiones para el año 2.005 en distribución de gas de [...].

A pesar de la loable intención que amparan dichas previsiones, los hechos objetivos son que las previsiones de inversión que realizó la propia GAS NATURAL SDG para los años 2.003 y 2.004, [...].

Sólo por esta acreditada circunstancia existirían motivos suficientes para recelar del sistema propuesto por el Voto Mayoritario para “asegurar” el cumplimiento de las inversiones previstas. Más adelante se comentará esta circunstancia con más detalle.

Lo anterior es aun más necesario si se constata que referido al periodo comprobable por esta CNE de los años 2.003 y 2.004, [...].

En este sentido es suficientemente ilustrativo el Cuadro comprendido en las alegaciones presentadas por ENDESA de donde resultan las siguientes cifras de EBITDA de GAS NATURAL SDG:

Fuente ENDESA:

Fuente: Informes Anuales de Gas Natural

(En millones de Euros)

	2001	2002	2003	2004	Acumulado 2001-2004
Distribución de Gas					
EBITDA	660.0	660.9	660.0	725.0	2,705.9
Inversiones Materiales	403.6	407.6	375.6	368.3	1,555.1
<i>EBITDA / Inversiones</i>	<i>1.64x</i>	<i>1.62x</i>	<i>1.76x</i>	<i>1.97x</i>	<i>1.74x</i>
Generación de Electricidad					
EBITDA	0.9	8.1	55.5	51.2	115.7
Inversiones Materiales	170.1	228.7	231.4	373.5	1,003.7
<i>EBITDA / Inversiones</i>	<i>0.01x</i>	<i>0.04x</i>	<i>0.24x</i>	<i>0.14x</i>	<i>0.12x</i>



Dichos cálculos parecen confirmarse si se comprueba la evolución siguiente:

BENEFICIO NETO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE GAS NATURAL

(millones de euros)

	30 DE JUNIO DE 2005		
	Transporte	Distribución	Total regulado
GAS NATURAL SDG, S.A.	2,5	132,6	135,1
10 Filiales de GAS NATURAL SDG		22,6	22,6
TOTALES	2,5	155,2	157,7

Fuente: GAS NATURAL SDG, S.A.

BENEFICIO CONSOLIDADO NETO DEL GRUPO GAS NATURAL

(millones de euros)

	30 DE JUNIO DE 2005		
	Transporte	Distribución	Total Grupo
de la sociedad dominante			367,8
de los accionistas minoritarios			33,0
GRUPO GAS NATURAL			400,8

Fuente: GAS NATURAL SDG, S.A. bajo criterioS NIIF

157,7
243,1
400,8

Bº NETO REGULADAS GAS NATURAL
Bº CONSOLIDADO NETO DEL RESTO GAS NATURAL
BENEFICIO CONSOLIDADO NETO DEL GRUPO GAS NATURAL
DEL GRUPO GAS NATURAL





BENEFICIO NETO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE GAS NATURAL

(millones de euros)	31 DE DICIEMBRE DE 2004		
	Transporte	Distribución	Total regulado
Total regulado de la sociedad dominante	4,3	323,4	327,7
Total regulado de los accionistas minoritarios	0,0	1,9	1,9
TOTAL REGULADO DEL GRUPO GAS NATURAL	4,3	325,3	329,5

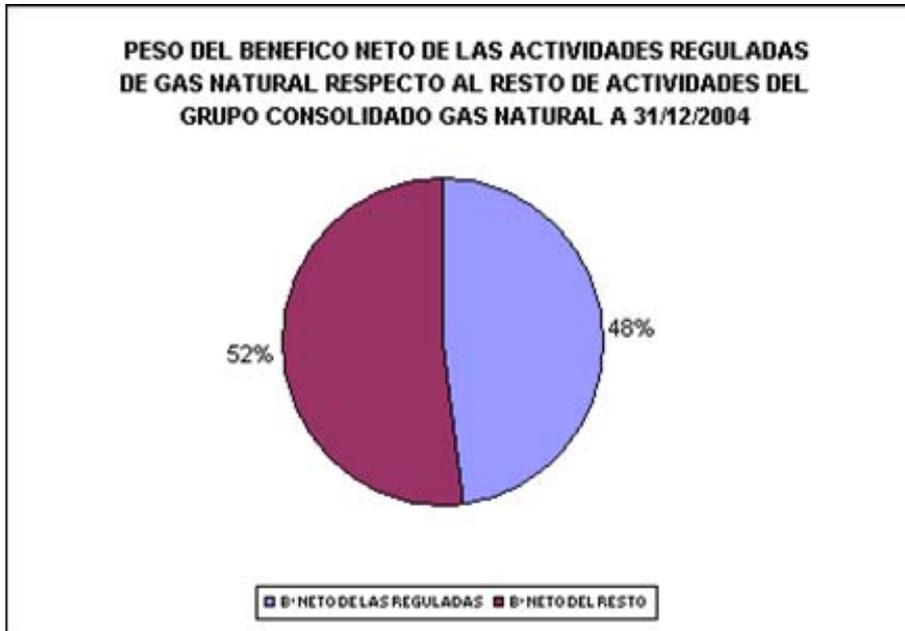
Fuente: GAS NATURAL SDG, S.A.

BENEFICIO CONSOLIDADO NETO DEL GRUPO GAS NATURAL

(millones de euros)	31 DE DICIEMBRE DE 2004	
	Total Grupo	
de la sociedad dominante	633,9	
de los accionistas minoritarios	55,8	
GRUPO GAS NATURAL	689,8	

Fuente: GAS NATURAL SDG, S.A.

329,5B° NETO DE LAS REGULADAS
360,2B° NETO DEL RESTO
**689,8B° CONSOLIDADO NETO DEL GRUPO
GAS NATURAL**





Se aprecia muy gráficamente como [...]. Con la autorización que se otorga viene a consumarse a posteriori el trasvase de rentas citado y queda ya consolidado como patrimonio libre lo que se ha venido detrayendo hasta ahora de forma irregular a las propias actividades monopolísticas de distribución y de transporte de gas.

Además de todo lo anterior la existencia de riesgos y efectos negativos como consecuencia del empeoramiento de la situación financiera del Grupo resultante son reconocidos implícitamente por la propia Sociedad solicitante al proponer un plan de desinversiones por importe de alrededor de 8.000 millones de euros como instrumento que contribuya a aminorar el nivel de endeudamiento en el periodo 2.005-2.009. Porque aunque dicho plan de desinversión se presente como orientado a solventar posibles obstáculos de concentración excesiva, [...].

La inversiones conjuntas del nuevo grupo resultante de la OPA, sin llevar a cabo el plan de desinversiones, alcanzaran el valor demillones de €según se describe en el siguiente cuadro:

[...]

[...]

Como puede observarse, la participación tanto en términos relativos como en términos absolutos, del volumen de inversión que debe realizar GAS NATURAL SDG, por si o a través de sus participadas, en las actividades reguladas de distribución y transporte de gas [...], destacando en el caso de distribución que con la conformación del Nuevo Grupo abarca casi la totalidad de la realizada en el sector, [...]



[...]

En definitiva, a la vista de los datos anteriores puede concluirse que no se está respetando la doctrina de esta CNE en el sentido de que las inversiones de las Compañías reguladas deben destinarse prioritariamente a las propias actividades reguladas. Y si dicha doctrina fue establecida en la resolución sobre REE y referida al transporte eléctrico, aún es más exigible tal prioridad si se tiene en cuenta la situación de las redes de distribución de gas en España.

Además debe tenerse en cuenta que la citada inversión no es homogénea en el conjunto de España.

[...]

Sin embargo si tenemos en cuenta los datos correspondientes a subvención recibida de la Comunidad Autónoma respectiva en relación con la obra ejecutada, se observa que con excepción de Cataluña, el resto de los Proyectos han avanzado sólo en relación con la mayor intensidad de las subvenciones recibidas:

[...]

Puede observarse como conclusión general que, para la ejecución de dichos Planes articulados en Convenios de Colaboración que afectan a 223 municipios más 15 opcionales en determinadas zonas de la geografía española, y para el periodo desde 1.998 a 2.004 [...].

En definitiva [...]

.

Resulta llamativo comprobar con que dificultad y lentitud avanzan los proyectos de nuevas infraestructuras gasistas (y las escasas cuantías inversoras



asociados a ellos) en determinados territorios de la geografía española, y comparar dichas cifras con la prima en metálico ofrecida a los accionistas de ENDESA para llevar adelante la OPA (8.000 millones de euros).

El volumen económico de las desinversiones previstas por el Nuevo Grupo [...], por las inversiones que se comprometen para el periodo 2.005-2.009, - [...]-, pueden llegar a financiarse con los recursos que se puedan obtener del mencionado plan de desinversiones y venta de activos.

El esfuerzo inversor lo van a realizar realmente los nuevos entrantes, y aún no conoce esta CNE si lo realizarán con incremento del endeudamiento, lo que a su vez llevaría a los ratios del conjunto del sector a los niveles del año 2.005, [...], pero no la situación del conjunto de actividades reguladas.

Se observa claramente un [...]. De esa forma, se incrementan significativamente los actuales problemas de desarrollo no homogéneo desde el punto de vista territorial de la red de distribución de gas en España.

Por todo lo anterior cabe concluir que la transferencia de rentas detectada desde la actividad de distribución de gas hacia otras actividades mercantiles no está justificada y, precisamente al contrario, **constituye una notable desatención de las prioridades inversoras a las que Gas Natural viene legalmente obligada.**

A mayor abundamiento, no es seguro que el compromiso del adquirente de los nuevos activos (IBERDROLA) y del cumplimiento de las nuevas inversiones a ellos asociada, se vaya a producir en todo caso. Contingencias relacionadas con la queja y denuncia de otros agentes, que tachan de colusorio tal pacto y amenazan con su impugnación, o las propias condiciones que se impongan por las autoridades de competencia, pueden someter a dichos compromisos de inversión de los que se permite esta CNE que quede liberado GAS NATURAL



SDG pero quedan sometidos a nuevas contingencias e incertidumbre en cuanto a los adquirentes, plazos, valor de los activos, procedimiento de final de ejecución, etc....

Lo único cierto por tanto, es que Gas Natural [...].

Y todo ello constituye un [...] para la distribución de gas en España, que [...] para alcanzar los niveles del resto de países europeos y aunque la situación de solvencia de GAS NATURAL SDG no comprometa su viabilidad económica financiera de futuro. Ya sentaba esta CNE en la Resolución de 5 de junio de 2.002, que la inversión cuya autorización se solicita y su juicio sobre la bondad o no de la máxima en relación con las actividades reguladas es independiente de que “... el balance y la situación financiera saneada de REE, en razón de la rentabilidad de su actividad en España, permitiera un mayor endeudamiento para financiar nuevas actividades con riesgo...”, dando lugar a que esta CNE denegara dicha inversión a pesar de que la misma no comprometía en absoluto dicha solvencia económico financiera de REE.

CONSIDERACIÓN OCTAVA.- LA INTEGRACIÓN DE REDES DE GAS Y ELECTRICIDAD COMO CONSECUENCIA DE LA OPERACIÓN PROYECTADA.

En Resolución del Voto Mayoritario se realizan una serie de consideraciones en el Capítulo NOVENO Apartado 1.4 (pags. 158 a 173), que se ocupan de analizar los riesgos y efectos negativos que pueden derivarse de la integración de redes de distribución de gas y electricidad. El Consejero que suscribe se muestra conforme con gran parte de las conclusiones que se contienen en dicho Capítulo, pero discrepa de otras que deben ser matizadas y discrepa igualmente sobre el grado de eficacia que las condiciones impuestas a la autorización puedan tener para hacer desaparecer los efectos negativos y riesgos detectados. Tampoco comparte este Consejero la opinión mayoritaria



según la cual dicha cuestión debe ser objeto de mayor análisis desde la perspectiva de la función 15ª, difiriendo a un momento futuro la solución o prevención de los problemas detectados.

Identificación del problema

En la Resolución se declara al inicio del referido apartado 1.4 del Capítulo Noveno (pag. 158) lo siguiente:

*“La **operación propuesta incluye el rediseño del mapa actual de la distribución**, mediante la gestión conjunta de redes y electricidad en los territorios donde en la actualidad operan GAS NATURAL SDG, como distribuidor de gas y ENDESA, como distribuidor eléctrico y de gas. En principio, la sociedad resultante de la unión entre GAS NATURAL y ENDESA gestionaría, a través de las correspondiente filiales en cumplimiento del principio de separación jurídica de actividades establecido en las leyes del sector energético, las redes de distribución de gas y electricidad en territorios que coinciden aproximadamente con las Comunidades Autónomas de Andalucía, Aragón, Cataluña y Extremadura. Con un Plan de desinversiones previsto por el adquirente, el potencial o los potenciales adquirentes de los activos que el grupo resultante desinvertiría, pasaría a gestionar la mayor parte de las redes de gas de GAS NATURAL en la Comunidad Valenciana, Murcia y Madrid, además del sistema extrapeninsular de Baleares, actualmente gestionando por ENDESA.”* (El subrayado es de este Consejero).

Y más adelante se continúa señalando lo siguiente:

“En España, la gestión de redes de gas y electricidad por parte de un solo agente no es un fenómeno nuevo, aunque es poco habitual. Solo en 4 CCAA: Aragón, Asturias, Extremadura y Baleares, existe un



solapamiento significativo entre las redes de distribución de gas y electricidad.”

Pues bien, el Consejero que suscribe considera que ni siquiera es significativo en Extremadura ni en Baleares, ya que la penetración de la red de gas en Extremadura es, desafortunadamente, extremadamente baja (no llega al %), y por tanto la supuesta integración de redes de gas y electricidad es despreciable desde el punto de vista cualitativo y cuantitativo a los efectos de lo que se argumenta en este Apartado. Y otro tanto cabe decir de Baleares, en la medida en que su sistema de aprovisionamiento y suministro de gas difiere por completo del existente en la Península. Por ello, la expresión a la que se refiere el Voto Mayoritario afirmando que la operación “...**incluye el rediseño del mapa actual de distribución de gas y electricidad...**” es muy acertada y descriptiva ya que, en realidad, en el momento actual sólo se da dicha integración de redes en Asturias y Aragón. Por ello, el Cuadro 17 de la página 161 puede inducir a error ya que no considera las circunstancias que han quedado expuestas anteriormente, dando una sensación de mayor expansión territorial de la integración de redes de electricidad y gas, que la que realmente existe en la actualidad.

También cabe entender como una mejora del texto sometido a debate, la eliminación del comentario que se hacía en la Propuesta de Resolución a las supuestas consecuencias que deben derivarse para el ordenamiento jurídico español de la transposición de las Directivas, sustituyéndose por una mera referencia al tenor literal de las mismas. Nos referimos a la supuesta identificación del suministro a tarifa del modelo español con el término “suministro” a secas que se contiene en dichas Directivas, con la consecuencias que de ello pudieran derivarse. El debate sobre el sentido y alcance de la transposición de las nuevas Directivas Europeas 2003/54/CE de Electricidad y 2003/55/CE de Gas, sobre esta cuestión, -no resuelto aún en el seno del Consejo-, puede quedar condicionado e hipotecado por la vía de los



hechos hacia una única posible interpretación para remediar la nueva situación de integración de redes que es consecuencia de la Operación analizada. Si se decide apostar por la **integración de redes se estará produciendo un cambio sustancial diseñado por el Legislador en las Leyes de 1.997 y 1.998,** que han funcionado razonablemente bien hasta ahora, como veremos en el correspondiente Apartado.

También induce a confusión la manera en que se expresa el Voto Mayoritario en su Resolución cuando afirma textualmente lo siguiente:

“En el mapa de la confluencia en redes de la OPA con desinversiones existirían por lo menos tres operadores relevantes que podrían utilizarse para un ejercicio de comparación de costes (GN-ENDESA, NATURCORP y el potencial o los potenciales adquirientes de los activos que el grupo resultante desinvertiría, en caso de que ello sucediera). Sin embargo, con respecto al nivel de comparación para empresas que desarrollen por separado redes de gas o de electricidad, el número de operadores disminuye. Endesa y Gas Natural dejarían de ser operadores de electricidad y gas respectivamente, e incluso Iberdrola si se aceptara finalmente la compra de activos de gas(...)” (Pag. 168)

Lo que resulta claro tras la operación es lo siguiente:

- a) En un primera fase se produce:
 - a. la desaparición de un agente en el mercado eléctrico (al pasar a formar parte del Nuevo Grupo, compañías que hasta ahora competían en el mercado eléctrico: Endesa y GAS NATURAL)
 - b. la desaparición de un agente en el sector del gas (al pasar a formar parte del Nuevo Grupo, compañías que operaban por separado: GAS NATURAL SDG y ENDESA GAS)



- c. la integración de las redes de distribución de gas y electricidad del Nuevo Grupo en Cataluña, Andalucía, Extremadura y se reforzaría en Aragón.

- b) En una segunda fase, sin fecha definida, -y de cumplirse los planes de desinversión comprometidos en el Acuerdo con la Compañía IBERDROLA-, se generalizaría a gran parte del territorio nacional el fenómeno de la integración de redes eléctricas y gasistas, al operar IBERDROLA como nuevo distribuidor de gas en las zonas en las que ya viene distribuyendo electricidad. Nos referimos a la Comunidad Valenciana, Murcia, Madrid y Baleares.

El cambio o rediseño del modelo no sólo es cuantitativo sino que es cualitativo, como se reconoce en la propia Resolución cuando se afirma lo siguiente:

“Ante estas diferencias en los esquemas retributivos de la distribución en los dos sectores, aparece el riesgo de que, en un entorno de empresa de distribución energética, se produzca una transferencia de rentas entre el gas y la electricidad si la empresa, en una posición razonable desde el punto de vista empresarial, destina mayores inversiones al desarrollo de la actividad que en términos unitarios suponga mayores beneficios. En principio, en el caso que nos ocupa, tal decisión podría ir en contra del desarrollo y mejora de la red eléctrica actual de ENDESA, con el riesgo de que se obtengan a futuro peores resultados que la tendencia actual en la evolución de los indicadores de calidad del servicio, que, como se ha analizado en el apartado 3.2, han experimentado una mejora en los últimos años.

Con la situación actual en la que en la mayor parte del territorio no coinciden empresas distribuidoras de gas y electricidad, cada una



desarrolla su actividad de manera independiente atendiendo al esquema retributivo sectorial, **sin que se den oportunidades de que surja este arbitraje que si podría aparecer en un entorno de empresa integrada.**” (pag. 170) (El subrayado es del Consejero que suscribe)

También se viene a reconocer en la Resolución sustentada por el Voto Mayoritario lo siguiente (pag. 165):

“El riesgo de arbitraje entre redes

Con objeto de aclarar si se puede imputar a la integración de redes algún sesgo en la tipología y/o patrón geográfico de las inversiones, considérese una empresa hipotética cuya única actividad consiste en el desarrollo y la gestión de redes de gas y electricidad, y que percibe una remuneración regulada simétrica para las dos actividades, relacionada con sus costes específicos. Esta empresa tendrá el incentivo económico a realizar inversiones en todas las zonas geográficas donde, dado el tamaño y la densidad de la demanda esperada, los ingresos regulados permiten cubrir los costes operativos y de inversión. En otras palabras, en ausencia de integración vertical y de distorsiones en el sistema retributivo, una empresa que sólo gestiona redes debería tener como único objetivo el de maximizar la utilización de las mismas, independientemente de si estas transportan gas o electricidad. No existiría, en este contexto, ningún riesgo de que la empresa prime un producto u otro, puesto que sería “neutral” con respecto a lo que distribuye.

*El **riesgo de arbitraje entre redes** puede surgir, principalmente, si el negocio de la distribución conjunta se encuentra verticalmente integrado en un grupo empresarial que tiene activos de comercialización, generación eléctrica y/o aprovisionamiento de gas. En este contexto **los***



intereses económicos del grupo de primar la venta de un producto u otro podrían en principio afectar los criterios de expansión de redes.

Esta situación sería preocupante por dos razones. En primer lugar, se estaría permitiendo que una actividad regulada apoye mediante subsidios competitivos el desarrollo del negocio liberalizado de una empresa, entrando en conflicto con los principios de neutralidad y no-discriminación que subyace la regulación de libre acceso de terceros a las redes.

En segundo lugar, si el objetivo de la empresa es llegar a suministrar al cliente a través de la infraestructura de red, la confluencia de redes de gas y electricidad en un mismo operador y no en los restantes, confiere al primero un poder de mercado para el desarrollo de la comercialización, cuyo ejercicio puede prevalecer como objetivo **y condicionar con ello el desarrollo adecuado de las redes. Por ejemplo, en las zonas en las que la empresa desarrolla conjuntamente la distribución de gas y electricidad, tiene el monopolio para el desarrollo de las infraestructuras, y la empresa puede llegar a tener escaso interés en el desarrollo de la infraestructura de gas, dado que ninguna otra que no sea ella lo puede hacer.** Sin embargo en las zonas donde existe una empresa eléctrica distribuidora distinta, siendo un área en expansión para el gas, **tendrá el incentivo a “competir” con la empresas eléctrica para llegar físicamente al cliente, potenciando, en este caso, esta zona como destinataria de las inversiones globales en distribución de gas que haría la empresa, quedando esta decisión determinada, por el objetivo empresarial de atraer al cliente desde el punto de vista comercial.**” (Pag. 164 y 165). (El subrayado es nuestro)



Esto lo dice el Voto Mayoritario. Y este Consejero está de acuerdo. Incluso puede añadirse que, -dadas las peculiaridades del modelo español, que adjudica al distribuidor de gas y electricidad la obligación del suministro a tarifa, también se produce competencia de “producto” (gas a tarifa v. electricidad a tarifa) considerando como tal dicho suministro a tarifa. Lo que es más difícil de entender es porque entonces se ha autorizado la Operación si son tan evidentes las distorsiones y riesgos que introduce desde la perspectiva de integración de redes que estamos analizando.

En ese sentido, el Voto mayoritario parece encontrar una justificación a favor de la integración de redes cuando sigue afirmando en el Voto Mayoritario de la siguiente forma:

“La integración vertical es una característica común a los principales grupos empresariales que distribuyen gas y/o electricidad en España y en Europa. Precisamente para evitar que el apalancamiento sobre las redes limite la competencia y ponga en peligro las actividades reguladas, tanto la LSE, como la LSH, establecen el requisito de separación legal y contable entre actividades competitivas y reguladas. En este sentido cabe citar también la Directiva Europea 2003/54/CE de Electricidad y 2003/55/CE de Gas, que requieren la independencia de los gestores de redes de distribución *“al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones”*”

También puede llevar a conclusiones erróneas la tendencia internacional que se cita como supuestamente avocada a la integración de dichas redes de gas y electricidad, ya que no tiene en cuenta que en España se producen dos singularidades específicas que no se dan en los países citados como ejemplo: 1º).- Que en España el distribuidor de gas y electricidad lo son también suministradores a tarifa (no solo transportan sino que también venden), por lo que la integración en España puede tener complicaciones adicionales y



específicas diferentes a las observadas en otros países; 2º).- Que en España el Legislador fue más lejos que lo que preveía la Directiva comunitaria en cuanto al principio de separación de actividades. Así, según la normativa comunitaria bastaba el principio de separación contable de las actividades, mientras que el Legislador en España optó por reforzar dicho principio de separación de actividades y decidió imponer la separación jurídica. **El modelo español por tanto es mucho más sensible a cualquier tipo de integración de redes** porque iría contra elementos esenciales que son propios y diferenciados de otros modelos europeos.

Por ello, es más incomprensible la afirmación que se contiene en el Voto Mayoritario cuando afirma que “el legislador español nunca ha considerado necesaria a este fin la separación de propiedad y se ha apostado por la separación jurídica y contable como instrumento para permitir el desarrollo de las actividades de comercialización y distribución pertenecientes a una misma empresa. En consecuencia, el modelo de separación vigente es incompleto, precisando de elementos adicionales de separación organizativa y funcional, y una mayor transparencia sobre costes e ingresos de las distribuidoras que facilite la tarea de supervisión del regulador...” (pag. 166). Y decimos que es incomprensible porque lo cierto es que el Legislador español, como hemos dicho, al aprobar las leyes de 1.997 y 1.998 fue más ambicioso en la defensa del principio de separación de actividades en el sector gas y en el sector de electricidad que la propia normativa comunitaria, que impone sólo la separación contable. No existe, por tanto, en el modelo español un sistema de separación de actividades incompleto, sino al contrario, resulta ser más completo y adecuado, -aunque siempre perfectible-, que el existente en la mayoría de los países de la Unión Europea.

A mayor abundamiento, no se acaba de entender por este Consejero como se puede llegar a mejorar un marco supuestamente incompleto para garantizar la separación de actividades, autorizando y dando carta de naturaleza a una



Operación que, como acabamos de exponer, vendría a complicar más los problemas derivados de la “incompleta” regulatoriamente situación actual. En el apartado correspondiente comentaremos esta cuestión con más detalle.

En cualquier caso es toda una concesión al cuestionamiento sobre la supuesta bondad de la tendencia internacional a la integración de redes (pag. 163 y 164), el texto incorporado a la Resolución final en la página 164, tras el debate y aprobación de enmiendas, del siguiente tenor:

“No obstante, la tendencia internacional señalada **podría estar influida por factores relacionados con el poder de mercado**” (Pag. 164, ut supra) (El subrayado es de este Consejero)

También es de agradecer la supresión por la vía de enmienda a la Propuesta de Resolución el texto que en su página 169 se refería a lo siguiente: “Por otra parte, tratándose de planificación meramente indicativa, no existen obligaciones de inversión en distribución, excepto las resultantes de las autorizaciones administrativas y de los convenios establecidos entre empresas y CC.AA.” La supresión de este texto, con el voto favorable de este Consejero que suscribe, aclara algunas de las expresiones que se deslizan en la Resolución sobre las obligaciones de suministro del distribuidor de gas y las aparentes diferencias con el distribuidor de electricidad. Sobre esta cuestión haremos algunos comentarios adicionales en el Apartado correspondiente relativo a las obligaciones de inversión en la actividad regulada de distribución de gas.

En el supuesto de la operación que se analiza, donde la empresa resultante en principio continuaría ejerciendo su función de distribución de electricidad en las zonas en las que está actualmente implantada, y donde esa misma empresa desarrollaría la función de distribución de gas natural, actualmente en expansión, pudiera suceder que precisamente estas decisiones de expansión



estuvieran guiadas por el propio interés económico de la empresa resultante, en lugar de estarlo por los objetivos de la planificación.

Aborda esta cuestión el Voto Mayoritario en la Resolución de la siguiente forma (pags.170 a 173, inclusive):

“El riesgo de desarrollo no-homogéneo de las redes de gas natural

Una preocupación adicional es que la confluencia en redes resultante de la operación **pueda causar un retraso o un desarrollo no homogéneo en el territorio de las redes de gas natural**. El gas tiene generalmente combustibles alternativos, y entre ellos la electricidad. Por esta razón el suministro de gas sólo tiene el reconocimiento de servicio de interés general, tanto en la LSH, como en la Directiva Europea de Gas 2003/55/CE. No existe por tanto para las distribuidoras de gas una obligación universal de extender el servicio a todo peticionario: esta obligación está limitada al ámbito geográfico de la autorización administrativa de distribución y a la existencia de capacidad disponible, tal y como se establece en el artículo 74 de la LSH y en el artículo 10 del Real Decreto 1434/2002.

Mientras la electricidad alcanza prácticamente a todos los municipios de España, el sector del gas en España no se encuentra todavía en esta fase tan avanzada. Este retraso justifica el interés de la regulación por la expansión de las redes de gas: el contenido mínimo de la planificación indicativa, a cargo del Gobierno y de las CCAA, tal y como establece el artículo 4 de la LSH, incluye la definición de zonas de gasificación prioritaria y las etapas de su ejecución *“con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional”*.



En este contexto el esquema retributivo de la distribución de gas juega un papel fundamental como factor determinante de las inversiones. Es por tanto útil entender qué incentivos proporciona la retribución existente para la gasificación de nuevas zonas geográficas.

Las distribuidoras de gas perciben una remuneración regulada individual, que depende principalmente del número de clientes conectados a las redes y en menor medida del gas vehiculado por sus redes. Sin embargo, el aumento de clientes y de gas vehiculado de cada empresa es remunerado sobre la base de un coste medio incremental nacional, sean las redes en nuevas zonas o en zonas ya gasificadas. **De esta forma, la remuneración no incentiva la inversión en zonas con coste superior a la media nacional, que pueden corresponder a la mayoría que quedan por gasificar.**

Durante los últimos años se ha gasificado buena parte del territorio nacional. En general, las capitales de provincia y ciudades de más de 50.000 habitantes disponen de red de distribución de gas natural, con excepciones importantes en Andalucía y en la Comunidad Valenciana. La mayor parte de los municipios por gasificar en el resto de España cuentan con menos de 15.000 habitantes. Se trata en general de zonas con menor consumo medio por cliente o con población reducida. **Bajo el sistema de remuneración vigente, que no reconoce los costes específicos de inversión de cada empresa, estas zonas son en general poco atractivas, con la excepción de algunos desarrollos urbanísticos y polígonos industriales, y ninguna empresa, con o sin distribución conjunta, tiene incentivos a invertir en ellas. La realización de estas inversiones depende en última instancia de la concesión de subvenciones de las Comunidades Autónomas y del reconocimiento de una retribución específica por la Administración Central.**



Y en nota a pie de página (nota 18) el Voto Mayoritario hace constar lo siguiente:

“18...Sin embargo, sí surgiría un problema de sub-desarrollo ineficiente en las zonas en que los costes de gasificación pudieran cubrirse por los ingresos tarifarios pero no con la retribución reconocida, puesto que, bajo el esquema retributivo y tarifario vigente, los ingresos tarifarios por puntos de suministro no necesariamente coinciden con los ingresos incrementales reconocidos por puntos de suministro (para ciertas categorías de puntos de suministro una empresa de distribución recibe una retribución inferior a la aportación que este punto de suministro realiza en término de ingresos tarifarios al sistema).

