



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOBRE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN
DE CONTINUACIÓN DEL PROCEDIMIENTO
ADMINISTRATIVO DE LA CENTRAL QUE ENDESA
PLANEA CONSTRUIR EN TARRAGONA**

3 de octubre de 2000

INFORME SOBRE LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE
CONTINUACIÓN DEL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO DE
LA CENTRAL QUE ENDESA PLANEA CONSTRUIR EN
TARRAGONA

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el día 3 de octubre de 2000, en el ejercicio de las funciones que le atribuye la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el artículo 16 del RDL 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. ANTECEDENTES

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios establece en su exposición de motivos que el objetivo fundamental del citado Real Decreto-Ley es el de aumentar la capacidad de crecimiento potencial y la productividad de nuestra economía como bases del proceso de convergencia de los niveles de renta y empleo con los del resto de países de la Unión Europea.

Como instrumentos para conseguir estos objetivos el Gobierno, entre otras medidas, profundiza en la liberación de los mercados energéticos.

Entre las diversas medidas que se adoptan en este campo para incrementar la competencia efectiva, cabe citar, por su relación con el expediente que se informa, el artículo 16, en donde se establece la limitación

del incremento de nueva potencia instalada a los grupos eléctricos que ostentan una cuota significativa.

Con fecha 17 de julio de 2000, tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía, escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas, adjuntando copia de los escritos dirigidos a Endesa, S.A. e Iberdrola, empresas a las que les afecta el artículo 16 del Real Decreto-Ley 6, sobre la situación administrativa de las centrales de ciclo combinado afectadas por la nueva disposición transitoria. Los proyectos de Castejón (400 MW), Castellón (800 MW), Santurce (400 MW), Bahía de Vizcaya (800 MW, 25% de Iberdrola) y Escombresas (800 MW) de Iberdrola y Besós (780 MW), Cádiz (390 MW) y Guadaira (390 MW) de Endesa, S.A. han finalizado el trámite de información público. Por su parte, los proyectos de Aceca (800 MW) y Tarragona (400 MW), en los que Iberdrola posee el 50% y Tarragona (420 MW), Málaga (390 MW), Guadarranque (1.170 MW), Torrelavega (420 MW), Colón (420 MW) y Puentes (800 MW) de Endesa, S.A. son proyectos cuya tramitación queda suspendida.

2. PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO

Con fecha 17 de julio de 2000, tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía, escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas, solicitando a esta Comisión informe, sobre la petición de Endesa Generación, S.A. de ser autorizado a continuar con el trámite de información pública para la central de ciclo combinado de 400 MW que tiene previsto construir en el Polígono Industrial de Tarragona-Sur, para el suministro de energía eléctrica, vapor y agua desmineralizada a las instalaciones de DOW CHEMICAL en dicho polígono industrial.

Con fecha 26 de julio de 2000, la Comisión Nacional de Energía remitió escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, indicando que el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión celebrada el 21 de julio de 2000, había acordado a fin de emitir el informe preceptivo y en razón de que la petición de informe no había sido precedida de otros trámites, iniciar un trámite de información pública a los interesados, por lo cual debía de interrumpirse el plazo para la emisión del informe de diez días

previsto en el artículo 6 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía.

En concreto, se ha solicitado información a Intergen, Dow Chemical, Conoco, Iberdrola, Energía Cartagena SRL, Gas Natural, Entergy, BP Amoco, Enron España Generación, Endesa Generación, Grupo El Corte Inglés, Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica, OMEL, REE, Unión Fenosa, Repsol, OGDEM, Nueva Generación del Sur, UCE, SKS Energy Trading SA, Comité de Agentes de Mercado, ACE, Guadalcaçín Energía, Bizcaia Energía Electricidad, Bizcaia Energía (BE-SENER), Edison Mission Energy, Hidroeléctrica del Cantábrico, APPA, ASEME, CIDE, AEGE, Comunidad Autónoma de Cataluña y Federación Empresarial de la Industria Química Española.

3. CONSIDERACIONES

3.1. Consideraciones generales

1. El Real Decreto Ley 6/2000 identificó un problema de estructura en el actual mercado de producción eléctrico, estableciendo una serie de medidas encaminadas a evitar un aumento de la capacidad de los dos grandes agentes y a posibilitar en el medio y largo plazo una disminución de las cuotas de los mismos.
2. Esta Comisión considera que el mecanismo previsto en el citado Real Decreto va en la dirección adecuada - de hecho fue propuesto al Ministerio dentro de un paquete de posibles medidas de liberalización – pero sus efectos podrían diluirse si se realizan interpretaciones del mismo que vulneren su espíritu. La opción que establece el citado Real Decreto (limitación al incremento de capacidad) puede considerarse de muchísimo menor impacto que otras posibles que se pudiesen haber adoptado (por ejemplo medidas de desinversión obligatoria como las realizadas en otros países). Además, dentro de dicha opción, el impacto sobre las dos grandes empresas se suaviza ya que, por un lado, se les permite proseguir con algunas centrales que ya habían finalizado el trámite de información pública y, por otro lado, no se les

impide proseguir su proceso de renovación del parque de generación al permitírseles construir nuevas centrales, siempre que se deshagan de potencia equivalente mediante venta o cierre de instalaciones.