(Nota al pie de página en pag. 172).).(El subrayado es del Consejero que suscribe)

La nota no es muy clara pero su aclaración es sencilla. Con la actual retribución, al no coincidir los ingresos tarifarios por punto de suministro (cliente) con el coste incremental de atender a ese nuevo punto de suministro, puede ocurrir que efectivamente sea más alto el coste incremental que el incremento de la retribución percibida por el nuevo cliente. En esa caso, no habrá incentivo para realizar la infraestructura de red para atenderlo. Pero igualmente puede ocurrir y hasta ahora ocurre, lo contrario: que el coste incremental sea menor que el incremento de la retribución por el nuevo cliente. Entonces el desarrollo de la red se realizará. El problema surge cuando al estar en manos de un mismo Grupo empresarial la red de gas y la red de electricidad el coste incremental de la extensión de la red de gas no juega ya solo contra el incremento de retribución de gas, sino también contra el incremento de retribución de electricidad en relación con el coste incremental de ésta, apareciendo así un nuevo factor de arbitraje que no existe cuando las redes pertenecen a compañías diferentes.



En definitiva, el Voto Mayoritario se ve obligado a reconocer - aunque sea a pie de página y en letra pequeña - que **con el actual modelo retributivo si hay incentivos para el distribuidor de gas en solitario (el incentivo que surge de su deseo de ampliar negocio de red y de suministro a tarifa compitiendo con el producto eléctrico), incentivos que se perderían al integrar sus redes de gas y electricidad en un misma zona geográfica y además con régimen de monopolio zonal o autorización exclusiva**. En definitiva, en esa situación, no tendrían gran incentivo para competir contra si misma. A lo anterior hay que añadir que, en la medida en que la distribución es una actividad de red que permite a las comercializadoras competir entre ellas y contra la tarifa, podría considerarse un fenómeno casi milagroso que la Compañía monopolística en distribución de gas y electricidad se afanara en extender ambas redes por el territorio de que se trate, para que llegue lo antes posible allí su competencia. Por lo tanto sólo es parcialmente cierto lo que el Voto Mayoritario expresa a continuación, ya en letra normal (pag.172):

“Por tanto, el esquema de retribución vigente no está realmente incentivando un desarrollo homogéneo de las redes de gas. La pregunta relevante es si la confluencia en redes afecta a este problema.

De todas formas y a priori, en las zonas donde la operación propuesta daría lugar a una gestión conjunta se puede prever que, *ceteris paribus*, **los incentivos a invertir no parecen disminuir respecto a la situación anterior a la operación, sobre todo en el caso de que se registrase una reducción de costes debida a sinergias de redes**. En particular, es de esperar que la confluencia de redes pueda beneficiar especialmente las zonas que en la actualidad tienen un grado de penetración relativamente bajo, como Murcia, la Comunidad Valenciana, Extremadura y Andalucía. En estas regiones, y especialmente en Murcia y en la Comunidad Valenciana, donde existen todavía núcleos urbanos densamente



poblados y sin acceso a la red de gas, el desarrollo del mismo se ha visto históricamente limitado por la competencia con el GLP.”

La ambigüedad de las expresiones empleadas “...en el caso de que...”, “es de esperar....que pueda beneficiar...”, contrastan con la simple realidad que acabamos de describir anteriormente: **el único incentivo realmente efectivo que tienen las distribuidoras de gas para crecer en el modelo español, - que es el aumento de su volumen de negocio para competir con la electricidad-, lo pierden en el caso de integración de redes de gas y electricidad.** Y la situación se agrava si se tiene en cuenta lo que señala a continuación el propio Voto Mayoritario en la Resolución (pág. 173):

“En este punto es preciso resaltar los recientes cambios normativos en el régimen jurídico de la actividad de distribución de gas natural, recogidos en el artículo vigésimo noveno del Real Decreto-Ley 5/2005 que modifica la LSH.

En ellos se establece que existe un régimen de protección territorial para las llamadas zonas de distribución recogidas en las autorizaciones de instalaciones de distribución. Así, aunque pudiera seguir existiendo una cierta “concurrentia” en el interés de distribuidoras de gas en la consecución de nuevas autorizaciones, es decir en el tendido correspondiente a áreas o zonas no recogidas en ninguna autorización anterior, dicha “concurrentia” no parece posible dentro de la zona de distribución comprendida en una autorización administrativa. En consecuencia, podría ser adecuado que la operación sujeta a examen no disminuyera el número de empresas distribuidoras pertenecientes a grupos empresariales diferenciados respecto a la situación de partida, que pudieran estar interesadas en la gasificación de nuevas zonas. Esta circunstancia parece cumplirse en la operación conforme a las desinversiones planteadas.” (pag. 173. El subrayado es nuestro)



La condición “parece cumplirse ...conforme a las desinversiones previstas...” si no tomamos como ámbito de referencia la misma zona de distribución. **Pero si consideramos la zona de distribución de cada distribuidora, no sólo desaparecen distribuidores anteriormente individualizados de gas y electricidad que quedan integrados en una misma compañía, el Nuevo Grupo, en gran parte del territorio nacional, sino que las operaciones de desinversión agravan y consolidan dicha situación de integración al extender el fenómeno a nuevas zonas adicionales** (Madrid, Valencia, etc...).

Un último comentario merece la definitiva justificación que se ofrece en la Resolución para argumentar la ausencia de perjuicios para los consumidores con la integración de redes:

“Por otro lado, puesto que, dentro de una zona de distribución determinada, con autorización existente, es obligación de los distribuidores de gas natural en el ámbito geográfico de su autorización proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución, conforme al artículo 74 de la LSH, la situación existente tras la operación no parece incrementar el riesgo de que no se asuman los refuerzos que la red de distribución dentro de la zona requiera.”

También es obligación de los distribuidores facilitar el cambio de suministrador y esta CNE cuenta con una elevada casuística fruto de cientos de denuncias de particulares que nunca deja de sorprender por el elevado grado de imaginación empleado por las Compañías para tratar de evadir el cumplimiento de dicha obligación, y que viene siendo objeto de un abultado de trámite de Expediente informativo sobre la cuestión.



En definitiva es muy difícil poder negar la existencia de perjuicios muy negativos para el actual modelo de desarrollo de las redes de distribución de gas y electricidad. Volveremos sobre esta cuestión cuando acabemos comentando las CONSIDERACIONES FINALES de la Resolución.

CONSIDERACIÓN NOVENA.- LA COMPLEJIDAD DEL PROCESO.

9.1.- El tamaño de la Operación.

Se alega por GAS NATURAL SDG que el tamaño de la Operación no puede ser tenido por riesgo en sí mismo, pero no puede compartirse dicha afirmación.

La sola constatación de las magnitudes económica financieras de la Compañía operante y operada desmientan la inexistencia de riesgo asociado al gran volumen de recursos invertidos y a las lógicas incertidumbres sobre el grado de mayor o menor acierto de las proyecciones económico financieras tenidas en cuenta.

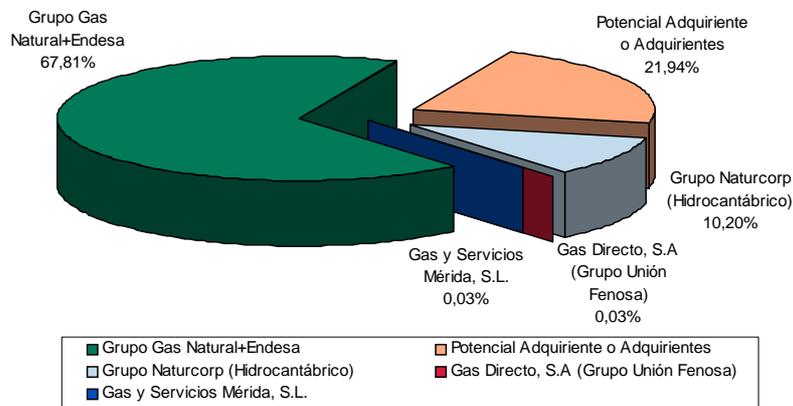
No debe olvidarse que GAS NATURAL SDG atiende al punto de suministro de gas del [...] de los clientes domésticos, y que ostenta un [...] del negocio regulado de distribución en España en régimen monopolístico territorial o de autorización exclusiva.

Por otro lado, ENDESA suministra electricidad a tarifa un [...] de los consumidores españoles, en similar régimen de monopolio zonal o autorización exclusiva.

A mayor abundamiento, el volumen de las desinversiones comprometidas, que ascienden a 8.000 millones de euros, va a suponer un cambio de suministrador obligatorio para un millón doscientos cincuenta mil clientes.

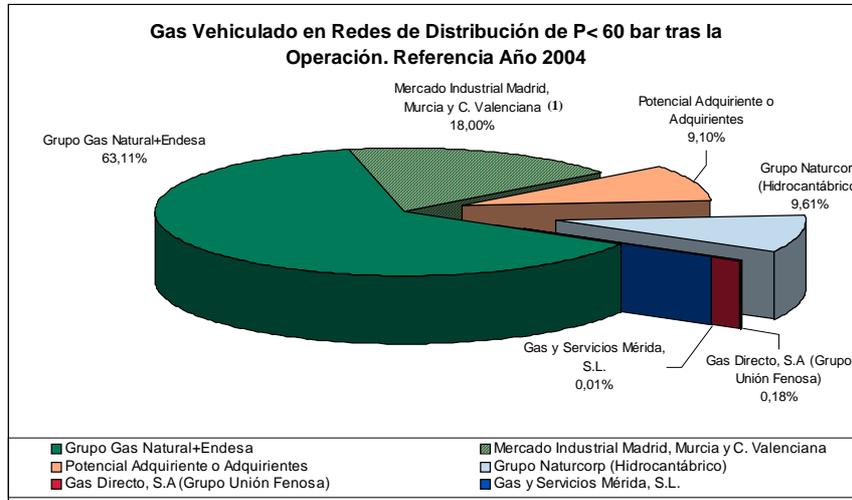
Las incertidumbres sobre el volumen real de gas negociado que va a transmitirse junto con las desinversiones, presenta unas oscilaciones tan significativas como las que se desprenden de los siguientes Cuadros 15 y 16 (pags 147.y pags 145 de la Resolución):

Gráfico 15 Titularidad de los puntos de suministro (tras la operación y el plan de desinversión propuesto). Año 2004



Fuente: CNE.

Gráfico 16 Cuotas del mercado de distribución en términos de gas vehiculado tras la operación y el plan de desinversión propuesto



(1) Gas vehiculado para el mercado industrial de Madrid, Murcia y Comunidad Valenciana que será vehiculado bien por el Grupo Gas Natural bien por el potencial adquiriente en función de que el plan de venta de activos incluya o no las redes industriales en las Comunidades Autónomas afectadas

De lo anterior se desprende que hay un gran volumen de variación en los efectos de la desinversión respecto a la actividad regulada de GAS NATURAL SDG según se tenga en cuenta uno u otro de los parámetros considerados en cada Cuadro.

El propio volumen de las inversiones asociadas a dichas desinversiones es también de una gran magnitud: así de los [...] previstos como inversión para el periodo 2.005-2009 por el Nuevo Grupo supone un [...] del conjunto del sector. Pero con las desinversiones previstas se trasmite una inversión asociada de algo más de [...], lo que [...] el esfuerzo financiero del Nuevo Grupo a un [...] de las inversiones previstas para el conjunto del sector en dicho periodo.

Las incertidumbres consustanciales a todo cálculo de futuro obligan a ser muy prudente en cuanto a la consideración de las posibilidades de error en las proyecciones económico financieras del Nuevo Grupo resultante.

Ya se ha comentado con anterioridad que dichas proyecciones varían sustancialmente según se realice el análisis por la Compañía opante o se



atienda a los cálculos y proyecciones de la Compañía opada. Las diferentes magnitudes resultantes según se proceda o no a la aplicación de las nuevas normas NIIF, añada nuevas variaciones a dichas previsiones.

Así , por ejemplo, el Cuadro 58 de financiación del nuevo Grupo para el período 2005-2009 está elaborado para el Grupo consolidado resultante GAS NATURAL + ENDESA, incorporando el coste de la operación de adquisición del 100% de ENDESA y el programa de desinversiones de [...].

[...]

El cuadro siguiente representa el cuadro de financiación del Grupo resultante GAS NATURAL + ENDESA sin consolidar y teniendo en cuenta sólo las actividades reguladas de ambas compañías.

[...]

Pero las comparaciones sobre la menor o mayor fiabilidad de los proyecciones presentadas por una u otra Compañía resultan complejas ya que los cuadros de financiación anteriores no son homogéneos ni en el período analizado, ni en el contenido de la información.

Así, mientras que en la Resolución [...].

Además, mientras que en [...] se hace mención [...] del nuevo Grupo resultante, en el que aporta [...] hace de [...]. Se trata de un enfoque muy distinto al realizado por el Voto Mayoritario en su Resolución ya que se que trata de ver la foto final del consolidado, [...]. **Sin embargo, en opinión del Consejero que suscribe dicha opinión es más que discutible por dos razones:**



1º.- Porque ya ha expresado su tesis en apartados precedentes sobre la **improcedencia de autorizar la reorganización societaria** que es base de partida de los anteriores cálculos, al consumir una notable transferencia de rentas desde patrimonio regulado a patrimonio no regulado.

2º.- Porque aunque no respondan directamente los activos de las nuevas sociedades reguladas de la nueva deuda asumida por la matriz, lo **cierto es que si responden de forma indirecta, -pero igualmente nociva-**, por la vía del dividendo, por la vía de la capitalización en la matriz de los flujos de caja de dichas actividades reguladas, por la vía de las primas de emisión en que se articulan las ampliaciones de capital recientemente aprobadas en dichas filiales que pueden convertirse en nueva deuda a favor de la matriz y por la propia responsabilidad a la que quedan sujetas las acciones de dichas filiales para atender a las obligaciones contraídas por dicha matriz.

Por otro lado el Cuadro de los orígenes ENDESA introduce un único epígrafe que denomina “Recursos brutos generados operaciones” imposibilitando cualquier comparación con el aportado en la Resolución, ya que se desconoce que está incorporando.

En un cuadro de financiación si aparece como epígrafe de origen Beneficios distribuidos su contrapartida por el lado de las aplicaciones son los dividendos, por tanto es una partida que se origina y aplica en la misma cuantía. ENDESA, sin embargo la incorpora en el lado de las aplicaciones, suponiendo que no haya dividendos como un dato, en vez de ser una variable de holgura, ya que en una proyección económica a futuro si existiera algún desvío es precisamente los beneficios a distribuir la variable de holgura a tomar. Pero es cierto que tal consideración se realiza sobre la base de los propios compromisos públicos asumidos por GAS NATURAL SDG de reparto de dividendo, **por lo que dicha holgura queda muy limitada como consecuencia de la “subasta de dividendo” para el accionista, con el**



objetivo de conseguir el compromiso hacia uno u otro de los proyectos empresariales enfrentados en relación con la OPA.

Por último, hay que señalar el grado de prudencia con el que hay que considerar las cifras aportadas en el cuadro de financiación de ENDESA con respecto al de la Resolución al entender que no son homogéneas tanto en los períodos analizados como en las actividades que recoge cada uno de ellos, pero es lo cierto que dichos cálculos no pueden ser tenidos por irreales y su mayor o menor coincidencia con los aportados por GAS NATURAL SDG obedece a los diferentes métodos de cálculo e hipótesis de partida consideradas.

Lo cierto es que esta CNE en el precedente de GAS Natural e IBERDROLA ya declaró lo siguiente:

*“GAS NATURAL e IBERDROLA son dos compañías que operan fundamentalmente en el sector gasista y en el eléctrico, de modo que, por un lado, **suministran energías finales altamente sustitutivas y, por ello, compiten entre si;** por otro lado, hay que hacer notar que, para sustituir parte del parque generador y, sobre todo, para ampliar la capacidad productiva, necesaria para atender el alto crecimiento del consumo energético, se está registrando en el subsector de generación eléctrica un intenso proceso inversor, consistente en la instalación de nuevas plantas, de ciclo combinado de gas, fuertemente utilizadoras de gas. Consecuentemente, con esta operación se produciría una importante integración vertical de dos actividades productivas.*

*En segundo lugar, un relevante porcentaje de la actividad de las dos principales empresas protagonistas de esta operación **son reguladas, gasistas y eléctricas** que, además, están implicadas en procesos inversores que, en el cuatrienio 2003-2006, alcanzarán una cifra muy*



próxima a los 3.100 millones de euros. En este sentido, debe señalarse que este órgano regulador está especialmente orientado a garantizar el cumplimiento de las exigencias inversoras derivadas del proceso planificador y, consecuentemente, vela para que la calidad del suministro no se vea reducida.

*En tercer lugar, hay que destacar el **elevado volumen de recursos implicados**, ya que la adquisición de las acciones de IBERDROLA supondrá en total más de 11.000 millones de euros, recursos que se obtendrán mediante endeudamiento y mediante una importante ampliación de capital. En cualquier caso, una operación financiera de esta magnitud exige un análisis detenido de las eventuales repercusiones sobre los mercados financieros y sobre la solvencia de las empresas reguladas.”*

El volumen de la deuda que supone la operación, el valor de los activos que son objeto de desinversión, y las restantes magnitudes económico financieras que definen la operación mercantil objeto de examen por esta Comisión determinan, como ya se ha señalado anteriormente que nos encontremos ante una **operación cualitativamente distinta a cualquier otra que haya sido analizada por este Organismo.**”

En el caso que ahora nos ocupa el tamaño de la operación es bastante mayor que la que se analizaba en el precedente citado.

Es evidente que el volumen de la actual operación y su afectación al conjunto del modelo energético español **amplifica los riesgos y los efectos negativos que se aprecian en relación con la propia OPA, ya que exceden del ámbito de la propia operación mercantil para afectar al conjunto del sistema energético español. Por ello, todos los riesgos que se detectan, -sin excepción-, son**



significativos para las actividades reguladas precisamente en la medida en que afectan significativamente de forma cuantitativa y cualitativa al conjunto del modelo.

Por otro lado el tamaño de la operación también introduce riesgos y contingencias que resultan de su volumen en relación con las cuestiones que se refieren a las autorizaciones exigidas por los órganos reguladores de competencia. Y también como consecuencia del tamaño de la operación surge y sigue sin respuesta la incertidumbre sobre cual haya de ser la autoridad regulatoria de competencia que resuelva sobre la operación de concentración: si la autoridad nacional o la autoridad comunitaria. Incertidumbre que no deja de ser contagiada al conjunto del al operación, y por tanto, al conjunto del modelo energético español.

Asimismo, el tamaño de la operación está incidiendo también en el alcance de la misma a todo el territorio nacional sin excepción. Y en la medida en que las transmisiones de instalaciones de distribución implicadas en la reorganización societaria de GAS NATURAL SDG han de ser **autorizadas por las CC.AA.** afectada en cada caso, obliga a que prácticamente todas las CC.AA. españolas tengan que dar su visto bueno a la operación en marcha, lo que complica y alarga el proceso y lo somete a una incertidumbre que desde luego constituye un riesgo significativo para las actividades reguladas.

Por ultimo el tamaño de la operación, que se produce además en un contexto de reorganización societaria de la propia GAS NATURAL SDG, **somete a contingencia e incertidumbre el conjunto del sistema de liquidaciones** de las actividades reguladas de gas en España, ya que las correspondientes a GAS NATURAL SDG, -ahora impugnadas-, corresponden al 84% de los ingresos y pagos del conjunto. Ya hemos considerado esta cuestión con suficiente detalle en apartados precedentes.



Igualmente el tamaño de la Operación genera una nueva contingencia en relación con la mayor o menor posibilidad de que sean necesarias OPAS sobrevenidas por importe de casi 6.000 millones de euros, en relación con las filiales ENDESA en Chile y otros países.

Y finalmente es el tamaño de la operación el que da lugar a una variación en la exposición al riesgo país del nuevo Grupo resultante en la medida en que gana peso porcentaje el volumen de negocio desarrollado en Iberoamérica, mientras se reduce, por efecto de las desinversiones, el desarrollado en Europa.

9.2.- El instrumento mercantil escogido: OPA.

El mecanismo del canje y sus implicaciones en cuanto a la imposibilidad de determinar a priori cual vaya a ser la cantidad empleada en la Operación, supone un riesgo adicional a los ya expuesto hasta ahora, ya que tensiona aún más todas las variables y proyecciones económica financieras consideradas y las somete a un mayor grado de error. Y todo ello sin considerar siquiera la mayor o menor probabilidad de que la prima en metálico tenga que aumentarse, tal y como parecen sugerir algunos expertos bursátiles.

Pero juega un efecto más perverso aún en relación con al cauce mercantil escogido para articular la presente operación **la “puja” por el dividendo** futuro como elemento de convencimiento principal hacia el accionista para aceptar o no la OPA.

Cuanto más dividendo, menos inversión, menos crecimiento. Por lo tanto, si se aumenta el dividendo va a ser mas difícil cumplir los planes de inversión previamente comprometidos. La ecuación mayor endeudamiento más mayor dividendo arroja un resultado negativo para el aseguramiento de las inversiones y el crecimiento y pone en grave riesgo el adecuado desarrollo de las actividades reguladas.



Y la paradoja es, como comentamos más adelante en el apartado correspondiente, que la condición del Voto Mayoritario que pretende imponer como la obligatoria la inversión comprometida, puede tener el efecto positivo de asegurar la inversión pero hace surgir un nuevo efecto negativo: si como consecuencia de dichas obligaciones tangibles de inversión, más las promesas de dividendo, mas el nivel de endeudamiento, más posibles contingencias que puedan producirse, no salen los números, de nuevo tendremos presión al alza sobre las tarifas. No se olvide que las sociedades reguladas por ser monopolios zonales en su actividad de red y de suministro a tarifa tienen el **derecho** a la **seguridad** de su inversión y a una **retribución razonable** por dicha inversión.

9.3.- El carácter hostil de la operación.

Al articularse como una OPA no solicitada (u hostil en términos corrientes) se produce un efecto de antagonismo entre dos proyectos empresariales distintos e incompatibles entre si, defendido por dos equipos gestores igualmente capaces e igualmente comprometidos en la defensa de sus accionistas. Esa legítima defensa de sus respectivos proyectos en beneficio del accionista traslada a la Operación globalmente considerada **nuevos efectos y riesgos** que se extienden **al conjunto del sistema español** de actividades reguladas de gas y electricidad:

- **Resistencia jurídica:** multiplicación de recursos judiciales que dejan en situación de incertidumbre y provisionalidad las decisiones que se vayan adoptando por los reguladores, y con ello se traslada dicha provisionalidad e incertidumbre al conjunto del sistema.
- **Resistencia económica,** mediante la pugna entre uno y otro proyecto empresarial para la mejora de la retribución al accionista, lo



que se trasladará en un efecto de presión al alza sobre las tarifas.
encarecimiento de la operación.

- **Resistencia política** (en el sentido legítimo de la palabra entendida como política industrial) como consecuencia de las distintas concepciones que cada administración competente, (las Comunidades Autónomas lo son en materia de distribución de gas y electricidad) con distintos criterios sobre la legitimidad o no de las consecuencias de la Operación en el ámbito de sus respectivas competencias. Como consecuencia de ello, riesgo de descoordinación, cuando no clara confrontación, entre las decisiones que puedan dictarse por parte de las distintas administraciones.

En relación con todas estas cuestiones resultan especialmente oportunas las palabras del Dr. Pérez Arriaga en el denominado **Libro Blanco** cuando apelaba a la necesidad de coherencia y estabilidad regulatoria en los siguientes términos:

“¿Por dónde empezar? Hay que volver a la LSE, que fue escrita tras mucha reflexión y con amplia participación de los agentes económicos y de los reguladores -y que además constituye nuestra norma jurídica vigente-, y tratar de darle cumplimiento, limpiándola de algunas adherencias posteriores que la desvirtúan e incorporando algunas reformas que la experiencia nos ha enseñado que la pueden mejorar. Necesariamente hay que introducir cambios, pero desde un respeto básico a la LSE, y sin intención partidista alguna, pues para el sector energético no hay nada peor que la incertidumbre y la inestabilidad regulatoria. Los graves problemas energéticos a los que habrá de enfrentarse la sociedad española en las próximas décadas necesitan una dirección clara -de la que se hablará más adelante- y una normativa básica sólida y estable...”



9.4.- El solapamiento con la reorganización societaria interna de Gas Natural

Ya hemos analizado con anterioridad el gran número de contingencias adicionales que ha supuesto el solapamiento de la Operación con un proceso de reorganización interna de GAS NATURAL SDG, que, iniciado en marzo de 2.004, no ha sido sometido a autorización de esta CNE hasta hace escasos días y de forma un tanto formada, a los pocos días de la denuncia realizada en tal sentido por ENDESA en el Expediente. La problemática derivada de la decisión de acumulación de ambos expedientes, el transcurso de los plazos y la necesidad de haber solicitado las autorizaciones administrativas previas para la aportación de las instalaciones como contravalor de las ampliaciones de capital decretadas, ya se han comentado en los Votos particulares que este Consejero formulo contra las concretas decisiones en ese sentido del Voto mayoritario y se han reiterado en el presente Voto Particular por lo que las demás aquí por reproducidas. La nueva contingencia, -de enorme trascendencia para el sistema de liquidaciones-, que se deriva de la impugnación que se tramita en esta CNE de las liquidaciones que resulten para GAS NATURAL SDG ya han sido comentadas igualmente en apartado precedentes.

En definitiva, además del volumen económico, además del alcance sectorial, además del instrumento mercantil elegido, además del carácter hostil o no solicitado, además de la indefinición regulatoria (transposición directivas; libro blanco; Mibel), además de todo eso se producirá con la reorganización societaria interna en paralelo a la OPA nueva multiplicación de las contingencias:

- Puesta en cuestión de la transmisión de activos (autorización o no; del Gobierno o de las CC.AA.; a qué valor, etc...)



- Puesta en cuestión de las liquidaciones (a favor de Gas Natural SDG. O de Gas Distribución SDG o Gas Transporte STG; desde cuando cobrarán unas y otras, etc...
- Puesta en cuestión de las operaciones de diversificación realizadas por Gas Natural SDG, sin autorización de CNE.

Es muy difícil afirmar que esta situación no genera riesgos para las actividades reguladas. Y es imposible acotar con condiciones las contingencias que se derivan de esos riesgos, que en última instancia, van a ser resueltos por los Tribunales de Justicia, con evidentes consecuencias económicas para las partes afectadas y, por tanto, para el conjunto de las actividades reguladas.

9.5.- El momento escogido.

A todo lo anterior hay que añadir como un elemento de riesgo adicional, -y no menor-, **la inoportunidad del momento escogido, desde la perspectiva del sistema energético, para desarrollar una Operación de esta envergadura.**

Así, pueden citarse diversas circunstancias que ya están trasladando al conjunto del sector suficientes incertidumbres, como para que esta CNE hubiera considerado más prudente no incrementarlas y agravarlas con las que resultan directamente de la propia Operación. Entre las actuales incertidumbres pueden destacarse las siguientes:

- El notable incremento precios petróleo-gas, que vienen presionando al alza las tarifas de forma muy acusada.



- El déficit acumulado con la tarifa eléctrica, que se agrava con situación en el pool precios elevados consecuencia de la falta de hidráulicidad y el encarecimiento del gas.
- Los incrementos del consumo global y del incremento del propio consumo a tarifa en gas, invirtiendo la tendencia de los últimos años, con la consiguiente mayor obligación a soportar por las actividades reguladas, que igualmente presionará al alza las tarifas.
- El peligro de desabastecimiento por el atractivo de posibles desviaciones de aprovisionamientos hacia mercados internacionales como consecuencia de los precios elevados que se pagan en dichos mercados. Ese riesgo se extiende no sólo a los aprovisionamientos de gas licuado, sino también al que recibe el sistema por gasoducto, en la medida en que las últimas modificaciones normativas permiten su trasvase en las plantas de regasificación del sistema para su exportación a otros mercados. Esta situación presionará igualmente al alza sobre las tarifas.

9.6.- La incertidumbre regulatoria actual como consecuencia de los anuncios gubernamentales de cambios normativos que no han acabado de concretarse.

Entre los debates y decisiones pendientes que están generando esta incertidumbre regulatoria cabe citar como más significativos los siguientes:

- Libro Blanco
- Transposición de Directivas en trámite y ya informadas por esta CNE.



- Revisión Planificación 2.002-2.011 en trámite.
- Mercado Ibérico de Electricidad, en trámite. Asociado a el y recién iniciados, primeros trabajos sobre mercado ibérico del gas.
- Nueva regulación operadores principales y operadores dominantes, ya informada por esta CNE.
- Reformas legislativas “incremento productividad”, ya informadas por esta CNE.

En este sentido son también muy ilustrativas las palabras del Dr. Pérez Arriaga en el Libro Blanco:

*“...Se parte desde una **situación razonablemente satisfactoria** de la actividad de generación: un parque diversificado en tecnologías, con un margen de reserva actualmente escaso pero con un suficiente ritmo de inversión como para hacer frente al vivo crecimiento de la demanda a medio plazo- con participación tanto de las compañías incumbentes como de nuevos entrantes-,y **un mercado en marcha con unas reglas que han venido funcionando sin fallos apreciables desde hace mas de siete años**, por citar algunos indicadores destacados.*

Sin embargo la percepción generalizada de la situación actual es la un atasco regulatorio. La raíz del problema es la falta de confianza en el precio del mercado de la electricidad, pues la Ley que permitió en 1997 poner en marcha la liberalización del sector eléctrico no ha conseguido todavía su principal objetivo: que el mercado funcione verdaderamente en competencia. Y esto porque las adquisiciones y fusiones que tuvieron lugar previamente y durante el proceso de liberalización y



reestructuración condujeron a que la estructura del **sector eléctrico español se concentrase en exceso** para poder sostener un mercado competitivo...”

Y continúa afirmando:

“...**Otro obstáculo al funcionamiento del mercado es la integración vertical de las actividades de producción y comercialización por un lado y de distribución con suministro a tarifa integral por otro.** Aunque la situación del mercado minorista ha mejorado al reconocer a todos los consumidores el derecho a elegir su suministrador, se echa en falta un desarrollo normativo que reduzca las actuales barreras al ejercicio en la práctica de este derecho y que entorpecen la actividad de las comercializadoras...”

“...Varios factores nuevos han entrado en juego desde 1997, que también están demandando la introducción de algunas reformas importantes en el modelo actual. Por un lado, se ha ido renovando el parque generador, con lo que una fracción rápidamente creciente de la producción ya no está sujeta al mecanismo de los CTC y se ha diluido rápidamente el incentivo a mantener el precio alrededor de los 36,06 €/MWh que inicialmente sirvieron de referencia. La ambigüedad de la normativa de los CTC ante situaciones nuevas, con la consiguiente incertidumbre sobre el futuro de la recuperación de los CTC, ha conducido a planteamientos antagónicos de las dos mayores empresas del sector respecto a la forma adecuada de aplicación de esta normativa, y a que el precio del mercado abandone definitivamente el familiar entorno de los 36,06 €/MWh. Desde enero de 2003 todos los consumidores tienen la posibilidad de elegir suministrador, y en 2004 el 34% de la electricidad consumida fue adquirida en el mercado. Se ha detenido la bajada de los tipos de interés que había ayudado tanto a



reducir la tarifa en los primeros años de la liberalización del sector y, por el contrario, los precios de los combustibles fósiles han experimentado una espectacular subida. A la subida del precio de los combustibles debe añadirse la reciente puesta en marcha por la Unión Europea del mercado de derechos de emisión de CO₂, cuyo efecto inmediato es incrementar aún más el coste variable de las centrales fósiles. La revisión de la retribución de la actividad de distribución es posible que deba añadir una presión alcista adicional sobre la tarifa. Mientras tanto, a pesar de los inquietantes indicadores anteriores, el Gobierno consideró que la estabilidad del sector se conseguiría controlando la tarifa integral, de forma que a partir de enero de 2003 se ha especificado una senda tarifaria hasta 2010 que solamente permite desviaciones como máximo del 2%...”

“...En resumen, una estructura de mercado inadecuada para soportar una verdadera competencia; un precio de mercado de la energía irrelevante; una estructura tarifaria que ignora el precio de mercado de la energía, que compite con la actividad de comercialización y que apenas envía señales económicas al consumo; un procedimiento de garantía de potencia costoso y que muy poco garantiza; un mecanismo de recuperación de los CTC que introduce distorsión en el mercado, que presenta serias ambigüedades en su aplicación y que no parece haber resuelto bien el deseable equilibrio entre consumidores y empresas en el largo plazo; un mercado minorista entorpecido por las barreras creadas por una insuficiente separación entre la distribución y la comercialización libre, así como por la competencia de la tarifa integral; una red de transporte que tiene que dar respuesta a una verdadera avalancha de solicitudes de acceso pero cuyo necesario desarrollo está dificultado por trabas administrativas, restricciones medioambientales y políticas, incertidumbre respecto a la firmeza de intención de los solicitantes y la ausencia de señales económicas de localización; una



operación del sistema que tiene que incorporar crecientes cantidades de generación no gestionable sin contar con los recursos físicos y normativos para ello; y, finalmente, un país con un modelo energético insostenible, que necesita un plan global para integrar las distintas líneas de actuación y las decisiones de política energética que es necesario comenzar a implantar cuanto antes. Éste es el punto de partida, que hay que reconocer antes de comenzar a plantear cualquier reforma regulatoria...”

Y ahora habría que añadir: “y adicionalmente el mayor proceso de concentración horizontal y vertical de la historia energética española, en un contexto de una OPA hostil, sometido a todo tipo de contingencias y reclamaciones de índole judicial y administrativa, y pendiente aún de decisión sobre la competencia de las autoridades españolas o comunitarias sobre la materia...”

Ante ese panorama quizás esta CNE debió valorar si era un momento oportuno para autorizar una operación de esta envergadura y sometida a tal cantidad de riesgos y efectos negativos para el conjunto del sistema.

En este sentido pueden parecer proféticas las palabras del Dr. Pérez Arriaga, que resaltábamos también anteriormente, cuando apelaba a la necesidad de **coherencia y estabilidad regulatoria** en los siguientes términos:

“¿Por dónde empezar? Hay que volver a la LSE, que fue escrita tras mucha reflexión y con amplia participación de los agentes económicos y de los reguladores -y que además constituye nuestra norma jurídica vigente-, y tratar de darle cumplimiento, limpiándola de algunas adherencias posteriores que la desvirtúan e incorporando algunas reformas que la experiencia nos ha enseñado que la pueden mejorar. Necesariamente hay que introducir cambios, pero desde un respeto



básico a la LSE, y sin intención partidista alguna, pues para el sector energético no hay nada peor que la incertidumbre y la inestabilidad regulatoria. Los graves problemas energéticos a los que habrá de enfrentarse la sociedad española en las próximas décadas necesitan una **dirección clara -de la que se hablará más adelante- y una normativa básica sólida y estable...**

En opinión de este Consejero el Voto Mayoritario no ha acertado en la interpretación realizada sobre cual ha de ser la dirección clara que resulte coherente con el camino emprendido en 1.997 y 1.998. Mas bien al contrario, si las tesis jurídicas mantenidas para justificar la Resolución autorizatoria van a constituir la nueva doctrina de esta CNE ante operaciones similares existe el riesgo a partir de ahora de que comencemos a tomar el camino de regreso al punto de partida, pero corregido y aumentado.

Y no es un riesgo que sea fruto de la imaginación excesiva del Consejero que suscribe si tenemos en cuenta las palabras del propio Dr. Pérez Arriaga cuando afirma:

*“...Para que el regulador pueda responsablemente tomar la decisión de trasladar íntegramente el precio de mercado de la electricidad a una tarifa, cuya misión fundamental es ser una tarifa por defecto, hay que arreglar primero dos problemas: **el de la concentración horizontal del sector eléctrico** y el de la distorsión que el mecanismo de recuperación de CTC por diferencias introduce en el mercado. Y si estos problemas no se quieren o no se pueden arreglar, es mejor plantearse un cambio total de la LSE y volver a algún tipo de regulación tradicional...”*

Lo preocupante es que, a juicio del Consejero que suscribe, la decisión adoptada por el Voto Mayoritario, seguramente sin pretenderlo, ha podido dejar ya condicionado el debate regulatorio hacia la opinión que se inclina por el



cambio total de la LSE, apostando por la concentración y los “campeones nacionales” en un nuevo marco que reedite el Marco Legal Estable previo a la liberalización. Es una postura legítima aunque no lo es tanto hacer imposible la eficacia práctica del futuro e inmediato debate regulatorio mediante una política de hechos consumados.

En este sentido, hay que recordar una vez más las palabras del Dr. Pérez Arriaga en el Libro Blanco cuando afirma:

“...Aunque este capítulo hace la función de “resumen y conclusiones” de este Libro Blanco, es preciso hacer una puntualización. La mayor parte de los temas que se tratan en este Libro Blanco son muy complejos y en general no admiten una única solución indiscutible ...”

Pues bien, dada la nueva situación de hecho que se crea con dos grandes conglomerados energéticos integrados verticalmente, que al mismo tiempo detentarán en régimen de monopolio zonal o autorización exclusiva las redes de gas y electricidad integradas en cada Grupo empresarial y coincidentes en cada demarcación geográfica adjudicada a cada una de ellas, va a marcar un camino unidireccional sobre las medidas regulatorias a adoptar para ir paliando los efectos negativos derivados de dicha situación. Hubiera sido más lógico y prudente denegar la operación hasta que se hubiera podido articular un nuevo modelo regulatorio si eso es lo que se desea.

CONSIDERACION DÉCIMA: PRESION AL ALZA DE LAS TARIFAS COMO CONSECUENCIA DE LA OPERACIÓN.

10.1.- Presión al alza de las tarifas en el sector energético

Existen varios factores que ya están presionando al alza las tarifas en el sector energético español, algunos de ellos ya suficientemente comentadas:



- Déficit acumulado de la tarifa eléctrica.
- Contexto internacional: subida del crudo, del gas,...
- Determinadas decisiones regulatorias del Gobierno.
- Algunas Propuestas del Libro Blanco:
 - o Extensión del plazo de cobro de los CTCs
 - o Contratos regulados.
 - o Criterio de suficiencia de las tarifas..
- Necesidades de mayores inversiones como consecuencia de incrementos del consumo y de mayores derechos para los monopolistas (R.D. 5/2.005).
- Protocolo de Kioto y CO2 y su presión la alza de tarifas al internalizar los costes asociados a esas obligaciones.
- Mayores necesidades de inversión como consecuencia de revisión de la Planificación por parte del Gobierno.

10.2.-Presión al alza de las tarifas como consecuencia de la operación.

Ya hemos visto también como cuestiones específicas que tienen que ver directamente con la propia operación, también van a presionar al alza las tarifas:

- **Integración de redes de gas y electricidad** y arbitraje del dominante, que exigirá mayores retribuciones para realizar sus inversiones menos rentables.



- **El empeoramiento del ratio de solvencia y rentabilidad** del Nuevo Grupo respecto a la situación de partida de GAS NATURAL SDG.

Un efecto que va a presionar al alza las tarifas y aun no suficientemente comentado es el que guarda relación con el **Fondo de Comercio** generado con la Operación.

Al no disponer del balance de situación de ENDESA a la fecha de cierre que GAS NATURAL SDG ha podido considerar para establecer la diferencia de consolidación y deducir el fondo de comercio de consolidación correspondiente, se ha establecido por el Voto Mayoritario una hipótesis de aproximación a las cifras indicadas por GAS NATURAL SDG, en la proyección de su balance consolidado al cierre de 31 de diciembre de 2005:

Valoración de ENDESA a 02-09-05

[...]

El balance de situación consolidado de ENDESA, a 30 de junio de 2005, según normas NIIF, registra unos fondos propios de [...]. De ese importe, [...] corresponden a la sociedad dominante y, [...] a los accionistas minoritarios.

[...]

La proyección del balance del nuevo grupo GAS NATURAL+ENDESA, al cierre de 31 de diciembre de 2005, registra un fondo de comercio de consolidación por [...].

Si a la diferencia de consolidación antes calculada por [...] de euros



[...]

Cabe señalar el grado de prudencia con el que hay que considerar esas cifras al entender que no son totalmente homogéneas por la desperiodificación de los estados financieros que han servido de base para su cálculo y la fecha de la valoración de ENDESA, entre otros.

Pero puede concluirse que la nueva normativa NIIF que obliga a computar contra resultados el posible deterioro del valor de dicho Fondo de Comercio, sobre el cálculo de la capitalización de la proyección de rentas futuras, va a presionar considerablemente las tarifas ala alza a fin de mantener dichos ratios de rentabilidad y solvencia.

Es evidente que dicha valoración va a presionar al alza las tarifas también porque los accionistas de GAS NATURAL exigirán el adecuado dividendo a la inversión realmente realizada en la operación de adquisición, al margen del valor histórico de los activos que es lo que tiene en cuenta la actual retribución.

Pero hay que ser conscientes de que, en definitiva, **el consumidor tiene límites y no va a poder asumir el traslado de todas las tensiones al alza de las tarifas**, por lo que se acabará generando déficit tarifario e insuficiente inversión, en detrimento de la seguridad y de la calidad del suministro.

Como ejemplo de lo anterior baste decir que, según recientes noticias de prensa, la Asociación Nacional de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE) y la Asociación Catalana de Cogeneradores (ACC) han calculado en 250 millones de euros el sobrecoste que supone para su aprovisionamientos de gas las últimas subidas de tarifas acordadas por el Gobierno, que para este tipo de consumidores, por su volumen de consumo, puede alcanzar hasta el 33% de incremento sobre la existente con anterioridad. Este incremento pone en riesgo el suministro eléctrico que prestan al sistema este tipo de



instalaciones tiene su origen en este tipo de instalaciones. En el año 2.004 su contribución al conjunto del sistema eléctrico fue significativa.

Precisamente este año según REE nos encontramos por picos delicados en el sistema debido a la baja hidráulica, a la demanda esperada y a algunas indisponibilidades de centrales, por lo que el aprovisionamiento de gas para el adecuado funcionamiento de las centrales que dependen de este combustible para la generación, era señalado por REE como especialmente objeto de control. Una operación como la señalada, con la presión al alza que va a introducir sobre las tarifas de gas por las razones que han quedado expuestas, agravaría aún más la situación de estos generadores y incorporaría el riesgo al suministro eléctrico.

Por último, el fondo de comercio generado con la venta de los activos que integran el Plan de Desinversión, presionará al alza las tarifas como consecuencia de la inversión financiera realizada por los nuevos entrantes.

CONSIDERACIÓN DECIMOPRIMERA.- LA POSIBILIDAD O NO DE IMPONER CONDICIONES A LA OPERACIÓN CONCRETA QUE SE FORMULA, Y EL GRADO DE EFICACIA DE DICHAS CONDICIONES PARA HACER DESAPARECER LOS RIESGOS Y EFECTOS NEGATIVOS DETECTADOS DE FORMA UNANIME POR EL CONSEJO DE ESTA CNE

Como hemos tenido ocasión de comentar hasta ahora, los riesgos y efectos negativos no se limitan a la masiva transferencia de rentas desde patrimonio regulado hacia patrimonio no regulado. Ya hemos visto que hubiera bastado con dicha circunstancia, para denegar la operación. Recordamos nuevamente en ese sentido lo establecido en la doctrina de esta CNE sobre la inversión de REE en Perú:



“Los altos niveles, absoluto y relativo, de inversiones ajenas a la actividad regulada en España que resultan de la inversión cuya autorización se solicita, producen un endeudamiento de REE superior al deseable para el desarrollo de la actividad regulada en España, con repercusión negativa en el cumplimiento de los compromisos derivados de la planificación, en la garantía y calidad del suministro y sobre el nivel adecuado de la retribución de la actividad de transporte y su repercusión en el cálculo futuro de tarifas. Igualmente tiene efectos negativos la permanencia de fondos de REE en sus compañías filiales sin retornos o retribución adecuada de los mismos.”

La condición que habría que haber establecido es que la operación de adquisición de acciones la financiaran los propios accionistas de GAS NATURAL SDG, lo que hubiera constituido un cambio esencial de la Operación sometida a autorización, y por tanto, imposible de imponer por la vía del condicionado de la autorización. En consecuencia la denegación era la única solución posible a esa masiva transferencia de rentas.

Por otro lado, el instrumento mercantil escogido, -una OPA-, y su relación con las enormes magnitudes de los recursos puestos en juego en relación con ella, al tiempo que interaccionan con el restos de las incertidumbres que ya han quedado descritas en apartados precedentes, devienen asimismo en la imposibilidad de establecer condiciones que reúnan los requisitos básicos que deben caracterizarlas cuando del ejercicio de la función 14ª se trata:

- Que no afecten a los aspectos esenciales de la operación planteada.



- Que resulten eficaces para corregir y remediar los riesgos y efectos negativos detectados

En este sentido se realizarán algunos comentarios sobre lo inconveniente que resulta la articulación de una inversión sujeta a la autorización de la función 14ª, mediante una OPA. Ahora bien, la definitiva conclusión de imposibilidad de imponer condiciones dependerá de las concretas magnitudes económicas a que dicha OPA se refiere y de las mayores o menores contingencias asociadas a ella. La irreversibilidad de la OPA no se plantea como supuesto de imposibilidad de establecer condiciones en todo caso, sino que juega como factor a tener en cuenta en relación con el alcance y significación de los riesgos y efectos negativos que se derivan de ella. Por lo tanto, a mayor afectación para el conjunto de la actividades reguladas, mayor exigencia de que las condiciones que puedan imponerse sean eficaces para evitar los riesgos y efectos negativos detectados. Y al mismo tiempo, **a mayor irreversibilidad de la Operación, una vez autorizada, mayor eficacia también debe exigirse a las posibles condiciones que se impongan**.

Pues bien, atendiendo a los propios riesgos claramente considerados en la Propuesta de Resolución (aunque insistimos en que a juicio de este Consejero hay muchos más que ya han quedado relatados en este Voto Particular) y a las concretas propuestas que pretenden remediarlos, puede concluirse que resultan totalmente ineficaces por las siguientes principales razones:

- Porque se articulan como mecanismo de control ex post cuando esta CNE ya ha venido denunciando que carece de instrumentos regulatorios suficientemente eficaces para realizar dicho control ex post (entre ellos, la insuficiente definición de tipos sancionadores contemplados actualmente en la legislación). En ese sentido no puede afirmarse, -como hace el Voto Mayoritario-, laguna y defecto regulatorio alguno para controlar el adecuado



empleo de las rentas reguladas mediante su inversión en la actividad a la que vienen obligadas en exclusiva por imperativo legal, **porque el mejor y más eficiente mecanismo de control (ex ante) es el adecuado ejercicio por parte de esta CNE de la función 14^a. Un claro ejemplo de ello, es el acertado rumbo de las inversiones en transporte eléctrico en España por parte de REE después de que esta CNE denegará la inversión en REI (Perú) que ya ha quedado suficientemente comentada.**

- Porque las Propuestas fían la eficacia de dicho mecanismo de control a mecanismos ex post a futuras modificaciones regulatorias que ni esta claro que vayan a producirse en el sentido que propugnan algunos Consejeros ni dependen de esta CNE, salvo su posibilidad de hacer uso de su función de propuesta de cambio regulatorio.
- Porque introduce una suerte de “Planificación Vinculante” para el desarrollo de las inversiones en distribución eléctrica y distribución de gas que suponen un cambio sustancial y profundo sobre la letra y el espíritu del actual marco regulatorio. El marco regulatorio actual como hemos visto permite mucha mayor autonomía a las Empresas distribuidoras para decidir sus inversiones y concreta el efecto del control del adecuado empleo de los recursos obtenidos en dichas actividades de distribución en el correcto ejercicio por esta CNE de la función 14^a, denegando la autorización cuando se aprecien riesgos significativos y efectos negativos para las actividades reguladas en la Ley. Las condiciones incorporadas al Voto Particular para asegurar las inversiones en red de distribución van a introducir distorsiones adicionales en el modelo retributivo, con presión al alza sobre las tarifas, al tiempo que no aseguran el esfuerzo financiero del



Grupo resultante al permitir que dichas obligaciones puedan ser transmitidas a futuros adquirentes de sus activos. (Condición OCTAVA de la Resolución)

Las Condiciones PRIMERA, SEGUNDA y TERCERA demuestran la **preocupación del Voto Mayoritario por mantener por parte de GAS NATURAL SDG unos ratios de solvencia financiera, ya que resulta debilitada claramente** respecto a la situación de partida. **La cuestión es que ocurrirá si dichas condiciones no se cumplen. Los expedientes sancionadores no evitarán el deterioro, sino que quizás lo agraven.** Previsiblemente se producirá **un incremento de las tarifas para que dichas condiciones puedan cumplirse, pero dicho efecto en si mismos ya constituye un claro efecto negativo para las actividades reguladas, y para el conjunto del sistema económico español.**

Por otro lado, **la obligación de venta de activos por importe de 8.000 millones de euros (Condición TERCERA), sin distinción alguna, empeora notablemente el compromiso que presentaba GAS NATURAL SDG, -estrictamente desde la perspectiva de la función 14ª y sin entrar en consideraciones de competencia, ya que expande un horizonte de indefinición total y absoluta en cuanto a que activos concretos pueden ser objeto de desinversión y cuales no, plazos, procedimiento, etc...Diferir esas cuestiones a lo que se resuelva en materia de competencia, que puede incluso decidirse en el ámbito de la Comisión Europea, es alejar de la posibilidad del control de esta CNE los riesgos y efectos negativos que puedan derivarse para las actividades reguladas.** En este sentido no constituye remedio alguna la Condición DECIMA, como veremos a continuación.

Al constituirse dichas Condiciones PRIMERA, SEGUNDA Y TERCERA como variables vinculada al saneamiento financiero, se pierden las supuestas bondades del planteamiento realizado por GAS NATURAL SDG en su solicitud,



ya que planteaba las desinversiones sobre activos concretos, con arreglo a un procedimiento concreto (Acuerdo con Iberdrola), y en unos plazos concretos y referidos a las posibles obligaciones que pudieran imponerle las autoridades de competencia (concentración).

La indefinición que ahora se propone añade nuevos riesgos e incertidumbre a los ya detectados:

- Según cual sea el activo concreto que finalmente se desinvierta y si resulta ser diferente a los expresados por GAS NATURAL SDG en la documentación aportada, el flujo de caja y la cuenta de resultados variará respecto a las previsiones y cálculos que se han realizado por la propia Gas Natural SDG y que aparecen incorporados a la Ponencia.
- Lo mismo ocurre respecto a los plazos para la venta de activos, que en la condición referida no se concretan. En la Documentación aportada por GAS NATURAL SDG se observa en el Cuadro de “Origen y Aplicación de Fondos las diferentes consecuencias para los flujos de caja futuros, que se derivan de los plazo de ejecución y de los activos concretos a desinvertir.

Por otro lado, la **Condición DECIMA constituye una desnaturalización de la función 14ª** en la medida en que difiere la consideración de riesgos y efectos negativos esenciales aun momento posterior, cuando la Operación ya sea un hecho consumado. Se convierte así el ejercicio de la función 14 en un simple tramite formal, cuya eficacia y pleno ejercicio se traslada aun momento posterior, una vez que la Operación ya se ha consumado.

En este sentido cabe recordar nuevamente doctrina de esta CNE de esta CNE en relación con la Resolución de 5 de Junio de 2.02 sobre REE:



“En fin, debe hacerse una consideración o calificación del carácter de la autorización de que se trata, teniendo en cuenta que este término, autorización, se sigue utilizando en el derecho español recogiendo contenidos o conceptos diferentes.

*No estamos en presencia de una autorización en su sentido más propio, es decir, la clásica autorización de “policía administrativa” , limitada a comprobar el cumplimiento o la existencia de determinadas circunstancias legalmente exigidas para el ejercicio de una actividad. Por el contrario, se trata de una autorización que comprende una decisión o declaración de voluntad del organismo concedente de la misma, **con contenido propio.***

*No se pone en duda que cuando la entidad solicita la autorización, lo hace en el convencimiento de que al actividad que va a desarrollar no implica riesgo significativo ni tiene efectos negativos, directos o indirectos, para las actividades reguladas. Pero su decisión sobre este punto no es suficiente, la Ley atribuye al organismo autorizante, en este caso y en primera instancia, a la CNE, la decisión sobre este extremo. Teniendo en cuenta el carácter planamente regulado de la actividad, muy cercano, sino el mismo, al de la concesión administrativa, es el organismo que ejerce las potestades públicas correspondientes **el que determina, atendiendo al interés público, qué cambios son admisibles o no en el régimen de la actividad regulada,** cambios derivados de la aceptación de otras actividades y de sus consecuencias para la actividad regulada. “*

Y también se concluye lo siguiente:



“(...) Como consecuencia de lo señalado, resulta necesario reproducir en este punto las siguientes consideraciones realizadas por la Dirección de Regulación y Competencia en su informe de fecha 13 de mayo de 2002:

*“Como se mantenía en el informe de la Dirección de Regulación y Competencia, analizado en el Consejo de Administración de la CNE celebrado, de 11 de abril de 2002, antes de medir y de valorar la incidencia de la inversión de 375 millones de euros, consistente en la suscripción, por parte de REE, de la ampliación de capital de REI, **parece conveniente señalar que esta inversión no es prioritaria en la actividad de REE. El carácter regulado de la actividad principal desarrollada por REE exige que las inversiones para ampliar y mejorar la red española de alta tensión sean las prioritarias; cualquier otra inversión debe estar subordinada a aquellas.**”*

A la vista de la doctrina expuesta, reproducida igualmente en la Resolución de esta CNE de 30 de Abril de 2.003 es muy difícil seguir sosteniendo la tesis contenida en el Informe de la Dirección Jurídica según la cual existe un derecho preexistente que obliga a esta CNE a un análisis de el posible elenco de condiciones no esenciales que puedan eliminar los riesgos y efectos negativos directos o indirectos apreciados. Dicha tesis vuelve del revés las prioridades del actual marco normativo, ya que considera principal el interés del particular y del mantenimiento de su libre capacidad de inversión y subordina la actividad regulada a ese supuesto objetivo prioritario y principal. La realidad de nuestro marco normativo aún vigente, como ya ha tenido ocasión de declarar esta CNE en los precedentes citados según acabamos de exponer, es precisamente la contraria a la que pretende la Dirección Jurídica en su informe del pasado Viernes día 4 de Noviembre, que mas adelante comentaremos con detalle.



Respecto a las Condiciones SEXTA, SÉPTIMA Y OCTAVA, son meras declaraciones de intenciones, con poca virtualidad práctica, en la medida en que esta CNE no cuenta con instrumentos regulatorios eficaces que le permitan exigir el cumplimiento ex post de dichas Condiciones, salvo la posibilidad de imponer como Condición Resolutoria de la Operación el incumplimiento de las obligaciones establecidas, presupuesto difícil de articular en una OPA.

CONSIDERACION DECIMOSEGUNDA.- COMENTARIOS A LAS CONSIDERACIONES FINALES

El Voto Mayoritario opina que es una defectuosa regulación la que “impide” exigir la inversión en redes, acudiendo a la metodología de retribución en vigor, al principio de separación de actividades y la asociación de red y suministro etc... Pero los cuerpos normativos tienen que considerarse globalmente. Y en ese sentido, la necesidad y la exigibilidad de invertir en la extensión de redes resulta con claridad de las siguientes premisas:

1.- La Ley 34/1998, el R.D. 1434/2002 y todavía con más claridad con el R.D. 5/2.005.

2.- La exclusividad del objeto social solo admite dos opciones a la aplicación del beneficio: reinvertir en el negocio regulado para generar más negocio (extensión de redes) o aplicarlo al dividendo.

3.- El regulador fija políticamente las tarifas y precios de las actividades reguladas, con arreglo al principio de suficiencia que implica un rendimiento razonable para el inversor. Si el rendimiento para el **inversor (dividendo)** alcanza ratios no razonables, el regulador puede y debe bajar las tarifas, en beneficio del conjunto de consumidores.



4.- Sólo hay una vía de escape a esa obligatoria reinversión de las rentas reguladas en actividades reguladas: con carácter excepcional a dicho marco general, se permite la inversión en sociedades que se dediquen a actividades distinta de la regulada, -que por Ley es la única a que puede dedicarse la Sociedad regulada. Pero en ese caso la CNE tiene que comprobar que no se producen riesgos ni efectos negativos para las actividades reguladas. Es decir, que con carácter excepcional se permite que no se empleen rentas reguladas en el negocio regulado, pero siempre y cuando no se produzcan riesgos ni efectos negativos, directos ni indirectos, para las actividades reguladas.

Pues bien, el voto mayoritario viene a mantener que no se ha producido un incentivo a la inversión en el negocio regulado de distribución, como consecuencia de la metodología vigente, y por ello, calificando la situación como “defecto de regulación”, predica la impotencia de esta CNE para evitar que dichas rentas reguladas no invertidas y acumuladas se empleen como quiera disponer dicha Sociedad regulada. En su lugar, pretende la articulación por la vía condicional de algún tipo de mecanismo que venga a exigir algo que no es exigible según dicho voto mayoritario: la inversión de las rentas reguladas en las actividades reguladas. El Consejero que suscribe no puede compartir dicha interpretación del actual marco normativo. Precisamente es esta función 14ª la que da coherencia, sentido y eficacia al modelo descrito. No hay laguna legal alguna si se interpreta adecuadamente el sentido y alcance del ejercicio de esta función 14ª. Por el contrario, si la interpretación no es acertada a la autentica finalidad del legislador, la vía de agua que se abre en el modelo permitirá consumir una masiva transferencia de rentas que constituye patrimonio regulado al servicio del negocio regulado, -que es tanto como decir al servicio del interés general y del conjunto de los consumidores-, para destinarlas a otros negocios distintos y al pago de adquisiciones bursátiles que detraen cuantiosísimos recursos económicos del conjunto del sistema energético español.



No hay laguna ni defecto regulatorio alguno: la CNE debió rechazar la operación propuesta precisamente porque la transferencia de rentas (o dicho más claramente, la pérdida de rentas) que padece el sector regulado como consecuencia de la operación es de tal calibre y tan evidente que no sólo entraña el **efecto negativo directo y esencial de debilitar muy significativamente la capitalización del conjunto del sector regulado en España**, -lo que sería suficiente motivo para denegar la operación-, sino que introduce incertidumbres que pueden llegar a poner en riesgo incluso la **viabilidad económico financiera del mismo**, situación que produciría **una presión adicional al alza sobre las tarifas** en un contexto en el que ya confluyen otros muchos factores en la misma dirección alzista. Es difícil encontrar una adecuada justificación a los riesgos que se asumen porque:

- La inversión no crece, en el mejor de los casos se mantiene (siempre y cuando se mantengan las previsiones financieras que pronostica Gas Natural SDG).
- La supuesta mejora en la gestión es más que cuestionable con solo observar la evolución de los ratios de Endesa y Gas Natural desde 2.002 (en un contexto en el que la retribución del sector del gas ha sido bastante más favorable que la del sector eléctrico). En cualquier caso, los equipos gestores de ambas Compañías merecen el mismo crédito a esta CNE en cuanto a su probada brillantez y competencia en la defensa y desarrollo de los intereses de sus Compañías y de sus respectivos accionistas. Por ello, tanto las previsiones de unos como las de otros han de ser consideradas solventes y, sin embargo, los resultados de las mismas no son idénticos.



Por otro lado, la aparente dicotomía que se ha planteado entre el ejercicio de la función 14ª y el derecho a libre empresa, no es tal.

El derecho a la iniciativa y a la propiedad privada: tiene otra cara de la moneda, el riesgo. **En las actividades reguladas no hay riesgo.** El patrimonio regulado esta orientado a su función social de interés general y al inversor se le retribuye con un dividendo razonable. Por lo tanto, la condición monopolística de la actividad regulada, reforzada con la última modificación legislativa que la extiende sine die, impide hablar de libertad de mercado en lo que afecte a las actividades reguladas en el sector energético. Precisamente al contrario: sino se controla adecuadamente el uso incorrecto de dicho patrimonio regulado obtenido sin riesgo, se puede distorsionar la competencia y la iniciativa privada de otras Compañías y accionistas que si operan en mercados liberalizados y por tanto sometidos a riesgo.