3. Las dos grandes empresas llevan más de dos años configurando lo que sería su ciclo inversor de medio y largo plazo. De hecho, parte de las solicitudes de autorización ya presentadas van más allá de los plazos establecidos en el Real Decreto Ley (año 2003 para IBERDROLA y 2005 para ENDESA). Permitir proseguir los trámites a todos los proyectos presentados por las dos empresas no alteraría su proceso normal de crecimiento, por lo que sería probable el mantenimiento en el tiempo de sus actuales cuotas de participación, con lo que se estaría vulnerando el espíritu del Real Decreto Ley, sobre todo para IBERDROLA, que ya ha visto cómo se le autorizaban, por haber finalizado el trámite de información pública, 2.600 MW de nueva capacidad, limitándosele únicamente el proceso en dos centrales de propiedad compartida. En el caso de ENDESA, se le permite proseguir el trámite para casi 1.600 MW, y se le paraliza el proceso para 3.620 MW, de los cuales 420 MW corresponden a la central de Tarragona.
4. Si se ha detectado un problema en la estructura del mercado ¿por qué el Real Decreto Ley propugnado como respuesta a dicho problema no realizó la limitación de crecimiento taxativamente, permitiendo tres excepciones al principio general? A continuación se presenta la interpretación de la CNE a las causas que subyacen en la normativa publicada.
5. El primer párrafo del apartado 2 del artículo 16 del Real Decreto Ley (primera excepción), al permitir proseguir a aquellas centrales que ya hubiesen finalizado el trámite de información pública, viene a reconocer que la finalización del mismo puede haber desencadenado determinadas actuaciones que pudiesen implicar compromisos con un mayor grado de firmeza y garantía jurídica que aquellas que no hubiesen finalizado dicho trámite. Solo dicha interpretación permite justificar proseguir el trámite de 4.200 MW de los dos agentes con mayor cuota, sin someter esta capacidad al filtro que representa el segundo párrafo del apartado dos que se explicará con posterioridad. De ser correcta esta interpretación de la voluntad del Legislador, quedaría por

entender los motivos que le llevaron a establecer como frontera de firmeza el hito de finalizar el trámite de información pública y no el de obtención de la autorización administrativa u otro diferente, cuestión que, por estar ya promulgada la normativa y no ser objeto de interpretación, escapa del ámbito de este informe.

6. El apartado 3 del citado artículo (segunda excepción) posibilita que las dos empresas afectadas puedan introducir tecnologías eficientes en su parque de generación, ya que se obliga a las empresas a vender o cerrar potencia equivalente a la nueva capacidad. No obstante, cabe señalar que la entrada en funcionamiento de centrales eficientes sustituyendo a centrales antiguas lleva en la práctica a que se aumente la cuota de mercado de energía aunque se respete la cuota en potencia instalada, ya que la nueva central funcionará más intensamente que la cerrada o enajenada.
7. Finalmente el segundo párrafo del apartado 2 (tercera excepción) establece una salvaguarda para que, en hipotéticos casos que pudiesen plantearse, se pueda permitir proseguir el proceso autorizador de las centrales que no habían finalizado el trámite de información pública en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto Ley.
8. El presente informe debe enmarcarse, por lo tanto, en el análisis de esta última excepción contemplada en la normativa, tratando de identificar los mencionados casos hipotéticos que permitirían acogerse a la misma (*"...atendiendo a la estructura del mercado de generación y a las necesidades de potencia instalada del sistema eléctrico"*).

3.2. El aumento de la competencia. Consideraciones sobre la estructura actual del mercado

1. Algunos de los principales comentarios recibidos en el trámite de información abierto por la CNE con relación a la estructura del mercado, son los siguientes:
 - *"...Al limitar la cuota de mercado de los actuales generadores en régimen de oligopolio, los precios del mercado podrán ser fijados como consecuencia de las fuerzas del libre mercado en lugar de serlo por el poder de mercado detentado por las*

dos compañías que actualmente fijan la mayoría de las tarifas de generación en pool...La instalación de plantas nuevas tardará años en desarrollarse y al ritmo que implica el nuevo Real Decreto la disminución real del poder de mercado detentado por las empresas oligopolísticas tardará décadas...De hecho es muy poco probable que las compañías afectadas pudieran desarrollar más proyectos de los que actualmente tienen en proceso durante los próximos 3-5 años...El permitir la continuación del proyecto sin la venta al mercado de activos de ENDESA implicaría una distorsión más de las intenciones del Real Decreto...”.