La obsesión del Voto Mayoritario por considerar la contestación positiva como la regla general, desconoce que el carácter positivo del silencio nada tiene que ver con la supuesta prioridad de la libertad de empresa y de la iniciativa privada, también en el ámbito de las actividades reguladas. El silencio positivo parte precisamente de la situación excepcional que el Legislador preveía para la utilización de dicho mecanismo autorizador, atendiendo a operaciones mercantiles de diversificación que fueran subordinadas y accesorias al negocio principal regulado. Pero lo que el Legislador no preveía, -por contrario a la propia Ley- es que se pretendiera utilizar este excepcional cauce para habilitar la posibilidad de que una Sociedad regulada dejará de serlo, reservándose para su uso sin restricciones la Compañía solicitante.

Obsérvese que en el sector eléctrico se habilita un cauce para la separación de actividades de sociedades que ya entonces desarrollaban actividad regulada y libre. Pero en el sector del gas no fue así.



Por lo tanto la única vía posible para invertir patrimonio regulado de la actividad de distribución de gas o de transporte de gas, pasa por la autorización de la función 14ª.

Sin embargo, por la vía de hecho, GAS Natural ha alterado ese marco normativo: ha invertido en actividades distintas al negocio regulado con las rentas procedentes de aquel, sin obtener la autorización de esta CNE de la función 14ª que era el único cauce legal que el hubiera permitido hacer tal cosa -contraviniendo la Ley- Y consumada ahora, por la vía de hecho, una situación de grupo en el que en una Sociedad regulada se han aglutinado actividades libres y reguladas, -en situación de clara contravención legal, por haber ocurrido tal cosa sin autorización de esta CNE-, se pretende ahora dar carta de naturaleza a esa actuación por la vía de hecho, admitiendo dentro del Grupo una distinción diferenciada entre actividades libres y reguladas. Y, con grandes dosis de buena voluntad por parte de esta CNE hubiera podido llegar a admitirse esa “regularización” de la situación descrita sino fuera porque la reorganización societaria que se propone se articula de forma inversa a la propia realidad jurídica de partida de Gas Natural SDG, produciendo otra masiva transferencia de rentas del patrimonio regulado al patrimonio “libre”.

En definitiva, la exigibilidad y obligatoriedad de la inversión de las rentas reguladas en el negocio regulado resultaría consecuencia ineludible de una decisión denegatoria de esta CNE a la operación. No hay, por tanto, defecto o laguna regulatoria alguna si se da efectivo cumplimiento y correcta interpretación a los dispuesto en la Disposición Adicional Función 14ª.

Por todo, no puede partirse de la situación de hecho generada como consecuencia del incumplimiento de las prescripciones normativas vigentes para llegar a la conclusión dichas prescripciones normativas son inadecuadas o insuficientes. Curiosamente, el Voto mayoritario pretende residenciar en estos



instrumentos de control ex post de esta CNE la responsabilidad de hacer desaparecer los numerosos riesgos y efectos negativos que se derivan de la operación, cuando la realidad contrastada es que ahí reside la autentica laguna y debilidad del modelo actual, que mientras no se modifique, es el que ha de ser tenido en cuenta por esta CNE para dictar su presente Resolución.

Por otro lado, **el alcance de la operación es de tal envergadura**, que los **mecanismos de control ex post** que quisiera imponer esta CNE **constituirían a este Organismo regulador en al que no es, en una especie de auditor interno de la Compañía resultante.** Y las consecuencias de un incumplimiento de las condiciones impuestas, aunque llevara aparejado sanciones, -lo que agravaría aun más los efectos negativos y de incertidumbre en el sector, dado el carácter de monopolista del sancionado- no permitiría la reversibilidad de la operación, ni la desaparición del riesgo que las condiciones trataban de evitar.

CONSIDERACION DECIMOTERCERA.- COMENTARIOS AL INFORME DE ASESORÍA JURÍDICA DEL PASADO VIERNES 4 DE NOVIEMBRE.

El Informe de la Dirección Jurídica del pasado Viernes 4 de Noviembre, estima que el carácter reglado de la denominada función 14ª implica la preexistencia de un derecho en el solicitante a acometer la autorización propuesta. A partir de dicha tesis se desarrolla la teoría jurídica según la cual el esfuerzo de la CNE en ejercicio de la función 14ª ha de ir dirigido a establecer un elenco de condiciones de diferente alcance destinadas a hacer posible y efectivo ese supuesto derecho preexistente del solicitante. Se añade también que la CNE no se desentiende de la actividad autorizada, sino que la vigila y supervisa de modo continuo y cita diversos precedentes en los que se autorizó con condiciones por parte de esta CNE operaciones mercantiles en ejercicio de la función 14ª.



Esta tesis **confunde el bien jurídico protegido con el establecimiento por el legislador de la función 14^a**. Esta CNE ya tiene declarado en su tantas veces citada Resolución de fecha 5 de junio de 2.002 lo siguiente:

- a) “..Las sociedades que realizan actividades reguladas, como es el caso de REE, también pueden desarrollar otras actividades mercantiles, **respetando el principio de separación de actividades** establecido en el art.14 de la Ley.

- b) Las actividades mercantiles, distintas de la regulada, se desarrollan, o pueden desarrollarse, siempre que no se de alguna de las circunstancias expresamente recogidas en el precepto: que originen riesgos significativos sobre las actividades reguladas o que tengan efectos negativos para éstas, las reguladas, sean estos **efectos directos o indirectos**. Nótese que se trata de dos limitaciones diferentes, riesgos y efectos negativos, por lo que el análisis que se haga, en cada caso concreto, debe examinar ambas causas de limitación y motivar, en consecuencia la existencia o inexistencia de ambas circunstancias.

- c) **La razón de las limitaciones establecidas no es otra que la salvaguarda de la propia actividad regulada**, en este caso la actividad de transporte, sobre la que el grado de intervención pública sigue siendo muy fuerte, en todos los campos de la actividad empresarial, desde el económico, fijando las tarifas y peajes, hasta el propio diseño de la actividad que es objeto de planificación obligatoria, siendo la única actividad eléctrica en la que la planificación no es indicativa sino obligatoria, de acuerdo con el artículo 4 de la ley 54/1997, del Sector Eléctrico. No es preciso reproducir las razones de esta caracterización de la actividad de transporte en el conjunto de la actividad eléctrica. “



Es decir, de la doctrina expuesta resulta meridianamente claro que el bien jurídico protegido no es, evidentemente, la libertad de mercado o la libre iniciativa empresarial del solicitante. El bien jurídico protegido en el ejercicio de la función 14ª es la adecuada salvaguarda del modelo de actividades reguladas, y a ese fin deben subordinarse las demás consideraciones y no al contrario.

a) Respecto al concepto de autorización administrativa.

Para el Consejero que suscribe resulta meridianamente claro que una Sociedad que desarrolla actividades de las denominadas reguladas tiene, **por Ley , prohibido desarrollar ninguna otra actividad mercantil.**

Ya ha sido comentado hasta ahora hasta la sociedad. Esta es la **regla general** y obedece a la necesidad de evitar transferencias de rentas del patrimonio regulado obtenido en régimen de monopolio hacia otras actividades mercantiles. El origen de las rentas se encuentra en una decisión administrativa (la fijación de tarifas) que exime de riesgo a la inversión, y por tanto el destino de los resultados de dicha inversión también esta sujeto, con carácter general y por imperativo legal, a la propia actividad regulada y con carácter excepcional a esa regla general, a una decisión administrativa (función 14ª), que obviamente admite que parte de ese rendimiento se destine a una retribución **razonable** a la inversión, pero que no puede permitir que se produzca un notorio desequilibrio entre la retribución al inversor y el grado de desarrollo de la actividad regulada en España, porque si esta CNE permitiera tal cosa la retribución del inversor dejaría de ser razonable para convertirse, por efecto de la decisión autorizatoria de esta CNE, en desproporcionada.

Ahora bien, **como excepción a la regla**, el Legislador permite que pueda emplearse patrimonio regulado en otras actividades distintas, **siempre y**



cuando no se produzcan riesgos significativos, o efectos negativos, directos o indirectos, para las actividades reguladas en esta Ley.

Así la Disposición Adicional determina textualmente lo siguiente:

*“Sólo **podrán denegarse** la autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas en esta Ley...”*

*El tenor literal no puede ser más claro: **pueden denegarse autorizaciones** si se aprecian incluso **efectos negativos indirectos**. Y el citado artículo continúa:*

*“...**pudiendo** por estas razones dictarse autorizaciones que expresen condiciones en la cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones”.*

Resulta obligado volver a insistir en doctrina ya fijada por esta CNE en precedentes anteriores (5 de junio de 2.002)

“En fin, debe hacerse una consideración o calificación del carácter de la autorización de que se trata, teniendo en cuenta que este término, autorización, se sigue utilizando en el derecho español recogiendo contenidos o conceptos diferentes.

No estamos en presencia de una autorización en su sentido más propio, es decir, la clásica autorización de “policía administrativa” , limitada a comprobar el cumplimiento o la existencia de determinadas circunstancias legalmente exigidas para el ejercicio de una actividad. Por el contrario, se trata de una autorización que comprende una decisión o



*declaración de voluntad del organismo concedente de la misma, **con contenido propio.***

No se pone en duda que cuando la entidad solicita la autorización, lo hace en el convencimiento de que al actividad que va a desarrollar no implica riesgo significativo ni tiene efectos negativos, directos o indirectos, para las actividades reguladas. Pero su decisión sobre este punto no es suficiente, la Ley atribuye al organismo autorizante, en este caso y en primera instancia, a la CNE, la decisión sobre este extremo. Teniendo en cuenta el carácter planamente regulado de la actividad, muy cercano, sino el mismo, al de la concesión administrativa, es el organismo que ejerce las potestades publicas correspondientes **el que determina, atendiendo al interés público, qué cambios son admisibles o no en el régimen de la actividad regulada,** cambios derivados de la aceptación de otras actividades y de sus consecuencias para la actividad regulada. “

b).- Respecto al carácter reglado de la autorización.

El precepto analizado claramente integra un componente de autorización reglada y otro componente de discrecionalidad. El componente de autorización reglada queda perfectamente delimitado con la expresión “**Solo** podrán denegarse como consecuencia de la **existencia de riesgos negativos o efectos negativos, directos o indirectos**, sobre las actividades reguladas en esta Ley...”. Es decir, el presupuesto fáctico que obliga a la autorización es la **inexistencia** de riesgos significativos ni efectos negativos.

Pero **constatada la existencia de dichos riesgos o efectos negativos la potestad reglada permite la denegación sin más trámites.** Esto es así por el propio tenor literal del referido precepto que continúa en los siguientes términos “...**pudiendo** por estas razones **dictarse autorizaciones que expresen**



condiciones en la cuales puedan realizarse las mencionadas operaciones”. Es decir, que para **esta CNE la potestad de dictar autorizaciones con condiciones ya no está reglada, no establece ningún criterio que obligue a dictarlas o a no hacerlo, sino que queda a criterio discrecional del órgano autorizante.** Si el Legislador hubiera querido otra cosa lo hubiera establecido con toda claridad sustituyendo el término “pudiendo” por un término mas imperativo y acotado tal como el siguiente: “**debiendo** por estas razones dictarse autorizaciones que **en todo caso expresen las condiciones en las cuales puedan realizarse** las mencionadas operaciones”.

En conclusión, el Legislador no optó por dar ese carácter reglado que pretende la Dirección Jurídica a la imposición o no de condiciones. Y no lo hizo porque una vez detectados los riesgos y efectos negativos **es la propia complejidad de dichos riesgos y efectos negativos la que permitirá al Órgano autorizante valorar la posibilidad de establecer condiciones o no.** El Legislador no puede establecer un criterio reglado en esta cuestión porque, llegando al extremo de lo absurdo, sería tanto como obligar a esta CNE a autorizar siempre y en todo caso, dejando su capacidad de discrecionalidad limitada al número, naturaleza y alcance de las condiciones a imponer, y desvinculadas de su valoración sobre su eficacia real para eliminar los efectos negativos detectados.

Así en el referido Informe de la Dirección Jurídica se admite que “atendidas las consideraciones anteriores, cabe señalar que la autorización contemplada en la función decimocuarta tiene carácter reglado, en la medida en que la causa de denegación se encuentra tasada en la normativa reguladora misma. *“Sólo podrán denegarse las autorizaciones como consecuencia de la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas”.* Así, la Administración debe **constatar únicamente la inexistencia de los citados riesgos o efectos,** y una vez comprobada la anterior circunstancia proceder a otorgar la misma.”



Pero **en el caso que nos ocupa se detecta precisamente lo contrario**: la **existencia de riesgos y efectos negativos** para las actividades reguladas en la Ley, es decir, el **supuesto reglado para que esta CNE deniegue la operación solicitada**.

A mayor abundamiento, existe doctrina sobre la naturaleza de las condiciones que pueden imponerse atendiendo a los términos concretos de la operación que se plantee a esta CNE. En una operación similar, - por su magnitud económica, por el alcance para el conjunto del sistema, por el instrumento mercantil elegido (OPA), por los riesgos detectados,...-, esta CNE denegó la solicitud de autorización para la OPA de GAS NATURAL SDG sobre IBERDROLA S.A. Así en el **informe de la Dirección Jurídica del pasado Viernes 4 de Noviembre** se llega a afirmar en relación con el citado precedente lo siguiente:

“En este sentido resulta la Resolución de 30 de Abril de 2.003 de la CNE cuando señala que “el problema que se plantea con la imposición de estas condiciones es el de su eficacia real, sobre todo en caso de incumplimiento de las mismas una vez que se haya consumado la OPA, pues en ese momento la operación resulta, prácticamente, irreversible.

*Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el sometimiento de la autorización a determinadas condiciones tiene todo su sentido **cuando con ellas se pretende salvar cuestiones accesorias, pero no cuando lo que se pretende es subsanar aspectos esenciales de la operación**, pues en este caso, lo procedente es denegar, sin perjuicio de que pueda volverse a plantear otra nueva solicitud una vez sean subsanados dichos aspectos esenciales.”*

Y continúa la Dirección Jurídica en su informe afirmando lo siguiente:



*“Pues bien, **de la citada Resolución emana una distinción entre condiciones accesorias y condiciones que afectan a aspectos esenciales de la operación**, cuya subsanación mediante la imposición de condiciones resulta inviable”.*

Sin embargo, la doctrina contenida en dicha Resolución es bastante más completa que la escueta referencia que realiza la Dirección Jurídica. Así, lo declarado en dicha Resolución de 30 de Abril de 2.003 por parte de esta CNE es lo siguiente:

“Si la finalidad de las condiciones no es otra que la de eliminar los riesgos significativos o efectos negativos sobre las actividades reguladas, y dichas condiciones deben imponerse durante un determinado periodo temporal, sólo el cumplimiento de las mismas durante todo ese periodo permitiría suprimir el citado riesgo.

El incumplimiento en cualquier momento de la vigencia temporal de las condiciones impuestas, determinaría un riesgo significativo o un efecto negativo

en las actividades reguladas, y llevaría aparejado, la consiguiente revocación de la autorización, que, como es evidente, esta Comisión, debería instar en el ejercicio de sus funciones.

Llegados a este punto, no puede desconocerse, por tanto, la existencia de otro riesgo, como es la posibilidad de que las eventuales condiciones a imponer puedan carecer, de hecho, de virtualidad práctica que las haga operativas, desde el momento en que la revocación de la autorización no sea viable en la práctica por



devenir imposible la retroacción de los efectos de la revocación al momento inicial.

*En este sentido, debe considerarse que la toma de participación sujeta a autorización **se ha instrumentado a través de una OPA, procedimiento de adquisición de acciones que, una vez consumado, determina en la práctica la irreversibilidad de la operación.***

En definitiva, el problema que se plantea con la imposición de estas condiciones es el de su eficacia real, sobre todo en caso de incumplimiento de las mismas una vez que se haya consumado la OPA, pues en ese momento la operación resulta, prácticamente, irreversible.

*Precisamente, **la imposibilidad práctica de reponer la situación a su estado primitivo hace inútil supeditar la operación al cumplimiento de dichas condiciones.** En consecuencia, **la ausencia de eficacia real de las condiciones mínimas indicadas no elimina los riesgos significativos que la operación supone para las actividades reguladas.**”*

Y termina añadiendo dicha Resolución:

*“**Adicionalmente,** debe tenerse en cuenta que el sometimiento de la autorización a determinadas **condiciones tiene todo su sentido cuando con ellas se pretende salvar cuestiones accesorias, pero no cuando lo que se pretende es subsanar aspectos esenciales de la operación,** pues en este caso, lo procedente es denegar, sin perjuicio de que pueda volverse a plantear otra nueva solicitud una vez sean subsanados dichos aspectos esenciales.*



En íntima relación con lo anterior, debe indicarse que tratándose de actividades reguladas, las solicitudes de autorización de estas características, sujetas a la función decimocuarta de esta Comisión, debieran incluir en los instrumentos de adquisición, una serie de compromisos asumidos por el órgano de administración de la entidad adquirente, para la salvaguarda de las actividades reguladas, en todos los aspectos que se han puesto de manifiesto en el cuerpo de esta Resolución”

Es decir, el referido Informe de la Dirección Jurídica silencia la doctrina que es perfectamente aplicable por su similitud a la presente operación (también se trata de una OPA) pero cita una mención adicional sobre el carácter esencial o no de las condiciones para poner en boca de esta CNE cosas que nunca a dicho: “condiciones que afecten a aspectos tan esenciales que no pueden ser subsanados a través de la imposición de un condicionado. Sólo en el caso anterior, procede la denegación de la autorización” (sic). Como acabamos de ver el cuerpo doctrinal citado realiza una valoración de un riesgo adicional que está constituido por el cauce mercantil elegido para articular la operación (una OPA) y sobre el que no hay forma de establecer condiciones efectivas que puedan hacer reversible la operación en caso de incumplimiento

La Dirección Jurídica omite la argumentación de esta CNE pero pretende contestarla en su informe en los siguientes términos:

“Es por todo ello que las condiciones no deben referirse a aspectos esenciales de la operación, y que además las condiciones impuestas deben tener virtualidad práctica suficiente para enervar los riesgos observados en la autorización, sin que las condiciones impuestas tengan, en todo caso, y salvo expresión en contrario, que quedar cumplidas antes de la efectiva toma de participación, pues lo contrario equivaldría a afirmar que si la operación se instrumenta a través de una



Oferta Pública de Adquisición de Acciones, nunca podría autorizarse con condiciones, sino que siempre y en todo caso habría de denegarse la misma, salvo que se trate de condiciones que, por su propia naturaleza pudiesen quedar cumplidas antes de la efectiva toma de participación.”

El paralelismo que realiza la Dirección Jurídica para discutir la doctrina - que no cita con rigor - de esta CNE no tiene en cuenta que la posibilidad de imponer condiciones para autorizar una OPA dependerá de la naturaleza de los riesgos y efectos negativos directos e indirectos detectados, pero no puede negarse que el cauce mercantil escogido para la toma de participación supone un riesgo en sí mismo para las actividades reguladas que viene a agravar y amplificar el resto de riesgos y efectos negativos que puedan detectarse, como expondremos con todo detalle en el correspondiente apartado. Lo que ha de analizarse por tanto es la efectividad real de las condiciones que puedan imponerse para enervar los riesgos y efectos negativos de la operación y su relación con la posibilidad de hacerla reversible en caso de que dicha efectividad haya resultado escasa o nula. O dicho de otro modo, cuanto menor sea la posibilidad de hacer reversible la operación mayores deben ser las garantías de efectividad de las condiciones que puedan imponerse para enervar los riesgos y efectos negativos sobre las actividades reguladas en la Ley. Ya nos hemos referido anteriormente a esta cuestión.

Por otro lado, la cuestión no puede desvincularse del tema principal: se trata de una inversión prohibida por la Ley, ya que tiene su origen en patrimonio regulado que debe destinarse a actividad regulada. Por tanto, **detectada la existencia de riesgos significativos no hay obligación alguna para esta CNE de establecer condiciones.**

Pero siendo cierto que tampoco le esta prohibido hacerlo, **puede** valorarse la posibilidad de establecer medida correctoras. **Pero lo que no puede olvidarse**



es que dichas medidas correctoras deben cumplir dos presupuestos básicos:

- a) **Ser eficaces para evitar los riesgos detectados o hacer desaparecer los efectos negativos producidos.**
- b) **No afectar a los elementos esenciales de la Operación.**

Sentado lo anterior, es fácil concluir que es prácticamente irreversible una OPA de carácter hostil (o no solicitada) y, por ello mismo, el grado de eficacia que debe exigirse a las condiciones que se impongan para enervar riesgos y efectos negativos es de tal intensidad que casi puede considerarse equivalente a la imposibilidad de imponer condiciones que alcancen tal grado de eficacia. Por lo tanto lo determinante para adoptar la decisión final debe ser la intensidad del riesgo o de los efectos negativos que pueden sufrir las actividades reguladas si las condiciones no llegaran a tener efecto alguno.

Y no cabe negar como criterio adecuado para controlar que no se produzcan riesgos y efectos negativos para las actividades reguladas, la imposibilidad de establecer condiciones eficaces para evitar los riesgos, si se atiende la cauce mercantil elegido para la transferencia de rentas para la que se solicita autorización de esta CNE. En el caso una OPA - y más aún de carácter hostil- como cauce especialmente inadecuado para la toma de participaciones mercantiles que, con carácter excepcional sobre la regla general de prohibición, se permite a las sociedades que desarrollan actividades reguladas.

Por otro lado se viene insistiendo con profusión desde algunas tribunas públicas, y ahora insiste en ella en el debate por parte de alguno del os Consejeros, sobre las apelaciones a la libertad de mercado y la necesidad de que sean los accionistas de ENDESA los que determinen la bondad o no de la operación planteada, mediante la aceptación o rechazo de la oferta pública de



adquisición de acciones que se les realiza por parte de GAS NATURAL SDG. Todo ello se predica apelando a la libertad de mercado y a la libre iniciativa empresarial, de forma que aparece como contrario a dichas libertades cualquiera que impida a dichos accionistas decidir sobre la operación. Dicha tesis ha de ser rechazada porque supone desconocer las obligaciones legales de esta CNE y la propia naturaleza del marco regulatorio energético español, que ya ha quedado explicado con detalle.

Es comprensible que desde la óptica del accionista la cuestión se reduzca a posibilitar que sus acciones tenga el mayor valor posible y puede así maximizar sus beneficios como inversor. Y en un mercado sometido a la libre competencia así debe ser sin excepción: que sea el mercado el que determine la bondad o no de determinadas operaciones. Pero ocurre que en el sector energético español las cosas no son tan simples ni tan sencillas. Y no lo son porque históricamente el sector energético español ha sido explotado en régimen de monopolio, es decir, sin dar oportunidad alguna ni al mercado, ni a la competencia, ni a la libertad de empresa. Sólo a partir de las Leyes de 1.997 y 1.998 comenzó en España un proceso de gradual liberalización en el sector eléctrico y gasista que aún hoy está lejos de haber sido culminado ni en España, ni menos aún en el seno de la propia Unión Europea. Es decir, que la historia del sector eléctrico y gasista español desde 1.997 y 1.998 es la historia de una pugna entre la lógica inercia de los antiguos monopolistas para mantener sus posiciones y los nuevos entrantes para aprovechar las oportunidades que el nuevo marco regulatorio les brindaba y les brinda. En esta pugna la CNE siempre ha estado, -y espera este Consejero que siga estándolo en el futuro inmediato-, del lado de la libertad de empresa, de la efectiva competencia y de la libertad de mercado y, por ello, se ha visto obligado a dictar numerosas Resoluciones contrarias a actuaciones de los antiguos monopolistas que trataban de impedir la aplicación del nuevo marco regulatorio y obstaculizar la entrada de competencia. Pueden recordarse a título de ejemplo, los expedientes por prácticas colusorias en el sector eléctrico



respecto a fijación de precios en el pool, la sanción a GAS NATURAL SDG y ENAGAS por el “contrato deslizante”, las sanciones a las eléctricas por las ofertas conjuntas de gas y electricidad, la sanción a REE y los actuales expedientes sancionadores a ENAGAS. Es posible que aún siga siendo insuficiente el esfuerzo de esta CNE para perseguir y sancionar las prácticas anticompetitivas o quizás lo que sean insuficientes son las potestades legales con las que cuenta para perseguir tales prácticas. No es este ahora el debate. Lo cierto es que la resistencia de los antiguos monopolios ha existido, existe y es lógico pensar que seguirá existiendo. Es lógico que así sea porque sus gestores se deben a sus accionistas, para los que tratan de obtener el máximo beneficio posible. Pero para graduar el interés legítimo, pero particular, de los accionistas y ponerlo en relación con los también legítimos intereses generales que esta CNE está en la obligación de defender fue por lo que el Legislador estableció la facultad denominada Función 14^a

Por lo tanto esta CNE no puede hacer dejación de sus funciones en beneficio de dichos accionistas, para que sea su legítimo pero particular interés, el que determine la bondad o no de determinadas operaciones en un sector que, como estamos analizando, no está sometido aún, -o al menor no en grado todavía óptimo y suficiente- a la libre competencia y a la libertad de mercado. Puede darse el caso de que el interés del accionista en una operación concreta, -.maximizar su beneficio al máximo en el corto plazo mediante una venta de sus acciones al máximo precio-, vaya radicalmente en contra del interés del sector eléctrico y gasista y del proceso de liberalización puesto en marcha y aún no plenamente operativo.

Por establecer una comparación que puede resultar ilustrativa de esto que decimos. Sólo existen tres empresas reguladas que en la actualidad cotizan en Bolsa y que podrán apelar con la misma razón, - incluso con más razón en el caso de REE por la participación de su capital social que cotiza en bolsa-, a la “libertad de mercado”: nos referimos a REE, ENAGAS y GAS NATURAL SDG.



Pues bien, ¿admitiría esta CNE con apelaciones la libertad de mercado una OPA hostil de REE sobre GAS NATURAL SDG por importe de 10.000 o 12.000 millones de euros, -caso de que la composición accionarial estuviera sometida a la libertad del mercado en el mercado de GAS NATGURAL SDG lo hiciera posible, cuestión que no es caso.? Desde luego este Consejero no. Porque vulneraría por completo el sentido y coherencia del modelo regulatorio actual y consumiría una transferencia de rentas reguladas obtenidas por REE para su propia actividad de transporte eléctrico y no para otra cosa. Y eso el mercado lo sabe y lo valora, en la medida en que a las desventajas de las limitaciones de actuación, se unen las ventajas de unos rendimientos estables y seguros por que la autoridad administrativa se ocupa de asegurar esa retribución razonable mediante la fijación de las tarifas.

Por ello, esta CNE está obligada a velar por la defensa de las actividades reguladas en la Ley de 1.997 y 1.998, y en caso de contradicción entre el interés de los accionistas y el interés del conjunto de las actividades reguladas, su decisión siempre debe concretarse en la defensa de estas últimas, porque **el complejo y arduo proceso hacia la plena liberalización del mercado de la electricidad y del gas en España no puede ponerse en riesgo ni en cuestión por intereses particulares coyunturales, por muy legítimos y respetables que estos puedan ser. Y la limitación que se impone no solo es lícita sino obligada por la propia naturaleza del capital puesto en juego, -patrimonio regulado obtenido en régimen de monopolio y vetado a la competencia de otros agentes-, por lo que no es posible hacer comparaciones con las decisiones que puedan adoptar otros reguladores en sectores y respecto a compañías que si operan en régimen de competencia y pleno riesgo empresarial.**

En la Resolución de fecha 30 de Abril de 2.003 se establecía lo siguiente:



“No debe olvidarse asimismo que esta actividad está directamente vinculada con la planificación energética que, conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Ley, realiza el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas, y que es presentada al Congreso de los Diputados. Entre las materias que necesariamente deben incluirse en la planificación se encuentra “la definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio español”.

Por lo que respecta al régimen económico de las actividades reguladas, el artículo 91 de la Ley establece que las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en ella, con cargo a las tarifas, los peajes y cánones que se determinen por el Gobierno y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso. El desarrollo reglamentario se encuentra en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y la Orden ECO 301/2002, de 15 de febrero por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Por su parte, la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre regula los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas.

La Ley del Sector de Hidrocarburos determina los criterios que deben observarse en la determinación de tarifas, peajes y cánones que, conforme al artículo 92, son los siguientes:

- “a) **Asegurar la recuperación de las inversiones** realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.*
- b) Permitir una **razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos**.*
- c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentiva una **gestión eficaz y una mejora de la***



productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

d) No producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo”.

Todas las circunstancias anteriores justifican que deba existir un control por parte de las Administraciones Públicas en las actuaciones de las empresas dedicadas a la actividad regulada, para comprobar que no puedan afectar a la actividad de distribución de gas natural. Dicho control se consagra precisamente en el artículo 63.7 de la Ley, que sólo permite a las sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas tomar participaciones en sociedades que lleven a cabo actividades en otros sectores económicos distintos del sector de gas natural, si dicha toma de participación no entraña riesgos significativos o efectos negativos directos o indirectos para las actividades reguladas en la Ley.

Para ello deben obtener de esta CNE la autorización a que se refiere la Disposición Adicional Undécima, tercero 1, decimotercera de la misma Ley (debe entenderse, decimocuarta).”

Estima el Consejero que suscribe que la opinión ya expresada por esta CNE sobre el alcance y naturaleza de la función 14ª que acaba de exponerse quita razón a las apelaciones que se contienen en el Voto Mayoritario sobre la supuesta deficiencia regulatoria a la hora de definir instrumentos para controlar que las inversiones en el sector de distribución deban producirse tal y como marca la ley: el principal y más eficaz instrumento que pudo imaginar el Legislador es el correcto ejercicio y pleno cumplimiento del ejercicio de la función 14ª por esta CNE. Si la operación supone riesgos y efectos negativos para las actividades reguladas, -y el empleo de tan ingentes cantidades de recursos económicos procedentes de patrimonio regulado lo es sin duda alguna, sobre todo si se pone en relación con la cantidades que se vienen



empleando en el desarrollo de la red en España y con la actual situación de insuficiencia en el desarrollo de infraestructuras de distribución-, la mejor manera de que dichos recursos se empleen donde deben emplearse es impedir su salida del sistema de actividades reguladas y, por tanto, denegar la autorización. Es así de simple aunque puede parecer muy complicado si se confunde lo que es un monopolio privado como GAS NATURAL SDG con una compañía que opere sometida a la libre competencia.