- “...Respecto a...la estructura del mercado de generación, la Compañía solicitante tiene en la actualidad...un 43,09% de potencia instalada en territorio peninsular y de un 94,66% en la zona catalana...”.
- “...En nuestra opinión, la estructura del mercado...como criterio recogido en el 2º párrafo del Artículo 16.2, debería prevalecer a la hora de decidir la oportunidad de continuar los trámites de autorización para lo cual entendemos, que además se debería de estimular e impulsar nueva potencia instalada por los agentes con menor cuota de mercado, promoviéndose la contribución de cuota como es el caso de la sociedad creada por Cepsa y Unión Fenosa Generación...”).
- “Se opone a la petición formulada ...para continuar con el procedimiento de autorización referenciado en base a la estructura del marco en que en la actualidad se desenvuelve el mercado de producción...que se caracteriza por el alto grado de concentración...y a que la instalación propuesta no resulta necesaria atendiendo a la potencia instalada...En definitiva, la estructura de mercado español...aconseja la denegación de la petición formulada para avanzar, tal como señala la exposición de motivos del RD Ley 6/2000 en la introducción de competencia.”)
- “...Desde el punto de vista del consumo, cuanto más oferta mejor, sea de quien sea, luego la AEGE está a favor de una opinión positiva del CAM. Sin embargo, desde la perspectiva de la normativa vigente, la decisión es contraria al sentido de limitar la capacidad global de la empresa, luego deberá argumentarse sólidamente esa posible opinión positiva....Si se acaba en posiciones individuales (frente a opinión mayoritaria del CAM) es positiva a la nueva central...”.
- “...En nuestra opinión, la estructura del mercado...como criterio recogido en el 2º párrafo del Artículo 16.2, debería prevalecer a la hora de decidir la oportunidad de continuar los trámites de autorización para lo cual entendemos, que además se debería de estimular e impulsar nueva potencia instalada por los agentes con menor cuota de mercado. La medida de mantener el 40% de la potencia eléctrica instalada, en nuestra opinión, por lo tanto, debe verificarse y cumplirse correctamente...”

- *“... solo cabe expresar que, asumiendo que los procedimientos establecidos, permisos, licencias, etc. necesarios para poner en operación una planta se aplican con la misma diligencia para todos los solicitantes en el mercado, y a menos que el Legislador introduzca consideraciones de excepción por razones de interés general...siempre y cuando este las informe con la antelación necesaria para garantizar un procedimiento racional de evaluación de inversión, no creemos que corresponda oponer consideración alguna a la iniciativa de ENDESA...”.*
- *“...apoyamos igualmente la puesta en marcha de iniciativas (nueva central de ENDESA) que incidan en un incremento de la competencia en el sector...”*
- *“En este momento, se está dando prioridad sobre la capacidad de la red disponible a los grandes generadores españoles para construir centrales nuevas y estratégicamente situadas. Al ofrecer el cierre de 3000 MWe en la planta existente (sic), Endesa espera su reposición con una nueva capacidad de generación, que podría significar el desarrollo de siete u ocho nuevas centrales. Desde cualquier punto de vista, esto representa un programa muy amplio para un solo operador y ciertamente, no va a favorecer que los nuevos competidores se animen, como ha sido la intención del reciente Real Decreto....Tarragona es un área que hemos identificado como particularmente interesante....Por este motivo, quedaríamos muy decepcionados si Endesa consigue la autorización para incrementar su cuota de mercado en esa área, lo que significaría limitar las posibilidades de incrementar la competencia...”*
- *“...Entendemos por ello que, en tanto en cuanto no se demuestre, mediante un informe independiente y riguroso, la concurrencia de alguna de las excepciones contempladas en el artículo 16.2, la continuidad..del trámite...es contraria al espíritu y letra del mismo. “*
- *“Como continuación de nuestra carta de 28 de julio...queremos aclararles que no está prevista ninguna nueva solicitud de excepción a lo dispuesto en el artículo 16.1 del Real Decreto Ley 6/2000, al amparo del artículo 16.2. Las razones de esta excepción se encuentran en los fundamentos de la petición que relacionábamos en nuestra carta, sin que existan otros proyectos en curso que requieran una petición inicial”.*
- Otros señalan que no tienen ninguna observación relevante que realizar. Entergy indica que tienen como política no comentar el progreso de proyectos promovidos por sus competidores.

2. En lo que a estructura de mercado se refiere, y dado el poco tiempo transcurrido, ésta sigue siendo la misma que provocó la promulgación del

citado artículo 16, por lo que si se introdujo una limitación al crecimiento en el mes de junio, la situación en septiembre sigue siendo igual, ya que no se han presentado nuevos proyectos de otros agentes, respecto a los ya existentes en junio, que permitan prever que, ante su entrada, se disminuyan significativamente las cuotas de ENDESA e IBERDROLA en los próximos 3 o 5 años.

3. Puede observarse que, en general, la principal oposición a continuar el trámite proviene de los competidores potenciales, tanto nuevos como actuales (a excepción de la otra empresa a la que es de aplicación la limitación de aumento de potencia).
4. Por lo tanto, si la valoración se hiciese únicamente desde el punto de vista de la estructura de mercado, esta Comisión informaría desfavorablemente la continuación del trámite de autorización de la central.

3.3. La fiabilidad del sistema. Consideraciones sobre las necesidades de nueva capacidad.

1. Con relación a las necesidades de nueva potencia, aunque la situación es también la misma que en el mes de junio, siguen existiendo las mismas incertidumbres que entonces, por depender dicha situación de factores tan complejos de prever como la demanda, la hidráulicidad, las tasas de fallo, las decisiones de cierre de centrales, las de inversión en nueva capacidad, de trámites administrativos, precios en el mercado eléctrico y en los mercados de combustibles, etc. Es previsible que, por la urgencia con que se tramitó la nueva normativa, no se haya realizado una valoración de este segundo condicionante, ya que, de haberlo conocido con certeza, o bien se habría autorizado a las centrales a proseguir el trámite ya iniciado - si se hubiese previsto déficit de potencia – o bien se habría suprimido el segundo párrafo del apartado dos – si no se previesen problemas de capacidad en el futuro. En cualquier caso, la redacción de la normativa sobre este asunto deja muy abierto el condicionante de la necesidad de nueva potencia en el sistema por problemas de cobertura.

2. La lógica indicaría que las centrales a las que afecta el segundo párrafo del apartado dos, y cuyo trámite ya han abierto, procedan de manera inmediata a solicitar la continuación del trámite ya iniciado. En ese caso, que corresponde con el objeto del presente informe para la central de Tarragona, el análisis solo se basará en el segundo condicionante – posibles problemas de potencia en el futuro. En aquellos casos en que la solicitud del trámite se realice pasado un tiempo desde la promulgación del Real Decreto (bien por hacerse la primera vez o bien porque se vuelva a solicitar proseguir el trámite de una central una vez se ha denegado éste con anterioridad) la estructura del mercado, las solicitudes de peticiones de nuevas centrales por otros agentes y la necesidad de nueva potencia pueden haberse modificado, debiéndose valorar entonces ambos factores. Evidentemente, y como se verá con posterioridad en este informe, la posibilidad de solicitar proseguir con esta excepción debe tener un plazo limitado, a partir del cual las vías de autorización de nueva capacidad deberían canalizarse únicamente a través de lo establecido en el apartado tres. En este sentido cabe señalar el comentario realizado por ENDESA de que sólo empleará el mecanismo de excepción descrito para esta central y no para las otras cinco centrales en su misma situación.
3. La incertidumbre existente en el momento de promulgar el Real Decreto Ley 6/2000 sobre la futura cobertura de demanda, hace que se mantenga la posibilidad de proseguir el trámite de las centrales si se observa, en análisis más detallados, posibles déficits de capacidad.
4. El mecanismo contemplado en el segundo párrafo del apartado dos del Real Decreto Ley es un sistema de salvaguarda introducido por la Administración al haber modificado el sistema establecido por la Ley del Sector para garantizar la fiabilidad del sistema eléctrico. En efecto, la Ley del Sector rompe con el sistema mediante el cual el Estado planifica la generación necesaria en función de las necesidades que la propia Administración prevé, pasando estas decisiones a la libre iniciativa empresarial. La única intervención del Estado en materia de seguridad de suministro (sin perjuicio de lo establecido en el artículo 10 de la citada Ley), queda en decidir el monto de los pagos por

garantía de potencia como mecanismo que atraiga la inversión en nueva capacidad.

5. En el Real Decreto Ley se rompe parcialmente este mecanismo por dos causas: la primera por interrumpir parte del proceso de inversión de dos de los agentes y la segunda por modificar a la baja los pagos por garantía de potencia.
6. Con relación a la interrupción del mecanismo de libre iniciativa a los dos años de promulgarse la Ley del Sector, si bien es cierto que puede introducir preocupaciones desde el punto de vista de la cobertura de la demanda en el medio plazo, también lo es que, en la medida en que se ha dado la señal de que las posiciones de dominio de los dos grandes agentes se disminuirán, se puede producir un aumento de la iniciativa empresarial de los nuevos agentes y de los actuales no sometidos a la limitación de crecimiento impuesta a ENDESA y a IBERDROLA.
7. Con relación a la disminución de los pagos por garantía de potencia, podrían realizarse dos interpretaciones a la voluntad del legislador. La primera sería que éste consideraba que en la situación actual la señal económica de inversión debe atenuarse por existir excedentes de capacidad o por existir numerosos proyectos de nueva capacidad, lo que haría innecesario incentivar administrativamente el proceso de inversión en nuevas centrales de generación con una señal económica tan elevada. Esta primera interpretación iría en contra de haber establecido adicionalmente las salvaguardas establecidas en el segundo párrafo del apartado dos del artículo 16 e iría a favor de la denegación de la solicitud de autorización de las nuevas centrales de generación presentadas por los agentes dominantes a los que el Real Decreto Ley pretende limitar el crecimiento. La segunda interpretación iría en el sentido de haber identificado que la señal de inversión puede dejarse por completo al mercado, como se hace en otros países en donde no existen pagos explícitos por garantía de potencia, enviando la señal de que los pagos por garantía de potencia se irán disminuyendo paulatinamente hasta anularse cuando la Administración lo considere oportuno. Esta segunda interpretación es más plausible observando la tendencia de bajada que ha podido

observarse en los pagos por garantía de potencia y que no solo tienen reflejo en el mencionado Real Decreto Ley sino también en otras normativas promulgadas con anterioridad. Otro refrendo de esta segunda interpretación es que en la etapa de transición hasta que efectivamente se concreten las decisiones de nueva capacidad del nuevo ciclo inversor que propugna la Ley del Sector, la señal económica de disponibilidad se envía, no tanto a la nueva capacidad, sino a la existente en la actualidad, evitando que centrales antiguas cierren antes de que entren las nuevas centrales y/o incentivando a todo el parque existente a aumentar sus coeficientes de disponibilidad.