Vamos a recordar una vez más las notas características de la retribución que obtiene GAS NATURAL SDG y sus accionistas por desarrollar su actividad en régimen de monopolio:

- Concesiones otorgadas por las administraciones públicas
- Precio fijado por el Gobierno que contemple:
 - o Seguridad de recuperación de la inversión.
 - o Permitir una retribución razonable al inversor.
- Ausencia de competidores por imperativo legal.

Si a ello añadimos las especiales circunstancias en las que GAS NATURAL SDG adquirió el contrato de abastecimiento de gas del Magreb, -el más competitivo en coste del mercado español-, puede llegar a concluirse que es difícil apelar a la libertad de mercado cuando de analizar la actividades de GAS NATURAL SDG se trata.

Y los accionistas de GAS NATURAL SDG conocen el marco regulatorio en el que ha de desenvolverse la Compañía. Porque a la desventaja de las limitaciones de libertad para emplear las rentas reguladas en algo distinto del propio negocio regulado o de una retribución razonable al inversor, le acompaña las ventajas de la seguridad de la inversión y de dicha retribución



razonable, seguridad que es imposible en mercados abiertos a la competencia. Por ello, las constantes apelaciones a la libertad de mercado y a que sean los accionistas los que decidan las bondades o no de la operación constituyen un hábil sofisma pero que resulta fácilmente desarticulado si se repasa lo que llevamos expuesto hasta el momento.

Finalmente un último comentario sobre los precedentes que se citan en el Informe de la Dirección Jurídica para establecer la tipología de posibles condiciones impuestas en el pasado por esta CNE. Los precedentes expresados también fueron analizados y citados en la Resolución de esta CNE de fecha 30 de Abril de 2.003 que resolvió denegar la autorización de la OPA sobre IBERDROLA. Y se citaban aclarando detalladamente porque dichos precedentes no eran aplicables al caso, como tampoco lo son al presente: **su nula, insignificante o escasa afectación al conjunto de actividades reguladas en España.** Por eso se establecían autorizaciones con condiciones **que se referían tan sólo a la viabilidad económica de la propia Compañía solicitante o a la adecuada retribución del patrimonio regulado por el riesgo asumido con la inversión**

No es el caso de la OPA sobre IBERDROLA ni de la actual, que alcanzan al conjunto del sistema (40% distribución eléctrica, 85% distribución de gas). Sólo constatando esta circunstancia cabría concluir que si de la OPA se derivara algún riesgo, por leve que fuera desde el punto de vista de la OPA, para el conjunto del sistema tendría claramente el carácter de riesgo significativo atendiendo al alcance que tendría para el conjunto del modelo regulatorio la efectiva producción del mal previsto como riesgo. Porque la valoración que ha de realizar esta CNE del riesgo y efecto negativo no es de la operación en si misma y respecto a ella misma, -o al menos no sólo respecto a ella-, sino los que se derivan de ella para el conjunto de las actividades reguladas en la Ley. En ese sentido pueden existir operaciones con un gran riesgo como tal operación o con efectos negativos para las actividades reguladas de la solicitante, pero



sin ningún riesgo para el sistema de actividades reguladas o con efectos negativos que puedan ser fácilmente corregidos mediante la imposición de condiciones. Ej: el precedente de Moscoso que se cita, que supone un 0,09% de afectación de las actividades reguladas. Incluso el de Unión FENOSA, el 10%. La concentración de IBERDROLA Y ENDESA no tiene nada que ver porque eran condiciones impuestas en un expediente de concentración (función 15ª) de naturaleza muy diferente al actual de la función 14ª.

Observamos en apartados posteriores que los riesgos de la Operación analizada no son ni leves ni escasos, sino todo lo contrario, pero baste por ahora señalar cual es el ámbito reglado de decisión de esta CNE en relación con el ejercicio de la función 14ª: apreciados efectos negativos siquiera indirectos para las actividades reguladas en la Ley, la CNE puede denegar la operación. Recuérdese el caso expuesto de REE de España y su inversión en Perú, que le fue denegada. E igualmente puede imponer condiciones si considera con ellas se harán desaparecer dichos efectos negativos. Pero ¿cómo hacer desaparecer con **condiciones eficaces** los riesgos y efectos negativos expuestos hasta ahora sin “inventarnos” otra Operación totalmente distinta?

Mas concretamente en el precedente de la OPA de GAS NATURAL sobre IBERDROLA se declaraba lo siguiente:

“El fundamento del principio de separación de actividades se encuentra en garantizar la debida transparencia que debe presidir la retribución de las actividades reguladas, siendo imprescindible que no se produzcan indebidas transferencias de rentas entre la actividad regulada y la actividad libre, pues de otro modo la tarifa estaría financiando actividades distintas de aquellas para las que se establece.”



Resulta indudable, incluso para no expertos, que si las actividades reguladas de transporte y distribución de gas y energía eléctrica, se ejercen en régimen de monopolio y se retribuyen mediante tarifas y peajes impuestos por la autoridad administrativa a los consumidores para la necesaria prestación del servicio con la calidad necesaria

Por ello, puede extraerse, como principio general, que el patrimonio regulado no puede ser empleado ni responder de las deudas que se generen para financiar la realización de actividades libres, prohibidas en principio a una Sociedad que realiza actividades reguladas, ya que se vulneraría la finalidad de la norma jurídica que vincula las rentas obtenidas al funcionamiento eficiente y a la expansión de la propia actividad y que se consagra en el principio de separación de actividades.”

Y más adelante continúa diciendo:

“La financiación de la toma de participaciones con fondos propios o con excedentes de tesorería no compromete la tarifa de los ejercicios futuros con la misma intensidad con la que se comprometería si dicha toma de participaciones se realizase con recursos ajenos, especialmente si el nivel de endeudamiento es muy elevado, pero si pueden comprometer seriamente la aplicación de dichos fondos a las inversiones necesarias para la expansión de la red de distribución en España, lo que afectará los derechos de los ciudadanos de una gran parte del territorio nacional al acceso al servicio considerado de interés económico general o retrasará los calendarios previstos para disfrutar de dicho derecho.

Igualmente debe tenerse en cuenta que el nivel de endeudamiento que puede asumir una sociedad que desarrolle una actividad regulada debe ser distinto según que dicha forma de financiación se utilice para realizar



*su propia actividad regulada o para la realización una actividad libre a través de la toma de participaciones en otra sociedad, **pues puede comprenderse que si el esfuerzo financiero se asume para el primero de los fines expuestos no se estarían produciendo transferencias de rentas entre actividades incompatibles, lo que, sin embargo, sí se produciría en el segundo caso.***

Y finalmente se concluye:

*“También deben ser objeto de un especial análisis aquellas operaciones, como la presente, consistentes en que una sociedad regulada adquiera participaciones en sociedades mercantiles que **desarrollen actividades reguladas de otro sector energético, pues la tarifa eléctrica se establece sobre la base de unas previsiones de desarrollo de la actividad regulada eléctrica, mientras que las tarifas de gas tienen en cuenta el desarrollo de la actividad gasista, sin que exista una total identidad entre el sistema retributivo y tarifario eléctrico y gasista.***

*En estos casos, y aunque se trate siempre de actividades reguladas se debe tratar de **evitar transferencias de rentas entre una y otra actividad** logrando con ello un mayor transparencia en la fijación de la retribución y tarifas de los distintos sistemas energéticos. También debe ser analizado el efecto de la integración de redes de distribución eléctricas y de gas en un mismo ámbito geográfico, dada la diferente expansión territorial de una y otra red, para poder descartar, en su caso, la inexistencia de riesgos o efectos negativos directos e indirectos para dichas necesidades de expansión, especialmente intensas en la distribución de gas.”*

En el precedente de la autorización de NATURCORP se establece lo siguiente:



“La competencia autorizatoria prevista en la función decimocuarta antes citada se desarrolla en el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, en cuyo apartado primero se reiteran los criterios que deberán tenerse en consideración para autorizar o denegar las tomas de participación planteadas a esta Comisión por las sociedades que realizan actividades reguladas, referidos éstos a la eventual “existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades reguladas”.

*La razón que justifica el control de esta Comisión Nacional de Energía en las operaciones de toma de participaciones realizadas por sociedades que desarrollan actividades reguladas, **reside en evitar que el patrimonio de una sociedad regulada pueda ser destinado a actividades empresariales distintas**, pudiendo con ello generar riesgos significativos o efectos negativos en dichas actividades reguladas. “*

Por otro lado no es posible imponer condiciones suspensivas, porque supondría tanto como dejar en suspenso la actual incertidumbre y tensión fácilmente apreciable el sector, que constituye en si mismo un claro efecto negativo para las actividades reguladas. Lo comentamos en el siguiente apartado.

Necesidad de estabilidad en el marco regulatorio.

Opiniones de D. Ignasi Nieto y D. Joaquim Solá, en su Libro “EL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL DESDE LA PERSPECTIVA INDUSTRIAL”:

“La evolución de los precios horarios de casación durante estos años ha reflejado el incremento sostenido de la demanda, que no ha ido



acompañado de un incremento similar en nueva capacidad. Aunque existen diversas solicitudes otorgadas para la construcción de nueva capacidad, la inseguridad regulatoria, así como la incertidumbre del mercado, han retardado algunos de estos proyectos. La consecuencia ha sido un desplazamiento de la curva de producción hacia tecnologías con costes marginales mas elevados.

El incremento del consumo, junto con la tendencia a su concentración en determinadas franjas horarias fenómeno que se conoce como el apuntamiento de la curva agregada de demanda), ha reducido el margen teórico de la capacidad instalada sobre la punta de demanda del sistema, que durante los últimos años ha ido disminuyendo y actualmente se sitúa alrededor del 35%.

Ello, añadido al hecho que el parque generador español presenta un elevado porcentaje de tecnologías no autónomas (es decir, que dependen de agentes externos, como la naturaleza o los precios internacionales de los combustibles), es una clara señal de que se precisa un cambio de sentido en la actuación de los agentes.

En este contexto, sería aconsejable buscar mecanismos que permitan incentivar la construcción de centrales y así mantener una cierta sobrecapacidad del sistema, lo que redundara en una mayor competencia y eficiencia en los resultados. La garantía de potencia, que debería ser uno de estos incentivos, no parece que de momento alcance sus objetivos. Además, **el continuo cambio en las condiciones fijadas por el regulador, comporta que las empresas se enfrenten a una situación de creciente incertidumbre.**

A juicio de este Consejero un somero análisis de las posibles condiciones a imponer y de la naturaleza y alcance que las mismas tendrían para el conjunto



del sector de actividades reguladas eléctricas y gasísticas, permite una rápida conclusión negativa: no es posible paliar los riesgos y efectos negativos que se generarían al sistema de actividades reguladas mediante un elenco de condiciones que, de hecho, supondrían un auténtico cambio del propio modelo.

No es un problema de condiciones accesorias o colaterales; es un problema de cambio estructural del sentido económico del modelo. No es momento de definir si el nuevo modelo resultante es mejor o peor que el actual, ya que existen otros cauces para plantear cambios del modelo y de la regulación y normativa vigente. En el presente procedimiento, se trata de concluir, -y la conclusión no puede ser otra a la vista de todo lo expuesto, que la operación analizada genera riesgos muy significativos y efectos directos muy negativos (e indirectos de diferente naturaleza) para las actividades reguladas, en su actual diseño y configuración.

Las incertidumbres expuestas son de índole tan variada y de concreción imposible en el momento en que se solicita la presente aprobación, que hace inviable la aprobación condicionada, ya que lo aprobado así se reduciría a un simple formalismo, -orientado a hacer posible un tramite mercantil ajeno a las responsabilidades de esta CNE-, para posteriormente volver a ser analizadas por esta CNE cada una de las circunstancias cuestionadas una vez hubieran sido eliminadas las incertidumbres que ahora se señalan, para su real aprobación material. Todo ello con el agravante de su irreversibilidad. Consumada la compra de las acciones, y las primeras desinversiones (sin la definitiva definición de la nueva situación resultante), posteriores incumplimientos de las condiciones impuestas o falta de previsión sobre coyunturas imposibles de abarcar en su totalidad a nivel teórico, no podrían paliar ni remediar las modificaciones introducidas en la práctica en el modelo de actividades reguladas y en la planificación aprobada hace escasas fechas. Incluso la exigencia del efectivo cumplimiento de las condiciones impuestas desvinculadas de la propia marcha de la Compañía podría llegar a agravar su



situación financiera con el consiguiente efecto negativo para las actividades reguladas o conllevaría una notable presión al alza de las tarifas para corregir las disfunciones económico financieras resultantes de la exigencia de cumplimiento de dichas condiciones. Se produciría la paradoja de que el cumplimiento efectivo de las condiciones agravaría aun mas los efectos negativos ahora apreciados.

En definitiva, la operación presenta de forma consustancial al esquema financiero elegido y al cauce mercantil en el que se articula, una contradicción de imposible resolución: el endeudamiento resultante del nuevo grupo y su calidad crediticia es de inferior condición a la que corresponde a cada una de las Compañías afectadas por separado; dicho mayor endeudamiento no se traduce en beneficios apreciables para las actividades reguladas, -mediante una intensificación y mejora de los programas previstos por la planificación-, sino todo lo contrario: se producen recortes de inversión (reales o potenciales) por venta de activos y el traspaso de la inversión a ellos asociados, precisamente como paliativo al mayor endeudamiento resultante, que en si mismas ya constituyen un efecto negativo directo sobre las actividades reguladas; y como efecto final de todo ello, el buen fin de toda la operación queda pendiente de variables de imposible determinación en este momento (mayores ventas de activos o de algunos diferentes a los considerados, por el expediente de concentración; limitaciones legales a la venta de determinados activos, según cual sea la sociedad adquirente; ausencia de determinación en las condiciones ahora propuestas, ni siquiera título orientativo, del proceso previsto para la venta de dichos activos; etc...

Por todo lo expuesto no puede exigirse a esta CNE que concrete un condicionado que, por su extensión y alcance cuantitativa y cualitativa y por su naturaleza teórica para cada supuesto posible en la actual situación de indefinición, convertiría la aprobación, como hemos dicho, en un mero acto formal o de trámite, para postergar la decisión material de fondo a un escenario



futuro ya entonces concretado y de forma intermitente y parcial. Al proceder de esa forma, la aprobación condicionada así pretendida estaría desvirtuando el presente procedimiento, despojando a la aprobación así obtenida de cualquier efecto material o de fondo, que quedaría diferido en el tiempo a las concreciones que hoy se echan en falta. Con el riesgo añadido de que esa aprobación meramente formal pudiera dar lugar a una alteración irreversible en la situación de partida al tiempo que no se permitiría aventurar a dicho momento futuro la necesaria aprobación por la CNE de las operaciones concretas que fueran sometidas a su consideración como desarrollo de dicha operación ya consumada.

En definitiva, las obligaciones e interés generales subyacentes en la función decimocuarta y la salvaguarda del modelo vigente, -cuya modificación, siempre legítima, puede instarse por los cauces adecuados y en los tiempos necesarios para ello-, impone una decisión denegatoria. Máxime cuando el “perjuicio” que pueda derivarse de tal decisión es perfectamente reversible y compensable para la Sociedad solicitante: nada impide desde el punto de vista regulatorio, que se promuevan las modificaciones legales necesarias para hacer posible una operación que hoy trastocaría por completo la planificación y la normativa vigente. Y nada impide que esta mejoras se promuevan como cambios legislativos deseables para un mejor funcionamiento del modelo. Entre tanto, la Sociedad solicitante seguiría desarrollando la labor prevista por el legislador y por el regulador en el sector de actividades reguladas con el modelo actual, - que existe y está recién estrenado, después de años de transición y elaboración metódica, con plena participación de la Sociedad solicitante y sin perjuicio de que pueda ser mejorable-, sin afectar lo más mínimo a la estabilidad consagrada en dicha planificación. Por lo tanto cualquier modificación o alteración sustancial de dicho horizonte de estabilidad, - especialmente necesaria para la atracción de inversiones en un sector con fuerte endeudamiento y con necesidades de inversión muy superiores a la media europea por el mayor crecimiento-, se produciría en un cauce y marco



también de estabilidad y de debate sosegado, -y con plena participación de todos los agentes económicos y sociales implicados, amén del propio Gobierno de la Nación y las Cámaras Legislativas, -responsables en primer término de definir el modelo y, en su caso, de las modificaciones que se consideren convenientes para la defensa de los intereses generales. Y todo ello, con la valiosa y legítima aportación de los agentes económicos y sociales implicados en el sector, articulada en el seno de esta CNE y de sus Consejos Consultivos.

Esta CNE esta impedida legalmente para tomar decisiones en el cauce de la función 14 que desnaturalicen dicha función, -de salvaguarda del modelo vigente, no de modificación del mismo, para lo que existen otros cauces-. Hurtar el debate en el foro adecuado sobre cambios transcendentales del modelo a las CC.AA.,. –piénsese los riesgos de asimetrías regionales en el desarrollo de la red de gas en España, que se han detectado en el diseño de la operación, o en probables retrasos en el cumplimiento de los calendarios previstos-. o a agentes económicos y sociales muy significativos en el funcionamiento armonioso del modelo, -se ha rechazado la participación en el procedimientos de Compañías eléctricas que tienen toda la legitimidad para intervenir en un debate sobre cambio del modelo de actividades reguladas, al afectarle muy directamente en sus derechos y obligaciones resultantes del actual . Dicho rechazo a dicha participación sólo puede encajarse en el cuerpo de legalidad de la auténtica naturaleza de la función 14: en la medida en que por dicha vía no es posible promover cambios del modelo vigente, -no es procedente dicho debate y participación amplia, como puede estimarse adecuado en expediente de concentración de la función decimoquinta. La aprobación se refiriere a una operación concreta **y las condiciones posibles se refieren a aquellas que con toda probabilidad y seguridad pueden garantizar que no se producen cambios en dicho modelo (riesgos significativos o efectos negativos directos o indirectos). Las condiciones jamás pueden dar lugar a cambios en el modelo, porque supondría un peligrosa perversión de la función 14^a.**



Por todo ello, con la autorización condicionada del Voto Mayoritario nos encontramos, de facto, ante una propuesta de cambio de modelo en las actividades reguladas en el sector energético español. Esta CNE no debió en el presente procedimiento, a valorar si el cambio de modelo propuesto implícitamente con la operación analizada es necesario, conveniente o constituye una oportunidad o no de profundizar en una mayor generación de competencia en las actividades energéticas no reguladas. (Que en opinión de este Consejero no es cambio adecuado y necesario en este momento en el sentido que se propone por algunos Consejeros). Los cambios del modelo corresponden en última instancia al legislador y los procesos adecuados para ello son complejos y pretender facilitar la mayor participación posible de los agentes económicos y sociales directamente afectados, de los propios órganos reguladores y del conjunto de los ciudadanos a través de su representación parlamentaria en las Cortes Generales y los Parlamentos Autonómicos.

El modelo actual es fruto y deudor de ese proceso, cristalizado en la Planificación aprobada hace escasamente dos años y en la convivencia armónica y equilibrada de la plena liberalización jurídica a partir del 1 de Enero de 2.003, y el mantenimiento del derecho a la garantía del suministro y de un precio público propio de las actividades reguladas que son objeto de protección mediante este procedimiento. Sólo respecto al actual modelo, vigente, operativo y en pleno desarrollo, pueda la CNE establecer su juicio sobre los riesgos y efectos negativos directos o indirectos, de la operación. En ningún caso le es dado ni permitido a esta CNE, enjuiciar la operación desde la perspectiva de las supuestas bondades que se derivarían del nuevo modelo resultante, facultad y obligación que corresponde a otras instancias y en cuyo proceso, si el mismo diera inicio, esta CNE tendría la facultad de expresar sus opiniones y valoraciones. Y menos aún apelar a supuestas deficiencias regulatorias o lagunas que no son tales sino que son consecuencia de una



inadecuada interpretación que se realiza de la función 14ª y de los pilares esenciales del actual modelo.

Y como último y definitivo argumento, la irreversibilidad de la operación una vez iniciada, haría igualmente irreversible los cambios de modelo introducidos por esta anómala vía del condicionado de esta CNE a esta concreta operación, obligando hacia “una huida hacia adelante” de consecuencias imprevisibles para el vigente sistema de actividades reguladas y para sus principales principios inspiradores, que lo dotan de coherencia y eficiencia en su funcionamiento, considerado como un sistema integrado y armónico. Si se alteran unilateralmente por un agente concreto (o dos de ellos, puestos de común acuerdo para la forma de la desinversión que consolida el cambio de modelo apuntado) con gran peso específico en el sector (práctico monopolio) el debate sobre el cambio regulatorio ya estará resuelto en la dirección marcada por la actual operación que ahora se autoriza.

Finalmente, nos referimos a los principales datos que permiten realizar una valoración general del modelo vigente y su grado de eficacia en alcanzar la liberalización pretendida. Tratamos así de poner de relieve que con la autorización decretada se van a distorsionar los avances que se habían conseguido hasta ahora y se van a amplificar los obstáculos que se habían detectado.

CONSIDERACIÓN DECIMOCUARTA.- LA EVOLUCION DEL MODELO Y SU PUESTA EN RIESGO CON LA OPERACIÓN AHORA APROBADA.

El marco regulatorio del sector energético español: del monopolio a la liberalización gradual.

Llegados a este punto es conveniente recordar que el Legislador se refiere a una fórmula de amplio contenido (riesgos significativos o efectos negativos,



directos o indirectos) para analizar las posibles consecuencias para las actividades reguladas en la Ley. Y es lógico que el Legislador estableciera una formula amplia y flexible para posibilitar la denegación, porque lo que realmente pretende la función 14ª no es garantizar la viabilidad financiera de una operación mercantil realizada y gestionada por brillantes y capaces profesionales de la administración empresarial, sino algo mucho mas sencillo y lógico: evitar la fuga y transferencia de rentas del patrimonio regulado (monopolio) hacia actividades liberalizadas (agentes compitiendo entre sí y con el propio monopolio), así como evitar que con tal fuga de rentas, se distorsione y perjudique el funcionamiento eficiente del modelo energético español diseñado en las Leyes de 1.997 y 1.998.

Porque la razón de ser del patrimonio regulado y las limitaciones que sobre el se imponen en beneficio de los consumidores a través de la función 14ª y diferentes preceptos legales que se han detallado en el correspondiente apartado es que se ha obtenido como renta de un monopolio, sin intervención por tanto de la competencia ni de la libertad de iniciativa privada. Permitir su traspaso hacia patrimonios que pretenden operar en libre competencia además de una descapitalización del conjunto de actividades reguladas, supondría una clara distorsión de la igualdad de instrumentos para competir en el mercado liberalizado.

El conjunto del cuerpo normativo del sector energético español, -del que la Ley de Hidrocarburos de 1.998 es pilar esencial- se ha caracterizado en la última década por el afán denominado liberalizador, por otra parte común al resto de los países de nuestro entorno occidental.

Los profesores D. Ignacio Ignasi y D. Joaquim Solá, en su Libro “EL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL DESDE LA PERSPECTIVA INDUSTRIAL”, describen el proceso de la siguiente manera:



“El sector eléctrico forma parte de las grandes infraestructuras horizontales (como el agua, el gas y las telecomunicaciones que proporcionan unos bienes básicos para la actividad económica. Estos sectores, que tienen un carácter estratégico, no están sometidos, en la práctica, a la competencia exterior, al igual que sucede con la mayoría de las actividades de servicios. Esta circunstancia comporta que los precios presionen al alza. Para controlar este fenómeno durante la mayor parte del siglo XX, estas actividades estuvieron sujetas a una regulación estricta al tiempo que el sector público intervenía directamente en la provisión de las mismas.

Durante la década de los 90, y bajo el impulso liberalizador de los servicios básicos que en los Estados Unidos y la Gran Bretaña se había desarrollado en los años 80, en el resto de los países de la Unión Europea también comienza a implementarse una política en esta línea en el marco de las nuevas directrices comunitarias sobre la competencia. La filosofía era muy simple: introducir reformas estructurales que permitan una mayor rivalidad en los mercados para mejorar la eficiencia económica.

En el caso del eléctrico, la extensión de la competencia pasa por la liberalización de determinadas fases del proceso (generación y comercialización), con la idea de que las empresas puedan concurrir en el mercado y los consumidores elijan libremente el suministrador. Un aspecto importante, sin embargo, es que la liberalización en la fase de generación solo es viable, en la práctica, después de la innovación tecnológica asociada a la aparición de las centrales (de gas) de ciclo combinado, con unos costes fijos considerablemente menores que los de las centrales convencionales (hidráulicas, térmicas y nucleares). Sin esta innovación, la competencia en generación no sería posible, y en consecuencia, la liberalización habría resultado superflua.



1.- El nuevo marco normativo

Partiendo, pues, de la voluntad política de liberalizar el sector eléctrico y aprovechando la coyuntura tecnológica que había conducido a otros países a iniciar este proceso unos años antes, en España se firma el Protocolo Eléctrico de 1996 entre las empresas y el gobierno, para finalizar aprobando la Ley 54/1997 o Ley del Sector Eléctrico(LSE) a finales de 1997.

Los rasgos fundamentales de la LSE se pueden sintetizar en los siguientes puntos:

- *Representa un cambio sustancial en la concepción de este sector, imprescindible para el funcionamiento de una economía. Se pretende conseguir la eficiencia económica a través de la competencia en aquellas fases en que esta sea posible, estableciéndose un modelo de competencia regulada.*
- *Se adapta a la Directiva 96/92/CE, que define las bases para la creación de un mercado mayorista y minorista de electricidad, con el objetivo de reducir los precios de este bien para los consumidores.*
- *Se respetan los pactos retributivos (entre la Administración y las empresas) acordados en legislaciones anteriores mediante medidas de transición. Esta voluntad se refleja principalmente en los denominados costes de transición a la competencia (CTCs).*



- *Se introducen dos organismos gestores para coordinar el funcionamiento de la actividad en su conjunto: el Operador del Mercado (OdM) y el Operador del Sistema (OdS).*
- *Se establece una separación conceptual entre actividades reguladas y actividades liberalizadas:*

En las actividades de generación y comercialización existe libertad de entrada, únicamente sujeta a autorización de carácter reglado, y la determinación de los precios queda sometida a las pautas del mercado de oferta y demanda.

La gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución, en cambio, son actividades reguladas en las que no existe la libertad de entrada, al considerarse monopolios naturales. Se consideran actividades de servicio y no de negocio, y por tanto, su retribución incluye la cobertura de los costes, incorporando mecanismos para la eficiencia y la minimización de los mismos. Para el transporte y la distribución se introduce el concepto de libre acceso de terceros a la red (ATR) mediante el establecimiento de una tarifa por el uso de la misma.
- *Se sustituye el concepto de servicio público por el de garantía de suministro.*
- *Finalmente, la LSE, a diferencia de otros países, no separa la regulación de la política. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), que inicialmente dependía del Ministerio de Industria y Energía y que actualmente depende del Ministerio de Economía, aún está lejos de convertirse en una entidad reguladora independiente.”*



¿Cual es el balance a día de hoy?

Los profesores D. Ignacio Ignasi y D. Joaquim Solá, en su Libro “EL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL DESDE LA PERSPECTIVA INDUSTRIAL” describen la situación en los siguientes términos:

“Después de siete años de liberalización, los resultados en el ámbito de la generación, que es la actividad que presenta una incidencia crucial (alrededor del 60%, en términos de costes) en la formación de los precios, distan de ser espectaculares, aún aceptando que la tendencia es positiva. El índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), que mide el grado de concentración se situaba en el 2004 por encima de 3000, cuando en países como Inglaterra (cuyo modelo fue el que sirvió de referencia para liberalizar el sector en España), el valor hace años que se encuentra por debajo de 2000. Esta circunstancia, no obstante, no impediría que el sistema se desarrollase de manera razonablemente eficiente si se alcanzasen las condiciones de un mercado contestable, pues en este caso la elevada concentración tendría un papel menos relevante en el desarrollo del mercado, dado que la competencia sería mas efectiva.

El sector sin embargo presenta barreras de entrada exógenas y endógenas. Para minimizar las barreras de entrada, cuya inexistencia es un requisito para la contestabilidad, debería de establecerse un mayor control del regulador sobre la integración vertical de las empresas, mediante la obligación de separar accionarialmente las actividades potencialmente competitivas y las actividades de red. Este es un punto importante, ya que en un sistema como el que se ha diseñado en España existen claros incentivos a la colusión entre las actividades reguladas y las potencialmente competitivas.



Existe otro motivo por el cual en el sector eléctrico es difícil aceptar como condición necesaria y suficiente la del mercado contestable. Se trata de la reducida elasticidad-precio de la demanda, lo que comporta que como el índice HHI sea significativo, también lo será el margen precio-coste, y en consecuencia, los precios se situaran por encima del coste marginal.. Por tanto, **la única solución para acercarse a la solución eficiente sería implementar medidas para reducir al máximo la concentración**".

Por otro lado el Dr Perez Arriaga afirma en su Libre Blanco lo siguiente:

"...Se parte desde una **situación razonablemente satisfactoria** de la actividad de generación: un parque diversificado en tecnologías, con un margen de reserva actualmente escaso pero con un suficiente ritmo de inversión como para hacer frente al vivo crecimiento de la demanda a medio plazo- con participación tanto de las compañías incumbentes como de nuevos entrantes-,y **un mercado en marcha con unas reglas que han venido funcionando sin fallos apreciables desde hace mas de siete años**, por citar algunos indicadores destacados.