8. La asunción de esta segunda interpretación de lo que ha sido la voluntad del legislador a la hora de disminuir los pagos por garantía de potencia, debería significar el establecimiento normativo de los plazos y niveles de pagos por garantía previstos, con objeto de que este concepto no implique un factor de riesgo regulatorio.
9. En el trámite de información abierto por la CNE se ha recibido información sobre las expectativas de inversión en nueva capacidad. Adicionalmente también se ha solicitado el plan de cierre de instalaciones previstos.
10. A continuación se recogen algunos de los comentarios más significativos realizados en el trámite de información abierto por la CNE relativos a las necesidades de capacidad.
 - *“...Red Eléctrica manifiesta su inquietud ante los posibles problemas que el retraso de puesta en servicio de nuevos grupos puede originar en el suministro de demanda, por lo que sin mostrar preferencia en unos u otros agentes generadores considera que deberían continuarse los procedimientos de autorización de los que están en estado avanzado de desarrollo”.*
 - *“...Asumiendo hipótesis conservadoras de incrementos de la demanda de potencia, como las realizadas por REE en febrero de este año, y manteniendo la capacidad actual existente, se requeriría un mínimo de 3.200 MW de nueva potencia para el 2003, si se quiere tener un índice de cobertura mínimamente razonable. La mejor estimación de plan de cierres previsto en función de criterios económicos y de vida útil y deterioro técnico supone un total de 3.200 MW al año 2003. Por tanto las necesidades de nueva potencia podrían suponer unos 6.400 MW. Dado el plazo de construcción de una nueva instalación (24-30 meses) y el estado de tramitación de los*

permisos y de los contratos de suministro de quipo, un máximo de 2.500 MW podrían estar instalados en 2.003, si no se autorizan grupos que están en tramitación por parte de ENDESA (fundamentalmente Tarragona) y que podrían estar en funcionamiento en esa fecha. Cualquier otro agente que iniciara los trámites necesarios para la construcción de una nueva central en sustitución de la CTCC de Tarragona, contaría con un retraso mínimo de 8 meses... ..la central proyectada se ubica en Cataluña, una zona eléctricamente “débil”, donde habitualmente el Operador del Sistema se ve obligado a despachar grupos dentro del procedimiento de resolución de restricciones. La puesta en servicio de la central contribuiría a disminuir el impacto económico que lo anterior supone para el sistema”.

- *“...En relación con la necesidad de potencia instalada, dada la situación existente en el mercado de electricidad de demanda creciente y potencia actualmente instalada y las previsiones actuales del operador del sistema, esta Compañía considera urgente la promoción y facilitación de nuevas instalaciones competitivas que puedan participar activamente en el mercado...”.*
- *“...no es imprescindible la construcción de esta central...puesto que en dicha zona está proyectada una central de ciclo combinado por parte de ENRON... con una potencia de 1.600 MW, 4 veces más que la de ENDESA...y en todo el territorio peninsular los proyectos presentados por empresas que no superan el 30% de la potencia instalada es del orden de más de 10.000 MW, sin contar los parques eólicos...”*
- *“...ponemos de manifiesto nuestra aceptación al desarrollo de nuevos proyectos que vayan en línea de favorecer la instalación de nueva potencia dirigida a garantizar los requerimientos de la demanda actual y futura...”*
- *“...deberían tenerse en consideración las posibles repercusiones, si existieran, que para la viabilidad y operación de las centrales que están siendo desarrolladas por nuevos agentes en zonas cercanas, pudiera tener una posible restricción tanto de la red de gas natural como en la eléctrica producida por la incorporación de la mencionada instalación, y consecuentemente, el conflicto que pudiera existir entre ésta y el segundo párrafo del artículo 16.2 del R:D:Ley 6/2000...”*
- *“...Desde la óptica de las necesidades de potencia instalada...tampoco existen argumentos que justifiquen la continuación del procedimiento de autorización pues en estos momentos hay aproximadamente una treintena de proyectos de nuevas plantas de producción en curso, de las cuales una gran parte están promovidas por el Grupo Endesa e Iberdrola, que satisfarán cumplidamente las necesidades de potencia instalada del sistema eléctrico...”*

- *...las centrales que han iniciado los trámites administrativos y que no están afectadas por el artículo 16...totalizan casi 17.300 MW, de los cuales 2.800 ya han sido autorizados y 7.910 MW adicionales han superado a 31 de julio el trámite de información pública y están pendientes de las preceptivas declaraciones de impacto ambiental. Suponiendo que un número razonable de los proyectos se ponga finalmente en marcha, parece garantizada, salvo que se demuestre lo contrario, una adecuada cobertura de la demanda a medio plazo, incluso con crecimientos importantes de la misma..”*