Sin embargo la percepción generalizada de la situación actual es la un atasco regulatorio. La raíz del problema es la falta de confianza en el precio del mercado de la electricidad, pues la Ley que permitió en 1997 poner en marcha la liberalización del sector eléctrico no ha conseguido todavía su principal objetivo: que el mercado funcione verdaderamente en competencia. Y esto porque las adquisiciones y fusiones que tuvieron lugar previamente y durante el proceso de liberalización y reestructuración condujeron a que la estructura del **sector eléctrico español se concentrase en exceso** para poder sostener un mercado competitivo..."



Comisión
Nacional
de Energía

Veamos en que se ha concretado esa situación razonablemente satisfactoria al día de hoy.

El mercado del gas natural en el año 2001

El proceso de liberalización del mercado del gas natural tuvo un avance significativo en el año 2001, al aplicarse la Orden Ministerial de 29 de Junio (Desarrollaba parte del Real Decreto – Ley 6/ 2000), que establecía el procedimiento de adjudicación del 25 % del gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gaseoducto del Magreb a comercializadoras (Al finalizar el año figuraban 30 comercializadoras inscritas en el registro del Ministerio de Economía) para su venta a los consumidores cualificados. Esto significaba transferir al mercado liberalizado desde la firma del contrato hasta el 1 de Enero de 2004, de unos 49.350 Gwh a un precio muy competitivo. El procedimiento de adjudicación se desarrollo en dos fases: concurso y subasta, y de las 14 solicitudes, 9 fueron seleccionadas y 6 fueron adjudicadas hasta agotar la totalidad del gas.

Los efectos fueron realmente muy positivos para el avance del mercado liberalizado, en la medida que la demanda aprovisionada en el mercado alcanzó a algo más del 38 % de la total nacional, cuando en el año anterior este aprovisionamiento se situó en un escaso 9 %.

El mercado eléctrico en el año 2.002

En este año, las compras realizadas por las empresas de comercialización en el mercado de producción suponían ya más del 33 % de la total peninsular. Este año, se incorpora un nuevo agente, Gas Natural, SDG, que adquiriría en el mercado algo más del 1,8% de la energía adquirida por las comercializadoras, básicamente las pertenecientes a los cuatro grupos incumbentes del mercado nacional.



Este año, el mercado de producción registro una fuerte elevación del precio medio de la electricidad hasta situarse en 4,668 cent. Euro / Kwh, un 21,3% superior al valor registrado en el año 2001. Esta elevación obedeció, entre otros factores menos expesos, al estrechamiento del margen existente entre la capacidad disponible del sistema y la potencia punta demandada en distintos periodos a lo largo del año.

Lo que si se percibió fue un nuevo descenso en el índice de fidelización de los consumidores que acudían al mercado liberalizado en un numero de algo mas de 30.000 al situarse éste en un 78 %, registrando una caída de 5 puntos respecto al año anterior. Alcanzando en este punto la tasa de cambio o índice de captura el 22 % de los puntos de suministro.

En los cuadros siguientes, de una forma más analítica, se proporciona por segmentos de consumo anual, el mercado potencial de partida según el umbral de elegibilidad otorgado a partir del 1 de Julio de 2000, así como el acceso real al mercado registrado a 31 de Diciembre de 2002.

EL MERCADO POTENCIAL DE PARTIDA (Elegibilidad otorgada a 1 de julio de 2000)

C >15 GWh	679	0,8%	TOTAL 85.141	100%
C > 5 GWh	1.877	2,2%		
C > 3 GWh	1.870	2,2%		
C > 2 GWh	2.061	2,4%		
C > 1 GWh	5.481	6,4%		
V>1kV y C<1GWh	72.758	85,5%		
Tracción C<1GWh y V>1kV	415	0,5%		

ACCESO REAL DE LOS CONSUMIDORES AL MERCADO (actualizado a 31/12/2002)

C >15 GWh	454	66,9%	TOTAL 30.598	36%
C > 5 GWh	1.769	94,2%		
C > 3 GWh	1.713	91,6%		
C > 2 GWh	1.832	88,9%		
C > 1 GWh	4.255	77,6%		
V>1kV y C<1GWh	20.572	28,3%		
Tracción C<1GWh y V>1kV	3	0,7%		

(*) No incluidos los consumidores con contratos adicionales



En el cuadro siguiente se proporciona información sobre la fidelización o captura de los consumidores cualificados que accedieron al mercado liberalizado, según la opción elegida para contratar con un comercializador del mismo grupo empresarial del distribuidor de la zona en la que se ubica el punto de suministro o con otro comercializador no incumbente, respectivamente. (Información actualizada a 31 de Diciembre de 2002)

Umbral de Consumo	Comercializador del Grupo Empresarial del Distribuidor (FIDELIZACIÓN)		Otros Comercializadores	
C > 15 GWh	368	81,1%	86	18,9%
C > 5 GWh	1.472	83,2%	297	16,8%
C > 3 GWh	1.464	85,5%	249	14,5%
C > 2 GWh	1.557	85,0%	275	15,0%
C > 1 GWh	3.583	84,2%	672	15,8%
V > 1kV y C < 1GWh	15.564	75,7%	5.005	24,3%
Tracción C < 1GWh y V > 1kV	3	100,0%	0	0,0%
TOTAL	24.011	78,5%	6.584	21,5%

(**) No incluidos los consumidores que acceden de forma directa a mercado

Puede observarse claramente como la capacidad de fidelización en el mercado eléctrico se reduce respecto a años anteriores, aunque el mercado abierto a la competencia en volumen de energía, es inferior al del gas por el efecto de una tarifa demasiado baja que compite con el mercado.

El mercado del gas natural en 2002

Es en este año en el que también el R.D. – L 6/1999 preveía un nuevo avance en el acceso de los consumidores al mercado liberalizado, otorgando este derecho a los titulares de puntos de suministro con demanda anual superior a 1 millón de M3, que afectaba a una demanda agregada superior al 79 % de la total del sistema gasista.



En general, entre los años 1998 – 2002 se registra un aumento significativo de los consumidores y empresas que podían acceder al suministro de gas natural canalizado. En los gráficos siguientes se muestra esta evolución más notoria para los consumidores del sector de servicios o comerciales y sobre todo para el consumidor doméstico de mas tardía incorporación al suministro acompañada con el fuerte desarrollo de la gasificación en nuestro país en el periodo mas reciente.

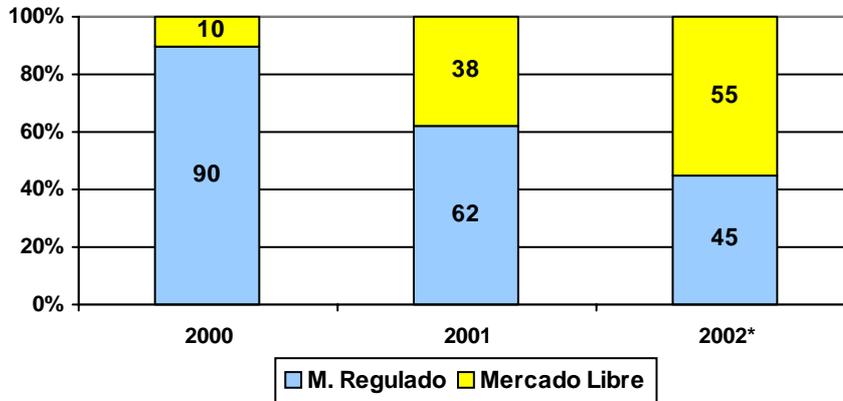


Fuente: Sedigas

Evolución del número de clientes en España. 4.935.784 (en 2002)

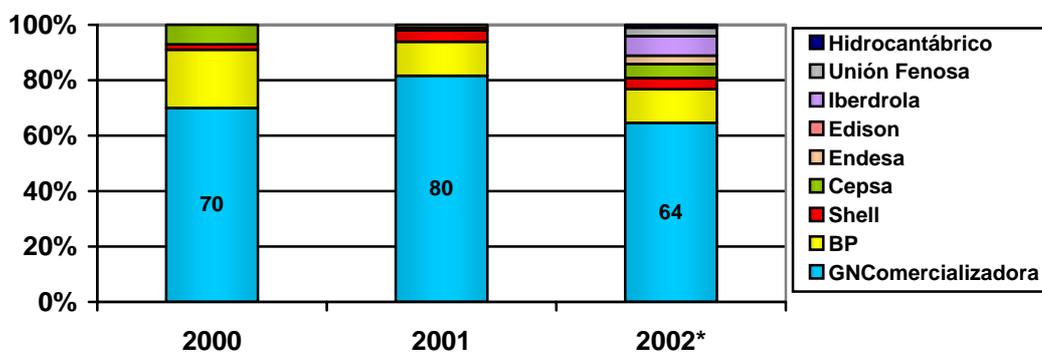
Respecto al proceso de liberalización del mercado gasista, el año 2002 muestra un nivel de avance paulatino, alcanzándose el punto en el que el aprovisionamiento del mercado liberalizado, un 55,3 % de la demanda peninsular (Concentrada en no más 2.000 puntos de suministro), supera ya a la demanda de gas en el mercado regulado (Suministro a tarifa integral).

En el gráfico siguiente se muestra la evolución del reparto del aprovisionamiento entre los mercados liberalizado y regulado en el periodo años 2000 – 2002.



En el año 2002, se manifestaron de forma más palpables los efectos positivos de la disposición del 25% del gas argelino a través del gaseoducto del Magreb por parte de las comercializadoras (36 empresas inscritas en el registro administrativo del Ministerio de Economía) no incumbentes y su cesión al mercado liberalizado. De este acceso al gas a precios competitivos por parte de estas empresas comercializadoras de gas natural, deriva el que la cuota de mercado del comercializador incumbente se viera reducida de forma significativa a un 64 %, mientras que en el año 2001, esta se situaba en el 80 %.

En el gráfico siguiente, se muestra la evolución de las cuotas de mercado de las distintas empresas comercializadoras en el periodo 2000 – 2002.





El mercado eléctrico en el año 2003

Un nuevo impulso a la liberalización, supone la aplicación del R.D. – Ley 6/2000, por el que se concedía el derecho de elección a todos los consumidores a partir del 1 de Enero de 2.003, lo que significaba la plena apertura nominal del mercado, afectando a mas de 23 millones de titulares de puntos de suministro que constituían el 100 % de la demanda del sistema. Esto, en el contexto de la regulación europea ha significado un adelanto de 4,5 años respecto a la fecha contemplada por la actuales Directivas sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad y del gas natural, que establecen la apertura total de los mercados para todos los consumidores el 1 de Julio de 2007.

La plena liberalización nominal del mercado eléctrico necesitó de toda una batería normativa para posibilitar el transito al mercado liberalizado de forma masiva para todos los consumidores domésticos, es decir como regular el intercambio de información entre distribuidores y comercializadores, como medir el consumo y aplicarlo a la liquidación de la compra de energía en el mercado de producción y su posterior facturación a partir de los perfiles estándar que establecía un sistema dinámico en función de la discriminación horaria que caracterizaba la demanda, y como regular las condiciones, la información y los plazos para el acceso de los consumidores al mercado liberalizado y ,en su caso, el cambio de comercializador o transferencia del suministro entre ambos mercados regulado y liberalizado.

Todo ello necesitó de un periodo inicial de adaptación logística, unido a los plazos que necesitaron los comercializadores para implantar sus estrategias de marketing y dirigir sus ofertas a los consumidores y la imprescindible capacitación de los consumidores y su acceso a contenidos de información que explicaran el proceso y como tratar las diferentes alternativas de suministro



Comisión
Nacional
de Energía

que se abrían para los pequeños consumidores y que en definitiva fue lo que ocasionó que durante prácticamente el primer semestre del año 2003, no se percibiera un acceso real al mercado liberalizado de los suministros en baja tensión, pequeñas empresas y sobre todo consumidores domésticos.

Sin embargo es a partir del mes de Junio cuando el trasvase al mercado liberalizado empieza a tener un nivel más significativo.

Así, al terminar el año 2003 cerca de 149.000 nuevos suministros (110.000 correspondían al consumo doméstico) accedían al mercado liberalizado, que se añadían a los 36.000 que ya lo hacían en fechas anteriores al 1 de Enero de 2003, lo que todavía suponía que un escaso 0,67 % del total de los suministros domésticos se contrataban en el mercado liberalizado. En términos de energía, las compras en el mercado liberalizado significaban algo más del 32 % de la demanda peninsular. Este bajo porcentaje se explica porque los consumidores con demanda intensiva de electricidad han mantenido sus suministros en el mercado regulado (Tarifa integral), evidentemente por razones económicas.

Respecto a la evolución del precio marginal ponderado de la electricidad que registraba el mercado de producción, este, 3,5 cent. Euro / Kwh, significó una reducción relevante de más del 20 % del correspondiente al año 2002.

En lo que se refiere a la fidelización de los consumidores por parte de las empresas comercializadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial del distribuidor de la zona donde se ubica el suministro, este se situó en valores similares a los del año anterior, en un 78 %, si bien este valor era del 93 % para las pequeñas empresas con suministro en baja tensión y significativamente menor para los consumidores domésticos, del 76 %. En este valor más reducido de la tasa de cambio, tiene algo que ver la generalización del



suministro dual, que impulsa el cambio hacia comercializadores que ofrezcan el suministro conjunto de electricidad y de gas natural.

El acceso al mercado liberalizado de los nuevos consumidores cualificados (1 de Enero de 2003), actualizado a Diciembre de 2003. Estos resultados suponen que en el transcurso de un año se ha multiplicado por 10 el número de consumidores que son suministrados en el mercado liberalizado de la energía.

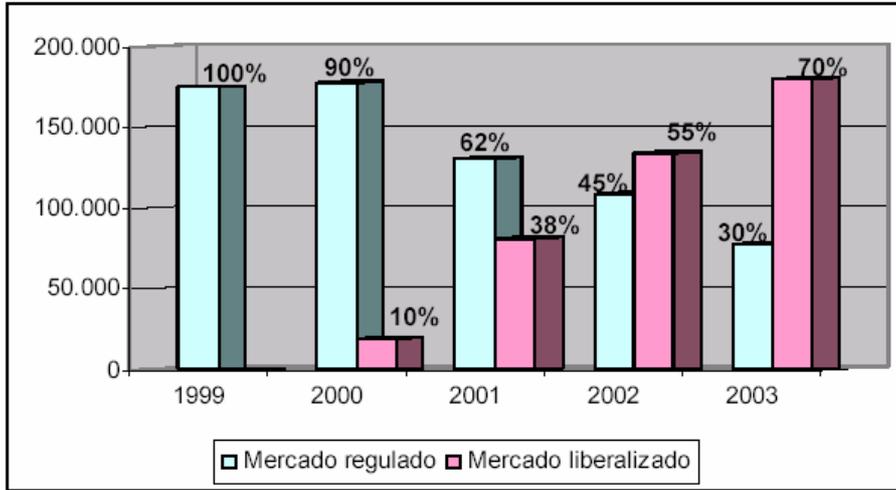
Evolución del mercado liberalizado de electricidad para los consumidores con capacidad de elección de suministrador desde el 1 de Enero de 2003. Periodo analizado Enero - Diciembre 2003

Mercado	Nº de Consumidores domésticos mercado liberalizado	% / Nº total de consumidores domesticos	Nº de Consumidores pymes/asimilados mercado liberalizado	% / Nº total de consumidores Pymes/asimilados	Nº Total de Consumidores mercado liberalizado	% / Nº total de consumidores
Electricidad	110.000	0,50	39.000	7,00	149.000	0,67
Gas natural	168.000	3,20	12.700	26,70	180.700	3,40
Elect & Gas	278.000	1,03	51.700	8,51	329.700	1,19

El mercado del gas natural en el año 2003

Otro tanto se puede aquí reflejar para el sector del gas natural, que a partir del 1 de Enero de 2003 y del citado R.D. – Ley 6/2000, ve extendida la elegibilidad total para el 100 % de la demanda, integrada por mas de 5 millones de consumidores.

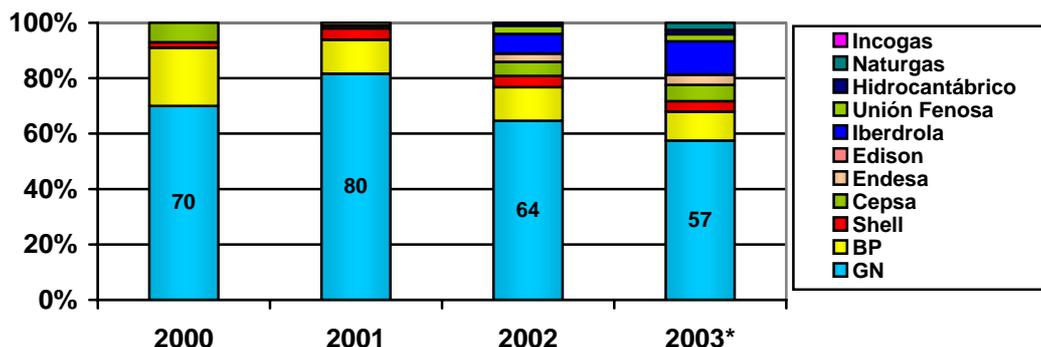
En términos de energía, el acceso al mercado liberalizado alcanzo ya un valor más que significativo del 71 % de la demanda total, en la medida que el gran y mediano consumo era provisionado ya en su totalidad por las comercializadoras en el mercado liberalizado. En el grafico siguiente se muestra la evolución del reparto del aprovisionamiento entre los mercados liberalizado y regulado en el periodo 2000 – 2003.



Pero es en términos de puntos de suministro donde se registra el avance más espectacular al situarse en más 180.000 consumidores los que se aprovisionan de gas natural en el mercado liberalizado al finalizar el año 2003, lo que supone algo más del 3,4% del total de los casi 5,5 millones de suministros.

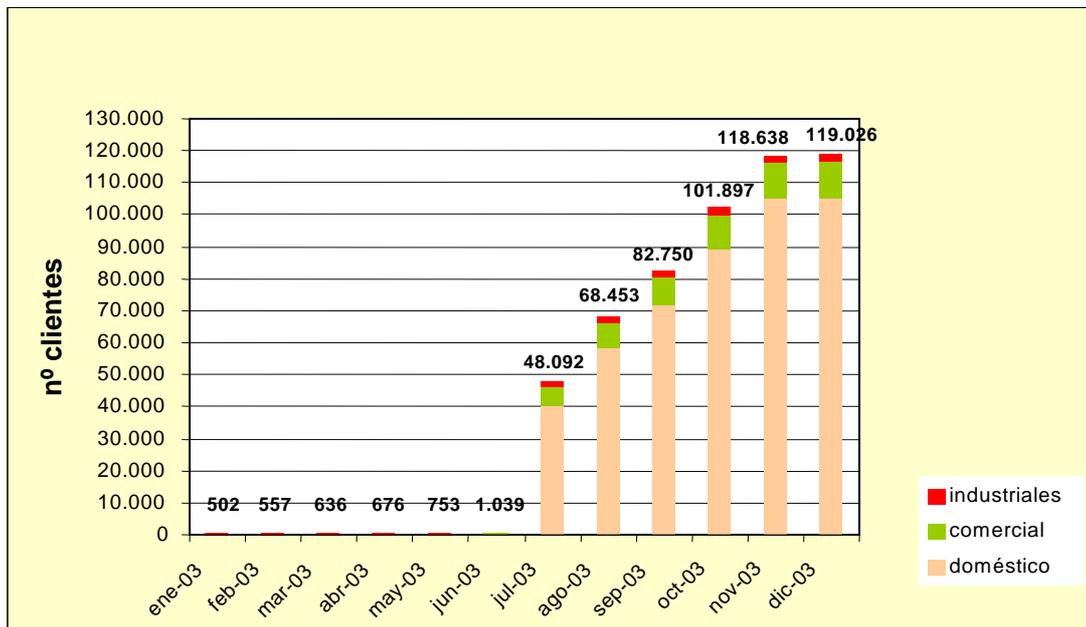
Asimismo se registraba un mayor nivel de competencia en el aprovisionamiento de los grandes y medianos consumidores, al reducirse de nuevo la cuota de mercado en términos de energía del comercializador incumbente, Gas Natural Comercializadora, hasta situarse en el 52 %. (57% para todo el mercado).

En el gráfico siguiente, se muestra la evolución de las cuotas de mercado de las distintas empresas comercializadoras en el periodo 2000 – 2003





En el gráfico siguiente se muestra la evolución del número de puntos de suministros aprovisionados en el mercado liberalizado del gas natural, expresados en valores medios para cada año en el periodo analizado 2000 – 2003 y desglosados según el tipo de consumo industrial, comercial y doméstico.



El mercado eléctrico en el año 2004

Este año se puede considerar como el periodo donde arranca con un nivel ya significativo el acceso real de los pequeños consumidores al mercado liberalizado, una vez realizado el necesario desarrollo normativo (La legislación de detalle que define los procedimientos de cambio de suministrador, de la medida del suministro y del de intercambio de información entre los operadores implicados), la puesta en practica de las estrategias de mercado de los comercializadores y, aunque todavía con un nivel insuficiente, el desarrollo de programas de información y de comunicación sobre el funcionamiento del



mercado y las alternativas que ofrece para los consumidores domésticos y residenciales.

En el cuadro siguiente se proporciona una información de detalle para el año 2004, que nos indica el acceso real de los consumidores al mercado liberalizado, distinguiéndose tres grandes grupos:

- Los consumidores que han ido obteniendo el derecho a elegir libremente el suministrador en el periodo Enero 1998 – Diciembre de 2002, que corresponde a los titulares de puntos de suministro eléctrico en alta tensión y los de baja tensión con demanda anual superior al millón de Kwh.
- Los consumidores Pymes o asimilados que obtuvieron el derecho a elegir libremente el suministrador a partir de Enero 2003, que corresponde a los titulares de puntos de suministro eléctrico no domestico en baja tensión.
- Los consumidores domésticos que obtuvieron el derecho a elegir libremente el suministrador a partir de Enero 2003, que corresponde a los titulares de puntos de suministro eléctrico contratados para el consumo en el hogar, etc.

Evolución del acceso al mercado liberalizado de electricidad													
Fecha de actualización		31 de Diciembre de 2004											
Grupo de consumidores	Nº de suministros a 31 de Diciembre de 2003	Nº de suministros a 30 de Junio de 2004	Nº de suministros a 30 de Sept de 2004	Nº de suministros a 31 de Dic de 2004	Var. Junio 2004/ Dic 2003	Var (%) Junio 2004 / Dic. 2003	Var. Sept 2004/ Dic 2003	Var (%) Sept 2004/ Dic 2003	Var. Dic. 2004/ Dic. 2003	Var (%) Dic. 2004/ Dic. 2003	Var. Dic. 2004/ Sept. 2004	Var (%) Dic. 2004/ Sept. 2004	
Grupo elegible antes de Enero de 2003	32000	33504	34413	33982	1504	4,7	2413	7,5	1982	6,2	-431	-1,3	
Grupo elegible PYME's y asimilado (Enero de 2003)	39000	72179	85796	100874	33179	85,1	46796	120,0	61874	158,7	15078	17,6	
Grupo elegible DOMESTICO (Enero de 2003)	110000	540195	869278	1214516	430195	391,1	759278	690,3	1104516	1004,1	345238	39,7	
Todos los grupos elegibles	181000	645878	989487	1349372	464878	256,8	808487	446,7	1168372	645,5	359885	36,4	



A la vista de los resultados, se puede concluir que es en el periodo transcurrido de 2004, donde se percibe ya un avance significativo en el acceso al mercado liberalizado, registrándose a 31 de Diciembre de 2004 cerca de mas de 1.332.000 de nuevos consumidores provisionados en dicho mercado, de los que mas del 90 % son consumidores domésticos.

Esto significa que algo mas del 5,7% de todos los suministros acceden ya al mercado liberalizado. Este valor es ciertamente poco significativo, pero no así su evolución relativa si tenemos en cuenta que al finalizar el año 2003, solo un 0,67 % lo hacían.

En términos de energía, un 33% corresponde a las compras de lo comercializadores en el mercado de producción para su cesión a los consumidores cualificados, valor que permanecerá muy estable, quizá con ligerísimos incrementos, en la medida que los muy grandes consumidores siguen contratado la electricidad en el mercado regulado (Suministro a tarifa integral).

Respecto a la elección de suministrador por parte de los consumidores, en los cuadros siguientes se muestran los indicadores de cambio de fidelización (Captura como índice complementario), expresados en términos de número de suministro y de consumo de electricidad.

CUADRO 4 Cambio de comercializador. Número de consumidores.4º trimestre 2004

Tipo de consumidor	Total	%	En mercado	%	Comercializador del mismo grupo que el distribuidor		Otros Comercia-	
						%	lizadores	%
Domésticos	22.114.162	96,9	479.771	2,2	384.911	80	94.860	20
PYME´s baja	619.128	2,7	67.312	10,9	55.018	82	12.294	18
Med ten<36KV	84.514	0,4	32.673	38,7	25.183	77	7.490	23
Alta ten>36KV	1.622	0,01	786	48,5	533	68	254	32
Total	22.819.426	100	580.542	2,54	465.645	80	114.897	20

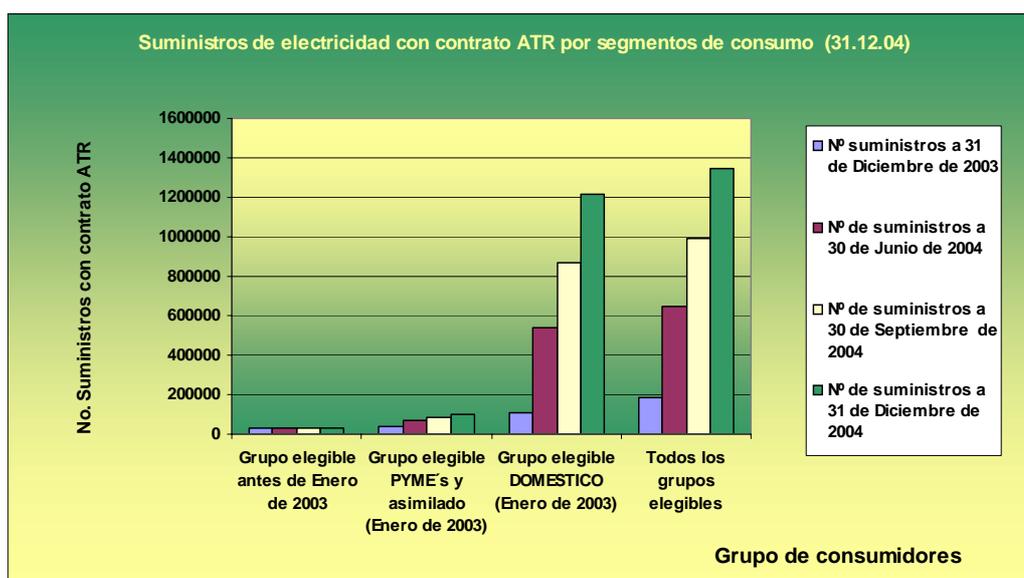


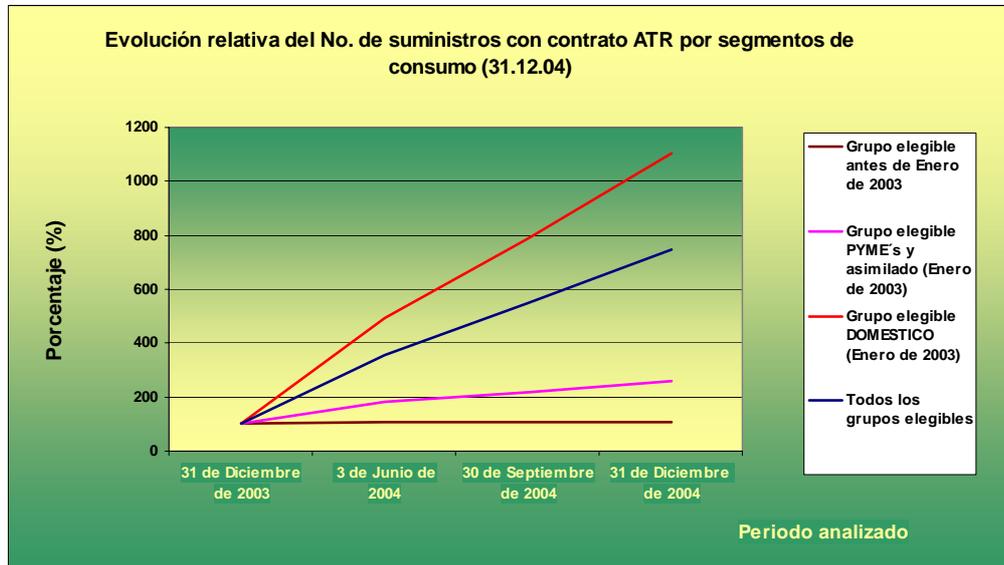
CUADRO 5 Cambio de comercializador. Energía MWh. 4º trimestre 2004

Tipo de consumidor	Total	%	En mercado	%	Comercializador del mismo grupo que el distribuidor		Otros Comercia- lizadores	
						%		%
Domésticos	68.572.000	35	1.540.000	2	1.230.326	80	309.674	20
PYME's baja	40.388.000	21	7.072.000	18	5.789.714	82	1.282.286	18
Med ten<36KV	57.928.774	30	51.148.000	88	39.201.703	77	11.946.297	23
Alta ten>36KV	28.432.699	15	12.023.000	42	9.018.035	75	3.004.965	25
Total	195.321.473	100	71.783.000	36,8	55.239.778	77	16.543.222	23

Respecto a la evolución del precio de adquisición de la energía en el mercado de producción, este ha seguido la tendencia decreciente del año 2003, registrándose incluso un ligero descenso. No obstante, en el momento de editarse este documento, se tiene constancia de una inflexión en la evolución de los precios, al registrarse a primeros del año 2005 incrementos de más del 50 % respecto a periodos comparables del año anterior.

En los gráficos siguientes se proporciona la evolución trimestral en el año 2004 del acceso al mercado liberalizado de electricidad, tanto en términos absolutos como su evolución relativa, tomando como referencia los valores a 31 de Diciembre de 2003.