11. Por el papel relevante otorgado al Operador del Sistema en la legislación eléctrica, es preciso analizar particularmente su respuesta al requerimiento de la CNE, que se ha complementado, dado lo escueto de dicha respuesta, con el documento también realizado por el OS “Previsiones de Evolución del Sistema Eléctrico Peninsular 2000-2010”, de 31 de marzo de 2000, último disponible en la CNE y recibido el pasado mes de julio. De este documento pueden extractarse las siguientes conclusiones:

- *“...El crecimiento esperado de la demanda en los próximos años hace que el equipo instalado actualmente resulte insuficiente para garantizar la cobertura de demanda con un índice deseable de 1.1 a partir del invierno 2001-2002, tanto en el escenario central (de crecimiento de demanda) como en el superior, o incluso con antelación de producirse fuertes crecimientos como el registrado en enero de 2000. A partir de estos años y hasta 2010, las necesidades de nuevo equipamiento, en función del crecimiento esperado de la demanda, se situarían entre 9.600 y 12.900 MW (o 15.000 en caso de crecimiento extremo de la punta de demanda), además de las incorporaciones previstas en el régimen especial”. En el escenario de crecimiento de demanda inferior) ”... el déficit se retrasa al año 2003”.*
- *Hasta este momento, febrero de 2000, existen solicitudes de instalación de parques eólicos que totalizan 20.000 MW y de ciclos combinados que superan los 24.000. En cuanto a estos últimos, no parece probable que todos se instalen de inmediato, dado que la rentabilidad económica está relacionada con el número de horas equivalentes de funcionamiento y la energía por la que han de competir está limitada por la presencia de otra generación más económica o comprometida...a 30/9/99 estaban admitidos a trámite por el MINER un total de 14.450 MW...”.*
- *“Las nuevas centrales que se construyan deberán recuperar sus inversiones en el mercado. Con las hipótesis que se manejan en este estudio, para rentabilizar la inversión deberían funcionar entre 5.500 y 6.000 horas equivalentes anuales. Con las hipótesis citadas, se ha calculado la potencia de ciclo combinado que año a año*

podría incorporarse al sistema de forma rentable de modo que, junto con la situación actual de los proyectos más avanzados, se han establecido 3 sendas de potencia instalada. A finales del año 2002, se estima que puedan estar en servicio 2.800 MW, mientras que en el año 2010...podrían estar en servicio entre 10.000 y 13.600...”.

- El estudio de REE da como resultado una senda de instalación de Nuevos Ciclos Combinados que se resume en la siguiente tabla:

<i>Año</i>	<i>Escenario superior</i>	<i>Escenario medio</i>	<i>Escenario inferior</i>
<i>2002</i>	<i>2.800</i>	<i>2.800</i>	<i>2.800</i>
<i>2003</i>	<i>4.400</i>	<i>4.000</i>	<i>4.000</i>
<i>2004</i>	<i>6.000</i>	<i>5.200</i>	<i>4.800</i>
<i>2005</i>	<i>7.200</i>	<i>6.400</i>	<i>5.600</i>

- *“...Un mayor crecimiento de la generación en régimen especial prevista reduciría la producción rentable de los ciclos combinados.....De producirse incrementos de la demanda por encima o por debajo de los escenarios analizados la entrada de los ciclos combinados se adaptará a dicha evolución... Variaciones en los precios del mercado eléctrico... o en el precio del gas considerados en el estudio harían cambiar el umbral de rentabilidad de los ciclos combinados...Los resultados y conclusiones de este estudio se verán afectados en la medida en que los agentes decidan, dentro de su política empresarial, alargar o acortar la vida útil de los grupos”.*
- RESUMEN DE ALGUNAS DE LAS HIPÓTESIS: *“..el escenario central de demanda prevé un crecimiento del 3,24% interanual para el período 2000-2010 (...3,54% el alto y 2,94% el bajo)”. “...El factor de carga (Energía anual/(punta de potencia*8760)) es del 66%...aumentará hasta el 72%...”. “... Al valor obtenido como punta de potencia anual no se le descuenta potencia por abonados interrumpibles...”. “...Para la cobertura de potencia se ha considerado año seco...” “...Como equipo térmico se ha tomado el existente...sin considerar las centrales de fuel de Cádiz, Málaga, Almería y Burceña. ...se ha considerado dar de baja aquellos grupos térmicos que superan 40 años...160 MW de origen nuclear y 2136 de carbón... En las centrales de fuel-gas el criterio ha sido una combinación entre 35 años y las intenciones de los agentes, lo que representa una baja en el período 2000-2010 de 3.814 MW...” “...La duración estimada de revisión programada anual por mantenimiento es de 4 semanas para el equipo térmico y seis para los nucleares...En cuanto a la probabilidad de fallo fortuito de las unidades de generación, los datos manejados son de un 8% para los grupos*

nucleares, 9% para la hulla-antracita....” “...En el estudio se ha considerado que durante el período de punta el saldo de interconexiones será de 200 MW de importación (550 importados de EDF y 350 exportados a Marruecos...”. “...se ha estimado que la proporción de autoconsumo de la cogeneración se situará en el 40% frente al 35% de los últimos años...”. “...se ha considerado una potencia eólica instalada a finales de 2010 de 8000 MW, cifra bastante inferior a los estudios de conexión solicitados (en torno a 20.000 MW a febrero de 2000)...”. “...Supuesta una retribución media de la producción en torno a las 5 PTA/kWh generado, los ciclos combinados deberían funcionar entre 5.500 y 6.000 horas al año...”