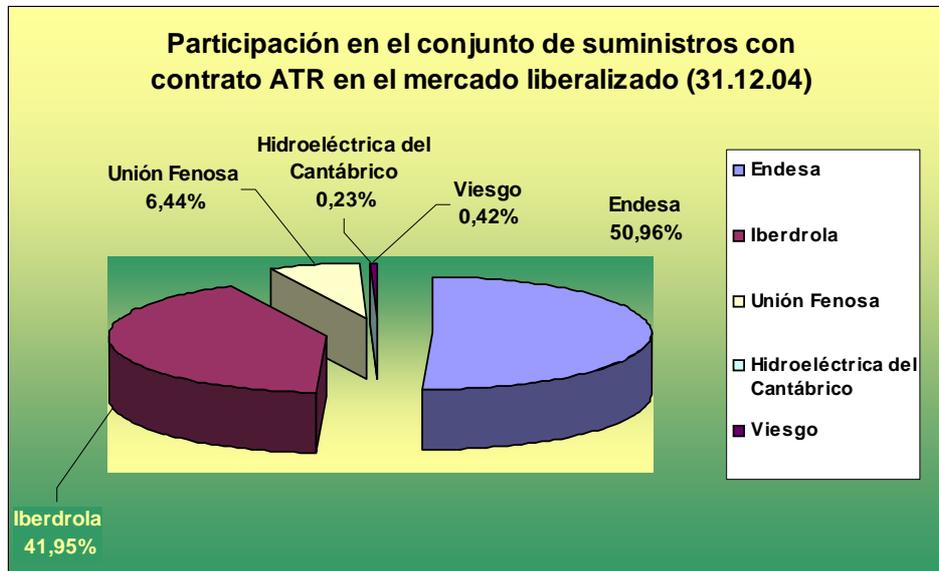




Un enfoque más analítico de esta información, lo proporciona la tabla y el gráfico siguientes en los que se muestran las tasas de acceso al mercado liberalizado de electricidad (Número de puntos de suministro con contrato ATR respecto al total de los suministros) según los distintos grupos empresariales propietarios y que operan las redes de distribución.

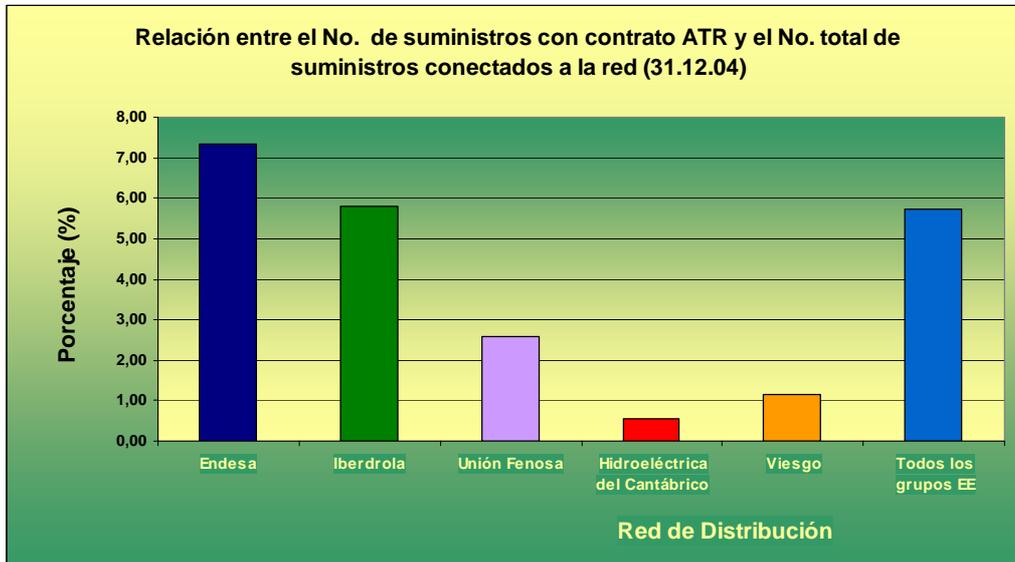
Participación suministros contrato ATR sobre total de suministros por redes de distribución de electricidad. (31.12.04)

Grupo empresarial de distribución	Mercado regulado		Mercado ATR liberalizado		Mercado Total		Mercado ATR s/ mercado total (%)
	No. Sum.	%	No. Sum.	%	No. Sum.	%	
Endesa	8680934	39,07	687612	50,96	9368546	39,75	7,34
Iberdrola	9210034	41,45	566047	41,95	9776081	41,48	5,79
Unión Fenosa	3285802	14,79	86860	6,44	3372662	14,31	2,58
Hidroeléctrica del Cantábrico	555473	2,50	3104	0,23	558577	2,37	0,56
Viesgo	486384	2,19	5659	0,42	492043	2,09	1,15
Todos los grupos EE	22218627	100,00	1349282	100,00	23567909	100,00	5,73



En su conjunto, el **5,73 %** de total de los suministros son aprovisionados en el mercado liberalizado (4,21%) cuando al finalizar el año 2003 solo era el **0,76%**. Es la **red del grupo ENDESA** la que en términos coloquiales podríamos considerar como más liberalizada al **registrar el mayor porcentaje del 7,34 %** de puntos de suministros con contrato de ATR, estando en la posición opuesta, la **red del grupo Hidroeléctrica del Cantábrico con un 0,56%**. En general, y en particular para estos dos grupos empresariales se elevan estas tasas desde el **5,33%** y **0,38%**, respectivamente.

Asimismo, la **red del grupo ENDESA**, con un **50,96%** del total de los puntos de suministro liberalizados, seguida de la **red de Iberdrola con un 41,95%** constituyen la parte más significativa para este segmento de consumo. Si nos referimos a los puntos de suministro del segmento del consumo doméstico, es la **red de Endesa la que registra la mayor cuota con un 53%**, seguida de la **red de Iberdrola con cerca del 41%**.



El mercado del gas natural en el año 2004

Todo lo anterior es plenamente aplicable al mercado del gas natural, desde el punto de vista del periodo de rodaje inicial necesario para acometer un proceso de liberalización masiva del suministro, que incluso, adopta formas mas sofisticadas para los consumidores, en la medida que empieza a generalizarse el suministro dual o de electricidad & gas natural proporcionado por un mismo comercializador.

En el cuadro siguiente se proporciona una información de detalle para el año 2004, que nos indica el acceso real de los consumidores al mercado liberalizado, distinguiéndose tres grandes grupos:

- Los consumidores que han ido obteniendo el derecho a elegir libremente el suministrador en el periodo Enero 1999 – Diciembre de 2002, que corresponde a los titulares de puntos de suministro de gas natural con demanda anual superior al millón de M3.



- Los consumidores Pymes o asimilados que obtuvieron el derecho a elegir libremente el suministrador a partir de Enero 2003, que corresponde a los titulares de puntos de suministro de gas natural (Consumo comercial) no domestico en baja presión (4 bares)
- Los consumidores domésticos que obtuvieron el derecho a elegir libremente el suministrador a partir de Enero 2003, que corresponde a los titulares de puntos de suministro de gas natural contratados para el consumo en el hogar, etc.

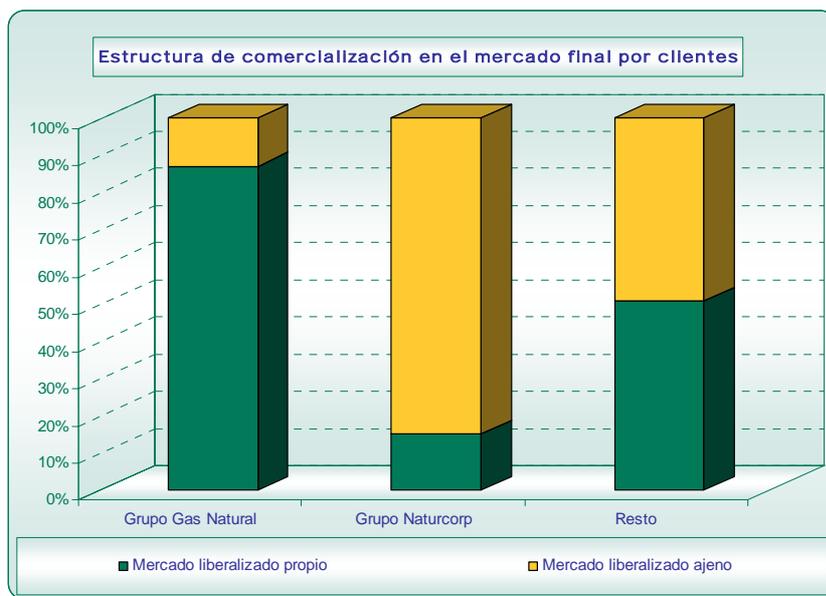
Evolución del acceso al mercado liberalizado del gas natural												
Fecha de actualización		31 de Diciembre de 2004										
Grupo de consumidores	Nº de suministros a 31 de Diciembre de 2003	Nº de suministros a 30 de Junio de 2004	Nº de suministros a 30 de Septiembre de 2004	Nº de suministros a 31 de Diciembre de 2004	Variaciones							
					Var. Junio 2004/ Dic 2003	Var (%) Junio 2004/ Dic 2003	Var. Sept 2004/ Dic 2003	Var (%) Sept 2004/ Dic 2003	Var. Dic 2004/ Dic 2003	Var (%) Dic 2004/ Dic 2003	Var. Dic 2004/ Sept 2004	Var (%) Dic 2004/ Sept 2004
Grupo elegible antes de Enero de 2003	1033	966	983	979	-67	-6,5	-50	-4,8	-54	-5,2	-4	-0,4
Grupo elegible PYME's y asimilado (Enero de 2003)	12700	18611	20266	23076	5911	46,5	7566	59,6	10376	81,7	2810	13,9
Grupo elegible DOMESTICO (Enero de 2003)	168000	675292	973036	1246212	507292	302,0	805036	479,2	1078212	641,8	273176	28,1
Todos los grupos elegibles	181733	694869	994285	1270267	513136	282,4	812552	447,1	1088534	599,0	275982	27,8

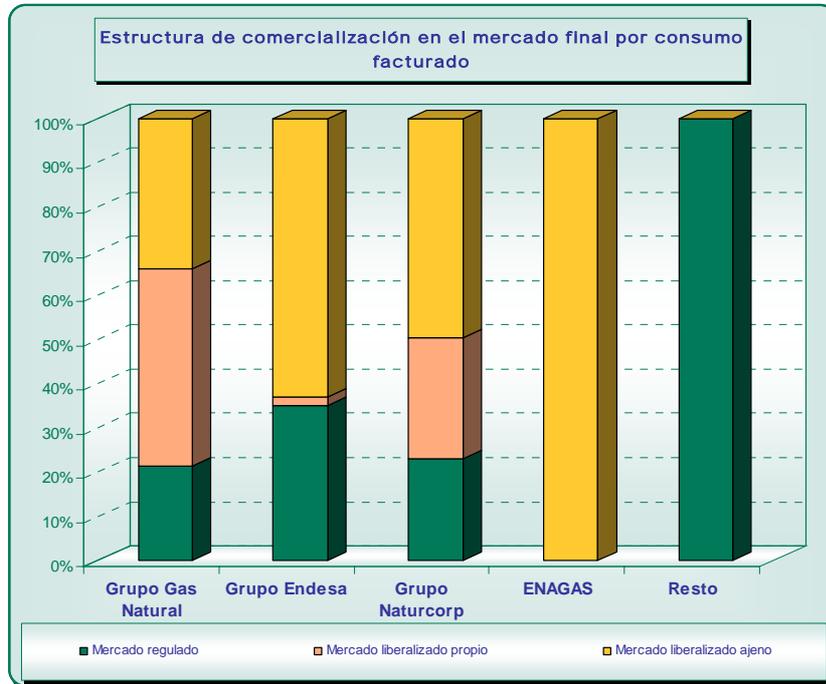
En el periodo analizado de 2004, es ya notorio un avance significativo en el acceso al mercado liberalizado, registrándose a 31 de Diciembre de 2004 más de 1.270.000 de nuevos consumidores aprovisionados en dicho mercado de los que mas del 98 % son consumidores domésticos.

Esto significa que cerca del 23 % de todos los suministros acceden ya al mercado liberalizado. Este valor empieza a ser ciertamente significativo en un mercado global de 5,6 millones de consumidores, la inmensa mayoría de tipo domestico.

En términos de energía, mas del 80 % corresponde al aprovisionamiento del sistema realizado por los comercializadores para su cesión a los consumidores cualificados, valor que permanecerá muy estable, quizá con ligerísimos incrementos, en la medida que los muy grandes y medianos consumidores a diferencia de lo que acontece con el suministro eléctrico son abastecidos en su totalidad en el mercado liberalizado y los incrementos venideros corresponden a la incorporación de los consumidores domésticos, que aunque representando algo más del 98 % de los suministros, estos tienen en términos de consumo energético un bajo valor unitario.

Respecto a la elección de suministrador por parte de los consumidores, en los cuadros siguientes se muestran los indicadores de cambio de fidelización (Captura como índice complementario), expresados en términos de número de suministros y de consumo de gas natural.

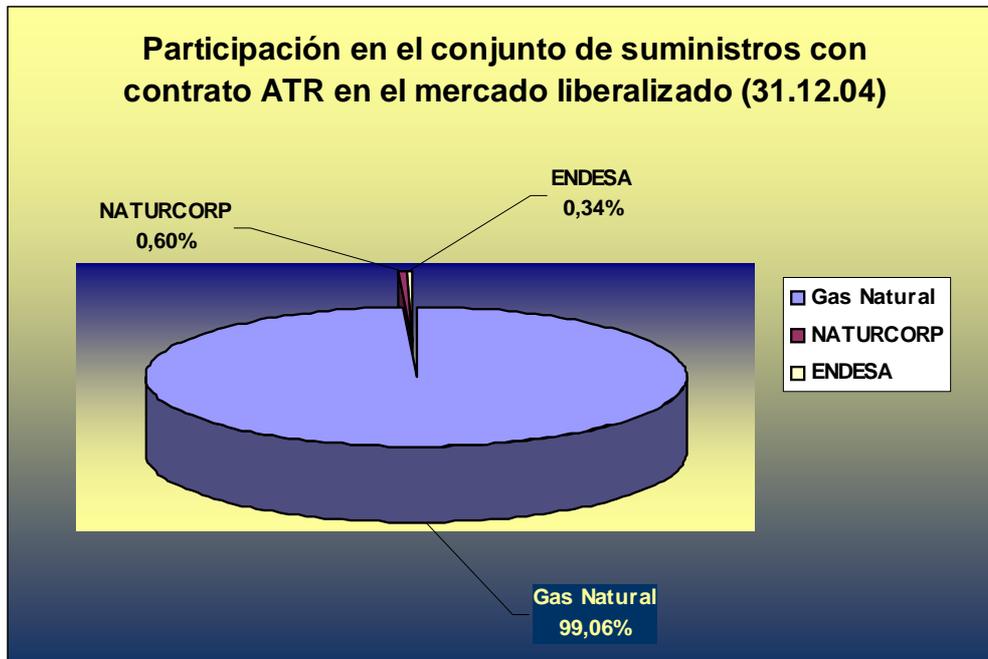




En los gráficos siguientes se proporciona la evolución trimestral en el año 2004 del acceso al mercado liberalizado de gas natural, tanto en términos absolutos como su evolución relativa, tomando como referencia los valores a 31 de Diciembre de 2003 muestran la tasas de acceso al mercado liberalizado del gas natural (Numero de puntos de suministro con contrato ATR a través de los comercializadores respecto al total de ellos) según los distintos grupos empresariales propietarios y que operan las redes de distribución.

Participación suministros con contrato ATR sobre total de suministros por redes de distribución de gas natural. (31.12.04)

Grupo empresarial de distribución	Mercado regulado		Mercado ATR liberalizado		Mercado Total		Mercado ATR s/ mercado total (%)
	No. Sum.	%	No. Sum.	%	No. Sum.	%	
Gas Natural	3583722	81,99	1258271	99,06	4841993	85,84	25,99
NATURCORP	579180	13,25	7650	0,60	586830	10,40	1,30
ENDESA	207785	4,75	4346	0,34	212131	3,76	2,05
Todos los grupos EE	4370687	100,00	1270267	100,00	5640954	100,00	22,52

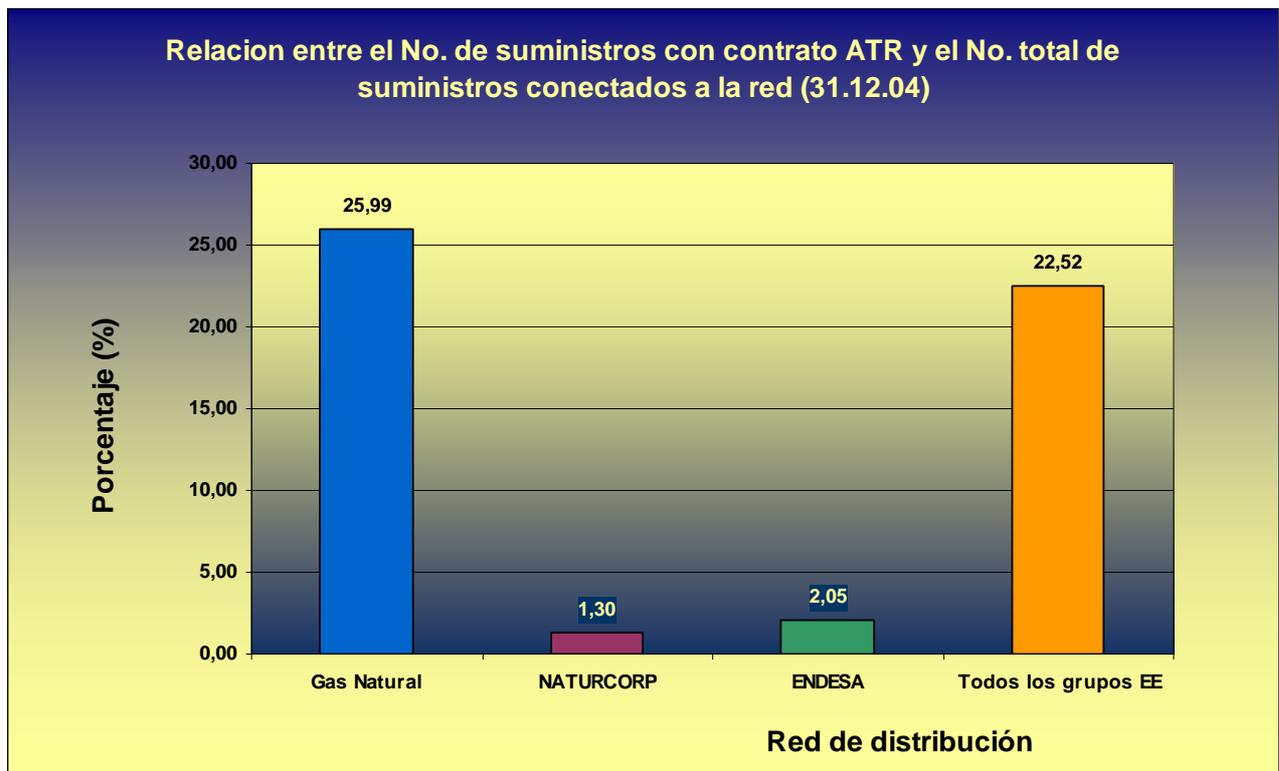


Al finalizar el año 2004, se registra una tasa del 22,5% del total de los puntos de suministro (cuando al finalizar el año 2003, este porcentaje era solamente del 3,4% y en el pasado Septiembre del 17,8%) son ya aprovisionados en el mercado liberalizado a través de las empresas comercializadoras.

En este aspecto, es la red del Grupo Gas Natural, con casi el 26%, la que, además de integrar en casi su totalidad los puntos de suministro de las redes de gas (85,8% del total), resulta en términos coloquiales como la más liberalizada, mientras que la red del grupo NATURCORP se sitúa en el lado opuesto al registrar un 1,3% de suministros con contrato ATR sobre el total de los puntos conectados a sus redes.



Respecto al conjunto de los puntos de suministro del mercado liberalizado, una parte muy significativa, el 99,06% se encuentran conectados a la red del Grupo Gas Natural, correspondiendo a este mismo grupo empresarial un valor del 99,13% si nos referimos a los puntos de suministro correspondientes al segmento del consumo doméstico y residencial.



Una visión general y más representativa de la incidencia relativa de los mercados regulado y liberalizado en el suministro de energía (Electricidad & gas natural) a los consumidores de la zona peninsular, nos la proporcionan los gráficos siguientes, con información actualizada a 31 de Diciembre de 2004.

Desglose del numero de suministros según su aprovisionamiento en los mercados regulado y liberalizado de energía (31.12.04)

Suministro de energía	Mercado regulado	Mercado ATR liberalizado	Mercado Total	Mercado ATR s/ mercado total (%)
	No. Sum.	No. Sum.	No. Sum.	
Suministro de electricidad	22218627	1349282	23567909	5,73
Suministro de gas natural	4370687	1270267	5640954	22,52
Todos los suministros de Elec & Gas natural	26589314	2619549	29208863	8,97



Al finalizar el año 2004, transcurridos dos años desde la plena apertura de los mercados que tuvo lugar en Enero de 2003, para el conjunto de los suministros de electricidad y de gas natural (en torno a unos 29,2 millones de puntos de suministro), alrededor de 2.619.000 son provisionados en los mercados liberalizados a través de las empresas comercializadoras de electricidad y de gas natural, lo que supone un 8,97 % del total de los suministros, o en que otros términos significa que 9 de cada 100 consumidores y usuarios contratan el suministro con comercializadores de energía. (7 de cada 100 en el mes de Septiembre)

Desglose de la energía suministrada en los mercados regulado y liberalizado de electricidad y de gas natural (31.12.04)

Suministro de energía	Mercado regulado	Mercado ATR liberalizado	Mercado Total	Mercado ATR s/ mercado total (%)
	Energía (Gwh)	Energía (Gwh)	Energía (Gwh)	
Suministro de electricidad	140878	71185	212063	33,57
Suministro de gas natural	63800	255200	319000	80,00
Todos los suministros de Elec & Gas natural	204678	326385	531063	61,46

En términos de energía, esta participación es significativamente mas elevada, alrededor del 61 % del total de la energía demandada, al tener una mayor incidencia los consumos unitarios de mayor relevancia de empresas que en una parte significativa, al menos para el gas natural, son provisionadas en los mercados liberalizados.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS DE SUMINISTRO

Evolución histórica de los precios aplicables a los suministros de la electricidad y gas natural en los mercados regulado y liberalizado y los precios del gas de manera especialmente significativa.

Precios de la electricidad en el mercado regulado (Tarifa integral)



EVOLUCION DE LA TARIFA ELÉCTRICA INTEGRAL

AÑO	R.DECRETO TARIFAS Nº	INCREMENTO ANUAL		INC REAL %
		RD TARIFAS %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-2,92	2,00	-4,92
1998	RD 2016/97	-3,63	1,40	-5,03
1999	RD 2821/98 Y RD LEY 6/99	-2,57	2,90	-5,47
2000	RD 2066/99	-1,00	4,00	-5,00
2001	RD 3490/00	-2,22	2,70	-4,92
2002	RD 1483/01	0,41	4,00	-3,59
2003	RD 1436/02	1,69	2,60	-0,91
2004	RD 1802/03	1,54	3,40	-1,86
2005	RD /04	1,71	2,00	-0,29
TOTAL		-6,99	25,00	-31,99

Precios de la electricidad para los consumidores domésticos en el mercado regulado (Tarifa doméstica integral)

EVOLUCION DE LA TARIFA INTEGRAL DOMESTICA

AÑO	R.DECRETO TARIFAS Nº	INCREMENTO ANUAL		INC REAL %
		RD TARIFAS %	IPC %	
1997	RD 2657/96	-0,98	2,00	-2,98
1998	RD 2016/97	-3,08	1,40	-4,48
1999	RD 2821/98 Y RD LEY 6/99	-4,00	2,90	-6,90
2000	RD 2066/99	-2,11	4,00	-6,11
2001	RD 3490/00	-4,00	2,70	-6,70
2002	RD 1483/01	0,00	4,00	-4,00
2003	RD 1436/02	1,50	2,60	-1,10
2004	RD 1802/03	1,48	3,40	-1,92
2005	RD /04	1,74	2,00	-0,26
TOTAL		-9,45	25,00	-34,45

“El proceso liberalizador llevado a cabo en la actividad de comercialización, que ha comportado un **calendario progresivo en la**



elegibilidad del suministrador por parte de los usuarios, en función del consumo eléctrico, se puede considerar adecuado, básicamente porque ha permitido la adaptación gradual de los agentes (empresas y demandantes) al nuevo marco competitivo. Una liberalización de golpe o mas rápida en esta actividad habría provocado unos crecientes desajustes en el tiempo con repercusiones perjudiciales para el conjunto del sector (suministradores y consumidores).

*La evidencia disponible hasta ahora muestra que la liberalización ha comportado un ahorro en los costes que el sistema impone a la sociedad. No obstante, la valoración debe realizarse a largo plazo ya que el sector eléctrico presenta fuertes inercias y los resultados (positivos o negativos) se manifiestan al cabo de un cierto periodo. Es el caso, por ejemplo de la implantación de medidas para cubrir la reserva de capacidad en generación, como la Garantía de Suministro a Largo Plazo. Por lo tanto, **en algunos aspectos todavía no ha transcurrido el tiempo necesario para evaluar con precisión la “performance” del sector en el nuevo contexto, aunque la experiencia de estos años si ha permitido detectar algunos problemas, a los que nos referimos a continuación.***

De estos cambios la de mayor calado para el modelo regulatorio anterior

En opinión del Consejero que suscribe los cambios pendientes van a tener una solución más difícil con la nueva situación que se puede crear de consumarse la Operación autorizada.

Por todas estas razones que ya han quedado expresadas, la Operación debió denegarse por esta CNE.



CONSIDERACIÓN FINAL.- LAS CUESTIONES PROCEDIMENTALES QUE IMPIDEN RESOLVER EL PRESENTE PROCEDIMIENTO EN EL SENTIDO QUE PRETENDE EL VOTO MAYORITARIO.

Además de las cuestiones de fondo que ya se han citado hasta ahora, existen también cuestiones procedimentales que debieron ser atendidas, porque suponen riesgo de vulneración de derechos constitucionales de una de las partes personadas en el procedimiento.

A saber:

- La necesidad de haber requerido a la compañía GAS NATURAL SDG para que:
 - concretara cual de sus escritos ha de ser tenido como solicitud de inicio del procedimiento.
 - aportara las autorizaciones administrativas previas a las que viene obligada en relación con la transmisión de instalaciones de transporte y distribución en relación con su reorganización societaria.

- La necesidad de haber solicitado informe de la CNMV sobre las siguientes cuestiones:
 - procedencia o no de las denominadas OPAS sobrevenidas.
 - opinión sobre las alegaciones de ENDESA sobre la vulneración de la legislación de la LSA sobre prohibición de asistencia financiera.



- La necesidad de haber solicitado informe del Órgano de regulador en materia de competencia, -o al menos del Servicio de Defensa de la Competencia-, en relación con las alegaciones de colusión realizadas por ENDESA en relación con el Acuerdo firmado entre GAS NATURAL SDG e IBERDROLA y aportado al Expediente.

Todas ellas fueron cuestiones ya debatidas en diferentes sesiones del Consejo, pero no resueltas en cuanto al fondo de la cuestión sino tan solo en cuanto al procedimiento a seguir para dar respuesta a dichas cuestiones, -con el Voto contrario de este Consejero-, pero finalmente no han sido incorporadas ni valoradas a lo largo de la extensa Resolución dictada. Entiende este Consejero que debieron ser resueltas todas ellas por constituir pretensiones específicamente solicitadas por ENDESA, -parte personada en el procedimiento-, en sus diferentes escritos.

Lo comentamos con más detalle en los siguientes apartados.

Uno.- El principio de congruencia y el escrito de solicitud de autorización de GAS NATURAL SDG

ENDESA S.A. mediante escrito de fecha 21 de septiembre de 2.005 y posteriores viene planteando la nulidad de lo actuado por entender que no existió la premisa básica que permite la instrucción del presente procedimiento: la solicitud del interesado. La alegación de ENDESA se planteaba en los términos siguientes:

“De acuerdo con lo declarado por Gas Natural SDG, S.A., en su escrito de 5 de septiembre, no ha llegado a incoarse el procedimiento par el



ejercicio de la denominada Función 14, revocando en consecuencia el acto ya dictado por la propia CNE en cuya virtud se requiere a Gas Natural para que aporte documentación complementaria, siendo tal revocación posible en virtud de lo dispuesto en el artículo 105.1 de la Ley 30/1992, al ser el acto en cuestión de gravamen.”

Esta CNE resolvió mediante Resolución de fecha 6 de Octubre de 2.005 la cuestión con arreglo, entre otras, a las siguientes consideraciones:

“Comunicar a ENDESA, S.A., que el escrito de fecha 7 de septiembre de 2005 de GAS NATURAL SDG, S.A., es una solicitud de iniciación del procedimiento, cuyo objeto será resolver sobre la autorización a Gas Natural SDG, S.A., para la toma de participaciones en el capital social de ENDESA, S.A. en las condiciones que resulten de la liquidación de la oferta pública de adquisición de acciones presentada ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores. De conformidad con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, el plazo para resolver el citado procedimiento es de un mes a contar desde el 7 de septiembre de 2005, debiendo entenderse concedida la solicitud de autorización en caso de no dictarse resolución en el plazo antes citado. En consecuencia, procede desestimar la petición de ENDESA, S.A., de revocación del acto de petición de información cursado a GAS NATURAL S.D.G. S.A., tanto por motivos de legalidad como de oportunidad.”

Se argumentó entonces por esta CNE en su Resolución de fecha 6 de Octubre de 2.005 lo siguiente:

“Con fecha 7 de septiembre de 2005 tiene entrada en la Comisión Nacional de Energía escrito de Gas Natural SDG S.A. mediante el que comunica a esta Comisión que el Consejo de Administración de Gas



Natural SDG S.A. ha acordado formular una oferta pública de adquisición de acciones del 100% de acciones de Endesa S.A.

Entiende dicha sociedad que, de conformidad con el artículo 63.7 y la Disposición Adicional Undécima Tercero 1, decimocuarta de la Ley 34/1998 y 19 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, en el momento en que se produzca la toma de participación de ENDESA S.A., la sociedad oferente no tendrá la consideración de “sociedad con actividades que tienen la consideración de reguladas”.