12. Es importante señalar que, tal como se indica en el citado informe, las conclusiones en él recogidas se basan en la última información existente hasta Enero de 2000, existiendo numerosos factores que desde esa fecha han sufrido cambios significativos (nuevos proyectos, la promulgación del Real Decreto Ley 6/2000, etc).
13. Evidentemente el OS, como responsable de la seguridad del sistema en el corto plazo, se preocupa de una hipotética situación que represente carencia de medios de generación. Su visión, siendo importante, no dejará de tener el sesgo de quien será responsable de gestionar el sistema futuro con los medios que se planifiquen, centralizada o descentralizadamente, en la actualidad. Por lo tanto, en la medida en que no se vea sujeto a unos criterios claros a la hora de realizar sus previsiones, optará por hipótesis conservadoras.
14. Todo lo anterior no debe interpretarse, en absoluto, como una crítica al buen hacer que en la actualidad realiza el Operador del Sistema que, al igual que el resto de sujetos que operan en el sector eléctrico (y a las Instituciones responsables de regularlo), se ve sometido a un nuevo marco de decisiones descentralizadas. En ese nuevo escenario, la propia información que generan los agentes sobre sus procesos inversores o sus procesos de cierre o venta de instalaciones, puede ser utilizada como variable estratégica, sin que pueda otorgársele la firmeza que antaño se le otorgaba a las decisiones empresariales amparadas por la planificación centralizada. De hecho, cabe señalar que en el documento citado “Previsiones de Evolución del Sistema Eléctrico Peninsular 2000-2010”, de marzo de 2000, en su apartado 4.1, cuando se señala que a finales de septiembre de 1999 la información facilitada

por el MINER sobre nuevas instalaciones del Régimen Ordinario establecía ya un total de 14.450 MW de ciclos combinados, aún no estaba incluida la central objeto del presente informe (ni otras que han solicitado autorización posterior).

15. ¿Cómo contemplar en un escenario a tres años una información que da un hipotético agente de construir una central de 1.600 MW en el que, adicionalmente, señala que el tiempo de construcción de la misma será de 24 meses? ¿Qué ocurre si en función de los precios de gas o los precios eléctricos o de un cambio de estrategia empresarial decide dentro de 2 años construir solo 400 MW y deja la decisión del resto para el futuro? ¿Qué ocurre si en vez de 24 meses se tarda 36 meses? ¿Cómo contemplar una información dada por un agente actual que señala que su plan de cierre de centrales depende de la evolución de los precios en el mercado y de la estrategia empresarial, no señalando nada sobre los precios de combustible? ¿Qué ocurriría si, ese agente dispone de muchas centrales de fuel (precio actual del petróleo por encima de 30 \$/barril) y dentro de un año los precios del fuel caen a valores de 10 \$/barril? ¿Cómo contemplar el plazo de tiempo que requerirán las diferentes Administraciones para cumplimentar los trámites que son de su competencia? ¿Cómo contemplar si el mercado activa con mucho más vigor que lo que se hace en la actualidad la participación de la demanda en la posible reducción de las puntas de demanda, al crear mecanismos económicos de mercado eficientes?
16. La Administración no puede hacer recaer en el Operador del Sistema decisiones que la legislación ha otorgado al mercado. Lo único que puede exigirle es que realice previsiones indicativas, bien en base a unos criterios pre-establecidos, o bien mediante criterios realizados por el OS que la Administración y los agentes económicos pueden o no hacer suyos. En epígrafes anteriores se han recogido, a modo de ejemplo, algunas de las numerosas hipótesis que el excelente estudio realizado por REE ha tenido que considerar.
17. Los problemas de cobertura detectados por el OS, al aplicar un conjunto de hipótesis a sus estudios, ya se identifican en los años 2001 y 2002 (incluso en algunos escenarios extremos en el 2000), motivo por el cual es lógica su

preocupación. De ser ciertas las informaciones remitidas por los agentes y por el conocimiento que se tiene de la experiencia internacional, una hipótesis de plazos de construcción de 24-30 meses, permitiría disponer de nueva capacidad antes de finalizar 2002, lo que está corroborado por el propio informe de REE. Por lo tanto, en el medio plazo (2001-2002) solo con el Régimen Especial, el empleo de la interrumpibilidad, las importaciones y la mejora de disponibilidad de instalaciones actuales pueden gestionarse hipotéticos casos de déficit de cobertura. En el largo plazo, las fuerzas de mercado deben ser las que funcionen, siendo las Administraciones competentes las responsables de minimizar los plazos de sus trámites para que se minimice el tránsito desde la situación de cobertura actual hasta aquella definida por la entrada de las nuevas centrales de ciclo combinado.