Gas Natural SDG S.A. finaliza su escrito solicitando por las razones expuestas a esta Comisión que:

“declare la improcedencia del ejercicio de la función 14ª respecto de la referida Oferta Pública de Adquisición, toda vez que su intervención deberá producirse en el marco de los procesos de reordenación de activos una vez producida la toma de control efectivo, cuando se haya tomado un conocimiento del concreto del volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades.”

A continuación, el escrito plantea como petición subsidiaria:

“Subsidiariamente, en el caso de que la Comisión Nacional de Energía no compartiera el criterio de esta sociedad y estimara que sí es competente para autorizar la toma de participación, el ejercicio de la función 14ª debería diferirse al momento en que se haya tomado un conocimiento, al menos preliminar del concreto volumen y tipología de activos o participaciones a desinvertir en el marco del Plan de compromisos que esta sociedad presentará a las Autoridades. Se estima que ese momento sería el momento en que el Servicio de Defensa la



Competencia emita su informe, de modo que hasta ese momento debiera no iniciarse o, en su caso, mantenerse suspendido el procedimiento ante la Comisión Nacional de Energía.”

*A la vista del contenido del escrito de Gas Natural y de las peticiones en él contenidas, resulta indubitado que **la operación comunicada supone una toma de participación por parte de una sociedad que realiza actividades reguladas en otra entidad que realiza actividades de naturaleza mercantil** y, en consecuencia, estará sometida, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 63.7, y en la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1, función 14ª, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, a la autorización de la Comisión Nacional de Energía.”*

Y continuaba afirmando esta CNE lo siguiente:

“Por tanto, y una vez sentado que la operación está sujeta a la autorización de la CNE, circunstancia que se comunica a Gas Natural mediante escrito de fecha 16 de septiembre de 2005 por el que se da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 42.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, procede entrar a analizar la petición subsidiaria de Gas Natural SDG, S.A. Y ello, dado que la propia sociedad señala: “en el caso de que la Comisión Nacional de Energía no compartiera el criterio de esta sociedad y estimara que sí es competente para autorizar la toma de participación, el ejercicio de la función 14ª”. Esta aseveración constituye ya una primera manifestación en el momento que comparece el administrado de su voluntad de someter la operación a la potestad autorizatoria de la CNE.

La petición subsidiaria del escrito objeto de análisis se desdobra en dos: la primera relativa a la “no iniciación” del procedimiento y la segunda a la “suspensión temporal” del mismo.



En este sentido, debe ponerse de manifiesto que la solicitud de diferir el procedimiento de la función 14ª hasta la emisión de informe por parte del Servicio de Defensa de la Competencia debe desestimarse, pues tal y como ya se ha señalado en reiteradas ocasiones por la CNE, el ejercicio de la función 14ª y de la función 15ª por este Organismo son dos funciones de naturaleza diferenciada y con objeto distinto, por lo que, el hecho de que la Comisión Nacional de Energía vaya a intervenir, de conformidad con lo previsto en la función 15ª, no constituye razón para obviar el ejercicio de la función 14ª.

Es por ello, que el propio solicitante consciente de la inviabilidad de su petición de diferir el procedimiento a un momento posterior insta la suspensión temporal del procedimiento.”

Finalmente esta CNE concluía lo siguiente:

*“Por lo que se refiere a esta solicitud, debe señalarse, en primer lugar, que esta petición **presupone necesariamente la iniciación por el solicitante del procedimiento**. Sin perjuicio de lo anterior, en cuanto al fondo de la misma, debe señalarse que una vez iniciado el procedimiento, las causas de suspensión se encuentran previstas en el artículo 42.5 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, siendo éstas causas tasadas, por lo que tampoco cabría atender la petición de suspensión en los términos postulados por la peticionaria, al no concurrir los supuestos predeterminados por el legislador.*

A la vista de lo expuesto, y sobre la base de que la operación está sujeta a autorización, cabe entender que el procedimiento se ha iniciado con la presentación del escrito de 7 de septiembre de 2005, escrito que cumple con todos y cada uno de los requisitos contenidos en el artículo 70 de la



Ley 30/1992, de 26 de noviembre, para ser considerado como una petición de iniciación del procedimiento. A estos efectos, el escrito de 7 de septiembre contiene con toda claridad el “nombre y apellidos del interesado”; y “de la persona que lo represente”; “los hechos, razones y petición en que se concrete, con toda claridad, la solicitud”; “lugar y fecha”; “firma del solicitante”; y “órgano, centro o unidad administrativa al que se dirige”.

*En este sentido, debe recordarse que, aún **en el caso de que pudieran existir dudas** acerca de la solicitud de GAS NATURAL SDG, S.A., la **aplicación de los principios indubio pro actione** (STC 104/1997, de 2 de junio) y el **carácter antiformalista** del derecho administrativo, llevarían a idéntica conclusión, pues el mencionado escrito de 7 de septiembre, cumple con todos los requisitos propios de una solicitud de autorización.” (El subrayado de este párrafo es del Consejero que suscribe)*

Y terminaba señalando lo siguiente:

*“Es por todo ello que la Administración debe entrar a conocer la solicitud formulada y **tramitar el procedimiento, practicando los actos de instrucción necesarios para la determinación, conocimiento y comprobación de los datos** en virtud de los cuales debe pronunciarse la resolución, y en definitiva, impulsar de oficio el procedimiento en todos sus trámites, según prevé el artículo 74 de la Ley 30/1992. “ (El subrayado de este párrafo es del Consejero que suscribe).*

Para concluir lo siguiente:

“En consonancia con lo anterior, y sobre la base del citado presupuesto, carece de sentido cuestionar la legalidad de las actuaciones procesales



*subsiguientes, **puesto que las mismas constituyen actos de ordenación del procedimiento** plenamente válidos, como se expondrá en el Fundamento III de la presente Resolución.” (El subrayado de este párrafo es del Consejero que suscribe).*

Efectivamente la argumentaciones expuestas hasta ahora orientadas a impulsar el procedimiento y con muchos trámites entonces todavía pendientes en el procedimiento aconsejaban la decisión de esta CNE de impulsarlo con arreglo al principio “in dubio pro actione”.

Sin embargo, dicha cuestión incidental sobre la presunta nulidad de actuaciones por inexistencia de solicitud del interesado ha sido reiterada por ENDESA, S.A. en cada uno de los escritos presentados en el Procedimiento. Por tanto, culminado en su totalidad la instrucción del mismo, -y agotado por tanto el carácter simplemente instrumental de impulso del procedimiento que entonces dio lugar a la desestimación de la cuestión incidental-, **es ahora en este momento procesal en el que se ha de valorar la cuestión incidental planteada en cuanto a sus efectos sobre el fondo de la cuestión** objeto de este Expediente.

En ese sentido hay que señalar que GAS NATURAL SDG en su escrito de fecha 28 de septiembre 2005, da contestación a dos requerimientos, ambos de fecha 16 de septiembre de 2.005, en los que se comunica y solicita lo siguiente:

- a) En uno de los requerimientos se le comunica que la operación descrita constituye una toma de participaciones en los términos previsto en la función 14^a de la Disposición Adicional Undécima, Tercero, Uno de la Ley 34/ 1.998 de 7 de octubre; se le comunica que el procedimiento tendrá por objeto resolver sobre la autorización a Gas NATURAL SDG para la toma de participaciones en el capital social de ENDESA en la



condiciones que resulten de la liquidación de la oferta pública de acciones presentada ante la CNMV; se le comunica que el plazo para resolver el presente procedimiento es de un mes a contar desde la fecha en la que la solicitud del interesado ha tenido entrada en el Registro de la Comisión, es decir, desde el día 7 de septiembre de 2005; y por último se le requiere, con arreglo a lo previsto en el art. 71.1 en relación con el 32.4 de la Ley 30/92 de 26 de Noviembre aporte como documentación el poder de representación del compareciente D. Manuel García Cobaleda. También se solicita que se aporte copia del folleto explicativo de la oferta públicas de adquisición de acciones sobre ENDESA y documentación adicional presentada ante la CNMV que consideren oportuna, así como cualquier otra información de interés para esta Comisión.

- b) En requerimiento independiente esta CNE también le solicita información específica en relación con el ejercicio de la función 14ª con arreglo a lo realizado en precedentes anteriores complete documentación aportada.

Gas Natural contesta en los siguientes términos:

*“Atendiendo el requerimiento que se hace en la primera comunicación al amparo del art. 71.1, en relación con el art. 32.4 ambos de la Ley 30/1.992, de 26 de Noviembre, se acompaña como Anexo **copia autorizada del poder de representación** de D. Manuel García Cobaleda y del compareciente. (El subrayado es nuestro)*

Atendiendo el requerimiento de aportación de documentación que se contiene en la segunda comunicación, al amparo de lo dispuesto en la art. 78 de la Ley 30/92 de 26 de Noviembre, se proporciona la



Comisión
Nacional
de Energía

información solicitada siguiendo el orden establecido en el requerimiento (..). “

Además GAS NATURAL SDG añade:

***“La presente solicitud de autorización** se entiende sin perjuicio de la posterior intervención de la Comisión Nacional de Energía en relación con la transmisión de activos, una vez haya finalizado el proceso de adquisición y se haya producido el control sobre ENDESA, S.A.”* (El subrayado es del Consejero que suscribe)

El tenor literal de la expresión “la presente solicitud de autorización”, - recordemos que dicho escrito se presenta ante esta CNE con fecha 28 de septiembre de 2.005-, en lugar de la expresión “el presente procedimiento de solicitud de autorización” parece que puede inducir a confusión respecto a si GAS NATURAL SDG tiene por tal el propio escrito de fecha 28 de septiembre, junto con la documentación que lo acompaña.

Esta CNE ha tenido hasta ahora como solicitud de la autorización el escrito de fecha 5 de septiembre, presentado en correo administrativo el 6 de septiembre, que se presenta en Registro de esta CNE el 7 de septiembre como copia adjunta de un escueto escrito de fecha 7 de septiembre, y también había tenido hasta ahora como fecha de inicio de la solicitud la de 7 de septiembre de 2.005.

Y en ese sentido, la única aclaración adicional que aporta GAS NATURAL SDG sobre la alegación de nulidad realizada por ENDESA es la que se contiene en su escrito de alegaciones finales de fecha 3 de Noviembre de 2.005 en el que textualmente manifiesta lo siguiente:

“El presente procedimiento en el seno de la CNE al amparo de la Función 14ª se ha iniciado a instancia de GAS NATURAL.



Efectivamente, el punto de partida que determinó el arranque de la actuación administrativa de la CNE es el escrito de GAS NATURAL de fecha 6 de septiembre en el que se ponía en conocimiento del organismo regulador la OPA de GAS NATURAL sobre ENDESA.

A tal fin, la CNE requirió en escrito recibido por GAS NATURAL el 16 de septiembre, la información precisa para la instrucción del procedimiento administrativo de la denominada Función 14ª.

GAS NATURAL atendió dicho requerimiento de la CNE y presentó escrito de fecha 28 de septiembre de 2005, en el que se aportó la documentación solicitada y expresamente declaraba que "la presente solicitud de autorización se entiende sin perjuicio de la posterior intervención de la Comisión Nacional de la Energía en relación con la transmisión de activos, una vez haya finalizado el proceso de adquisición y se haya producido la toma de control sobre ENDESA, S.A."

No se puede obviar la aplicación al procedimiento administrativo del principio pro actione que postula a favor de la mayor garantía y de la interpretación más favorable al ejercicio del derecho, en este caso de GAS NATURAL, a obtener la autorización, bajo la Función 14ª y, por lo tanto, en el sentido de asegurar, en lo posible, más allá de forzados formalismos, una decisión sobre el fondo de la cuestión objeto del procedimiento" (Todo el subrayado es del Consejero que suscribe)

Se plantea por parte de ENDESA S.A. que es constatable en el Expediente la total ausencia de voluntad por parte de GAS NATURAL S.D.G. de tener por iniciado el mismo. Por un lado, por las propias manifestaciones y peticiones contenidas en el escrito inicial, que ya han quedado referidas. Por otro lado, porque se constata la total ausencia de manifestación de voluntad por parte de Gas Natural S.D.G. aclarando la cuestión en sentido afirmativo y, en su lugar, se limita a cumplir los requerimientos de entrega de documentación que viene formulando la CNE.



Sin embargo no es esa la cuestión que incita a la duda. La manifestación de GAS Natural SDG de tener por realizada la solicitud debe predicarse al menos respecto al escrito de fecha 28 de septiembre ya citado. Por lo tanto la duda surge respecto a la opinión mantenida hasta ahora por la propia CNE de tener como escrito de solicitud y como fecha de inicio del Expediente la fecha de 7 de septiembre de 2.005. Las expresiones de GAS NATURAL SDG no son definitivas ni contundentes para aclarar la duda y, por tanto, procede analizar si la posible discrepancia de fechas y escritos para ser tenidos en cuenta como solicitud de autorización pueden tener efecto sobre el fondo de la cuestión. Lo comentamos en el siguiente apartado.

Dos.- El principio de congruencia y su aplicación al fondo de la cuestión que nos ocupa.

Resultando indiscutido el tenor literal del escrito de fecha 21 de septiembre de 2005 y 30 de septiembre 2005, que expresamente solicita a esta CNE que no inicie el presente procedimiento, procede por tanto analizar si concurre el supuesto de hecho denunciado por ENDESA de inexistencia de declaración de voluntad de tener por solicitada la autorización que es objeto del presente procedimiento. En ese sentido, es preciso señalar que efectivamente GAS NATURAL S.D.G. no parece haber manifestado en ningún momento durante toda la instrucción procesal, de forma clara e indubitada, que debe tenerse por solicitud de autorización el escrito que esta CNE ha señalado como de fecha 7 de septiembre de 2.005 o escrito inicial, lo que hubiera confirmado sin género de duda que debía tenerse por acertada y pacífica la interpretación de voluntad que ha realizado esta CNE. En su lugar las expresiones de GAS NATURAL SDG sobre esta cuestión resultan interpretables y suscitan dudas sobre si está considerando como de efectivo inicio y concreta solicitud el escrito de fecha 28 de septiembre de 2.005.



Y la cuestión no es baladí porque es la que permite concretar los términos de la operación para los cuales se solicita la autorización de esta CNE. Y es una cuestión esencial y principal que está siendo discutida por la otra parte personada, ENDESA y que no obedece a juicio de este Consejero de “forzados formalismos”, con contrargumenta GAS NATURAL SDG, sino que se refiere a cuestiones que pueden tener trascendencia en cuanto al fondo de la cuestión que se plantea en el Expediente.

La cuestión es de tal trascendencia que sería tanto como dejar a la simple voluntad de GAS NATURAL SDG el que le sean exigibles las condiciones impuestas por esta CNE, - aunque este Consejero duda seriamente de la eficacia y utilidad de las consideradas por el Voto Mayoritario-y, por tanto, la mitigación de los riesgos y efectos negativos apreciados de forma unánime en el Consejo de esta CNE en relación con la operación analizada.

Hay que recordar que con ocasión del trámite de otro Expediente en que el interesado también mantenía opinión contraria o dudosa sobre la de esta CNE sobre la necesidad de solicitar la autorización de la función 14^a, el interesado NATURCORP terminaba su escrito de fecha 31 de Octubre de 2.003 en los términos siguientes *“para el supuesto de que, de conformidad con la Disposición Adicional undécima, Tercero 1, función decimocuarta, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la operación de fusión mencionada, o la constitución de nueva sociedad, requiera autorización de la Comisión Nacional de Energía, **por medio del presente escrito, viene, en efecto, a solicitarla**”*.

Por ello, en el caso que nos ocupa, la falta de manifestación expresa y concluyente por parte de Gas Natural S.D.G. sobre cual ha de ser el escrito que se tenga por solicitud de autorización, obligaba a esta CNE a salir de dudas requiriendo a GAS NATURAL SDG, con arreglo a lo previsto en el art. 42.5. apartado a) de la Ley 30/1992 de 26 de Noviembre. Máxime cuando consta la controversia entre las partes sobre el particular en los términos que



se han citado y cuando se ha tenido diferentes oportunidades para despejar las dudas sobre lo acertado o no de la decisión de esta CNE interpretando el sentido y la voluntad implícita de GAS NATURAL S.D.G., -la última de ellas en su escrito de alegaciones de fecha de 3 de noviembre de 2.005-, y una vez que el objetivo de impulso procesal que motivo la primera decisión preliminar de esta CNE ya ha cumplido plenamente ya que el proceso ha de tenerse por concluido.

Tres.- La necesidad de contar con el Informe de la CNMV sobre la necesidad legal o no de dar inicio a OPAS sobrevenidas.

Se viene insistiendo por ENDESA en la necesidad de dar lugar a OPAs sobrevenidas y el aumento de las necesidades financieras que ello supondrían cifradas en 6.000 millones de euros. Aporta en apoyo de su tesis dictámenes jurídicos de diferentes Doctores en derecho que sustentan tales tesis.

Por otro lado ENDESA ha solicitado de forma reiterada en sus escritos de alegaciones que se practique como prueba la siguiente la solicitud de informe de la CNMV y a la Superintendencia de Valores de Chile, con dictamen sobre el particular.

Y el Consejero que suscribe en su Voto Particular formulado a la Resolución de esta CNE que denegaba dicha prueba ya expuso los precedentes con lo que esta misma CNE accedió a la práctica de pruebas una vez iniciado el periodo de audiencia.

No hace falta mayores argumentaciones para llegar a comprender que de ser ciertas las alegaciones de ENDESA la operación se encontraría sometida aun riesgo muy significativo, por lo que de producirse tan circunstancia surgirían nuevas necesidades de desinversión, que ahora no se explicitan.



Tratándose de una cuestión de tanta trascendencia incluso para la viabilidad financiera de la operación en los actuales términos en los que está planteada, debió accederse al dictamen solicitado por ENDESA o, en su defecto, haber considerado en los cálculos financieros y los posibles efectos negativos de la operación las contingencias derivadas de la posibilidad de que dichas OPAS sobrevenidas deban de tener lugar. Sin embargo la pretensión en cuanto al fondo, si proceden o no OPAS sobrevenidas y el efecto que se derivaría de ello, ni siquiera se ha considerado en la Resolución.

Cuatro.- La necesidad de contar con las autorizaciones para la transmisión de las instalaciones de transporte y distribución que son objeto de la denominada “reorganización societaria”.

La transmisión de instalaciones de transporte y de instalaciones de distribución están sujetas al régimen autorizatorio previsto en los arts 36 y 40 de la Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico y en los arts 67 y 73 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Así se determina lo siguiente en la Ley eléctrica:

“Art. 36. Autorización de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

1. La construcción, explotación, modificación, transmisión y cierre de las instalaciones de transporte contempladas en el artículo 35.1 requerirá autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo.

Art. 40. Autorización de instalaciones de distribución.

1. Estarán sujetas a autorización administrativa la construcción, modificación, explotación y transmisión y cierre de las instalaciones de



distribución de energía eléctrica, con independencia de su destino o uso”.

Así se determina lo siguiente en la Ley de hidrocarburos:

“Artículo 67. Autorizaciones administrativas.

1. Requieren autorización administrativa previa, en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo, la construcción, explotación, modificación, y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte reseñadas en el artículo 59, sin perjuicio del régimen jurídico aplicable a los almacenamientos subterráneos de acuerdo con el Título II de la presente Ley.

La transmisión de estas instalaciones deberá ser comunicada a la autoridad concedente de la autorización original.

Artículo 73. Autorización de instalaciones de distribución de gas natural

2. Estarán sujetas a autorización administrativa previa, en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo, la construcción, modificación, explotación y cierre de las instalaciones de distribución de gas natural con independencia de su destino o uso.

La transmisión de estas instalaciones deberá ser comunicada a la autoridad concedente de la autorización original”.

Los expedientes autorizatorios tramitados en esta CNE se han tramitado con carácter previo a la transmisión de las instalaciones y con carácter de informe preceptivo antes de que la administración competente, en el caso de las instalaciones de transporte, el Gobierno, pueda otorgar la autorización.



En el caso que nos ocupa, a esta CNE no le consta siquiera se haya llegado a solicitar las autorizaciones descritas en las administraciones competentes. Más bien consta lo contrario, ya que según documentación aportada por ENDESA al procedimiento, la Comunidad Autónoma de Madrid ha abierto un expediente sancionador precisamente como consecuencia de dicha falta de solicitud de autorización en relación con las instalaciones que son de su ámbito competencial.

En esas circunstancias, era absolutamente procedente que esta CNE hubiera accedido a la solicitud de ENDESA de que se requiera a GAS NATURAL para que aporte las citadas autorizaciones, ya que de lo contrario, cualquier opinión o decisión que pueda adoptar esta CNE sobre la citada operación de transmisión es absolutamente extemporánea e improcedente al tratarse de materia que no es de su competencia.

En este sentido se cita el precedente de NATURCORP para argumentar que en dicho precedente no se solicitaron dichas autorizaciones

El Consejero que suscribe no puede estar de acuerdo con dicha tesis por las siguientes circunstancias:

1.- Porque la operación propuesta por NATURCORP era un proyecto de futura transmisión de instalaciones de transporte y distribución, mientras que la actual reorganización societaria de GAS NATURAL SDG se presenta como una operación ya consumada al día de hoy y con efectos retroactivos a 1 de Octubre de 2.005.

Precedente NATURCORP:

“1º) En el escrito de NATURCORP I, S.A. de fecha 31 de octubre de 2003 se indica que, el día anterior a dicha fecha, los administradores de



NATURCORP I, S.A. NATURCORP MULTISERVICIOS, S.A.U., GAS DE ASTURIAS, S.A.U., SOCIEDAD DE GAS DE EUSKADI, S.A. GAS FIGUERES, S.A.U. y DONOSTIGAS, S.A. procedieron a elaborar y suscribir el Proyecto de Fusión de las citadas sociedades. Se señala, que tras la fusión, se propondrá al Consejo de Administración de la sociedad absorbente la creación de una nueva sociedad que agrupe a todas las actividades de distribución y transporte en favor de una sociedad de nueva creación, propiedad 100% de NATURCORP I, S.A. “

2º.- Porque la cuestión de las autorizaciones que pudieran necesitarse en el futuro no fueron objeto de controversia ni en el Expediente ni fuera de él, por lo que esta CNE no entró a valorar dicha cuestión. En el presente Expediente ya se trata de autorizaciones que ya deberían constar como concedidas en la medida en que la transmisión de instalaciones no se difiere al futuro sino que se presenta como ya realizada. Por otro lado la cuestión si se ha sometido al debate y a al controversia y finalmente consta aportada documentación al expediente que acredita la existencia de al menos un expediente sancionador abierto por una Comunidad Autónoma, en concreto la Comunidad Autónoma de Madrid, precisamente por la falta de dicha autorización en los que se refiere a las instalaciones de distribución y transporte, competencia de dicha Comunidad Autónoma.

A mayor abundamiento, desde la perspectiva de la existencia d riesgos y efectos negativos, resulta evidente que la no obtención de las autorizaciones con carácter previo a la trasmisión jurídica o, lo que aun es peor, la existencia de litigiosidad sobre la cobertura jurídica de dichas transmisiones introduce un claro riesgo e incertidumbre sobre el conjunto del sistema de liquidaciones del sistema de transporte y distribución de gas en España.



Y esta incertidumbre no sólo va a afectar a Endesa y Gas Natural sino que afecta al conjunto del sistema y puede ser objeto de litigio por cualquiera de los agentes que en el operan, lo que puede convertir el expediente en una espiral de contingencias y reclamaciones cuyo final es difícil de prever en las actuales circunstancias de incertidumbre regulatoria. Mas adelante nos ocuparemos con más detalle de esta circunstancia.

Por ahora, baste con concluir que debió suspenderse el procedimiento hasta que Gas Natural hubiera aportado las autorizaciones administrativas preceptivas en relación la transmisión de instalaciones de transporte y distribución o, en su defecto, haber adoptado esta CNE como condición suspensiva de la operación la necesidad de obtener previamente las referidas autorizaciones administrativas.

Quinto.- La necesidad de contar con informe de la CNMV sobre la existencia o no de asistencia financiera a la OPA.

Se denuncia por parte de ENDESA la posible ilegalidad de la venta de activos de ENDESA planteada por GAS NATURAL para articular su OPA.

Por tanto, tratándose de una cuestión de estricta naturaleza bursátil debe ser la CNMV, -y en última instancia el orden jurisdiccional mercantil-, la que determine si se produce el vicio de nulidad planteado por ENDESA, no correspondiendo a esta CNE pronunciamiento alguno sobre fondo del asunto. Pero no es menos cierto que la incertidumbre sobre cual pueda ser el pronunciamiento de la CNMV o de los Tribunales de Justicia sobre la cuestión planteada somete al conjunto del proceso, -y, por tanto, al nuevo diseño de las actividades reguladas que resulten del proceso de OPA si ésta tiene éxito-, a un grado de incertidumbre y riesgo que debió aminorarse solicitando el previo conocimiento de la opinión de la >CNMV sobre la controversia planteada y por

tanto del grado de probabilidad de que la contingencia más negativa pueda llegar a producirse.

Sexto.- La necesidad de contar con informe del Tribunal de Defensa de la Competencia sobre el carácter colusorio o no del Acuerdo firmado entre GAS NATURAL S.D.G. e IBERDROLA, S.A.

Se plantea por parte de ENDESA la posible ilegalidad del Acuerdo de Venta de activos entre GAS NATURAL.

Esta CNE no tiene competencia para realizar declaración alguna en el sentido pretendido por ENDESA, que correspondería al Órgano Regulador que tiene asignada la función de velar por el libre mercado en España, esto es, al Tribunal de Defensa de la Competencia. Tratándose además las cuestiones planteadas de doctrina regulatoria sobre competencia y no de cuestiones que guardan relación con normativa sectorial específica del sector energético se hace aún más difícil a esta CNE mantener una opinión sobre la controversia suscitada. Y dicha incertidumbre podía haber sido parcialmente despejada con sólo solicitar el informe elaborado por el Servicio de Defensa de la Competencia de fecha 7 de Noviembre, para una vez procedido a su estudio, haber podido dejar sentadas algunos elementos de mayor certidumbre sobre el grado de probabilidad de que la denuncia planteada por ENDESA pudiera llegar a prosperar.

Hay que recordar que esta CNE ya valoró el riesgo que entraña no tener bien definido el proceso de desinversiones que también entonces se proponía. Así dejó declarado lo siguiente:

“Sobre los riesgos en relación con el sistema gasista de actividades reguladas para llevar a cabo las desinversiones



Para evitar los riesgos asociados al proceso de desinversión durante el periodo transitorio ha de garantizarse que las empresas que se van a desinvertir sean gestionadas de manera independiente del grupo empresarial durante el periodo de desinversión. Igualmente, el proceso de desinversión se debe realizar en un plazo lo más breve posible, en condiciones de transparencia y no discriminación y en cualquier caso atendiendo a los criterios de competencia que se consideren oportunos.

Una ausencia de independencia de los gestores de redes o un plazo inadecuado en la desinversión, puede provocar un funcionamiento no adecuado del sistema gasista.

Como posibles medidas se propone por la Dirección de Gas establecer un mecanismo de gestión autónoma del conjunto de los activos que se proponen desinvertir. Este mecanismo se diseñará de acuerdo al principio de independencia y correcta gestión de los activos sujetos a desinversión, de forma que conserven las características industriales que los definen en el momento de la operación y puedan continuar desarrollando sus funciones, tanto durante el periodo transitorio (de forma autónoma respecto de la entidad resultante de la operación) como una vez enajenados.

En consecuencia, en caso de que la operación se llevara a cabo, Gas Natural SDG debería, según la Dirección de Gas, presentar la forma y criterios con que se realizará el proceso de desinversión, así como el plazo en el que se debe realizar. La Comisión informará los citados criterios para su remisión al organismo competente”.

En el correspondiente apartado se analizarán las cuestiones que hacen difícilmente viable el mecanismo propuesto por la Dirección de Gas.



Es cierto que en esta ocasión se ha intentado una solución que pudiera mitigar los riesgos observados en el pasado, pero una vez más se constata que la opción elegida no está exenta de riesgos, incertidumbres y nuevas contingencias. Quizás hubiera bastado que el comprador de los activos no fuera el segundo de los principales operadores del sector eléctrico, - o al menos no el único comprador sobre la totalidad de los activos a desinvertir- para que muchas de las actuales incertidumbres sobre dicho Acuerdo de inversión se hubieran mitigado considerablemente.

Por todo ello, esta CNE debió solicitar opinión al Tribunal de Defensa de la Competencia, o en su defecto debió solicitar el informe del Servicio de Defensa de la Competencia de fecha 7 de Noviembre de 2.005 o, en su defecto, contemplar todos sus cálculos sobre ratios financieros, necesidades de inversión y otros efectos derivados de la operación considerando también la posibilidad de que dichas operaciones de desinversión no pudieran llegar a realizarse en la forma prevista como consecuencia de la incertidumbre existente sobre la validez o no de los acuerdos adoptados por dichas dos compañías.

En conclusión y como resumen de todo el capítulo de cuestiones previas que debieron ser resueltas y valoradas en la Resolución, al no haberlo hecho así genera inexistencia de certidumbre suficiente sobre dichas cuestiones, - certidumbre que debió obtenerse de las autoridades españolas competentes sobre cada una de las cuestiones planteadas-, transmuta en riesgo y, además, en riesgo significativo como se argumentará más adelante en el correspondiente apartado, las cuestiones que no han sido despejadas en el actual momento procesal con carácter previo a la autorización.

Lo que no podía hacerse, a juicio de este Consejero, es dejar esta CNE irresueltas en su Resolución algunas de las referidas pretensiones y, al mismo tiempo, dictar Resolución contraria a la parte que se proponía tales pruebas,



Comisión
Nacional
de Energía

porque tal situación puede ser generadora de indefensión prohibida en el art. 24.1º de la Constitución Española.

En Madrid, once de noviembre de dos mil cinco.

Consejero D. Francisco Javier Peón Torre.