18. Debe señalarse que las previsiones de nuevos grupos generadores enviadas por los agentes en el trámite de información realizado por la CNE, incluidas las realizadas por el Operador del Sistema, son previas a la promulgación del Real Decreto Ley 6/2000 y, seguramente, se verán modificadas como respuesta a éste. Dadas las respuestas tan abiertas dadas por los agentes, sobre todo en lo que se refiere a plazos, tiempo de construcción y forma prevista de escalonar en el tiempo la entrada en funcionamiento de los diferentes módulos de potencia de cada central, es (y seguirá siendo) extremadamente complicado realizar por parte de esta Comisión un estudio fiable de cobertura en el medio plazo que no cayese en la misma problemática que la planteada para los estudios realizados por el Operador del Sistema.
19. La incertidumbre que plantea la dificultad de prever si las necesidades de nueva capacidad serán suministradas de manera efectiva por los agentes del mercado, podría ser gestionada por la Administración estableciendo la posibilidad de otorgar una autorización mediante la adopción de una solución flexible, acorde a la actual situación de incertidumbre que plantea el nuevo marco sectorial. Así se permitiría proseguir el trámite de autorización administrativa posponiendo al momento de entrada en funcionamiento de la central el análisis de las necesidades de potencia en ese momento. Si en ese momento el índice de cobertura, cuyo cálculo debería definirse mediante

Resolución del Ministerio de Economía, es igual o inferior a 1.1, la central podría entrar en funcionamiento sin tener que dar de baja o enajenar potencia equivalente. Si el índice de cobertura fuese superior a 1.1, la empresa deberá presentar al Ministerio de Economía un plan de adecuación de su potencia instalada a lo establecido en el artículo 16.3.

20. Sin perjuicio de lo anterior, y dado que la excepcionalidad de la medida de proseguir el trámite se realiza por la incertidumbre en analizar el condicionante de la seguridad y fiabilidad del sistema, en el caso de que la empresa propietaria de la central tuviese dado de alta en el momento actual algún activo de generación que no hubiese funcionado desde la entrada en funcionamiento del mercado de producción o que, habiéndolo hecho, estuviera sufriendo una indisponibilidad que le impidiese funcionar antes de transcurridos 6 meses desde la emisión del presente informe, la autorización de proseguir el trámite debería ser denegada, debiendo realizarse en el marco de lo establecido en el artículo 16.3 del Real Decreto Ley 6/2000. En el caso de que la empresa considerase que los activos de generación indisponibles a que hace mención el presente apartado pudiesen entrar en funcionamiento antes del plazo señalado, se debería realizar la justificación de los trabajos que se están llevando a cabo para solucionar dicha indisponibilidad.

3.4. Sobre la eficiencia de la instalación proyectada y sobre la firmeza de los compromisos adquiridos.

1. En los comentarios remitidos, tanto por la empresa promotora del proyecto de generación, como por la empresa objeto del suministro integral y como por la propia Comunidad Autónoma, se hace mención a determinados aspectos relativos a la eficiencia de la instalación y a la firmeza de los compromisos adquiridos, que deben ser considerados en el marco de este informe.

2. Así, se señala que:

- *“...La central se concibe como “utility” para proporcionar electricidad, vapor y agua desmineralizada a las industrias del Polígono Industrial de Tarragona, constituyendo por tanto en la práctica una instalación de cogeneración”.*

- *“...La central ha sido concebida como un proyecto industrial y unida a empresas por medio de contratos bilaterales físicos para el suministro a las mismas de servicios energéticos...Las ofertas al “pool” cumplirían una función de ajuste de la capacidad remanente”.*
 - *“...Los contratos físicos suscritos a la fecha por ENDESA absorberán el 40% de la energía producida. La potencia disponible para el mercado será de 179 MW ”.*
 - *“..Es un proyecto en el que ENDESA ha asumido determinados riesgos financieros, ya que hay contratos de suministro que ya han entrado en vigor el pasado 1 de enero de 2000. La paralización de la construcción de la citada planta de generación obligaría a ENDESA a la rescisión de los mismos, con un quebranto económico para la empresa y para los clientes industriales, al aumentar éstos sus costes energéticos. Es decir, ENDESA GENERACIÓN ha asumido ya compromisos en firme en relación con el ciclo combinado de Tarragona. Compromisos que también afectan a terceros, que podrían verse perjudicados en sus intereses legítimos en caso de suspenderse la tramitación....”.*
“...En relación con los compromisos que se acaban de mencionar, se han producido ya una serie de gastos que pasamos a relacionar....TOTAL :814.205.000 PTA”.
 - *“...Dado que la conexión eléctrica con Europa, a través de Francia, es muy limitada en potencia, el único medio que tiene un gran consumidor de electricidad de conseguir suministro a precio competitivo es la realización de un contrato físico con una planta de ciclo combinado...”*
 - *“...Con el objetivo de conseguir una mejora sustancial de la competitividad de nuestras plantas, hemos firmado con Endesa una serie de contratos para el suministro de energía eléctrica, vapor....”.*
 - *“...consideramos necesario que se autorice a continuar con el procedimiento administrativo de autorización de esta central...dado que la misma está concebida, básicamente, para cubrir las necesidades energéticas de la industria DOW CHEMICAL..... Habiéndose suscrito en el mes de febrero de 2000 un contrato entre ENDESA... y DOW CHEMICAL....Debe tenerse en cuenta que la finalidad perseguida con la construcción de esta central...no se limita a la venta de energía eléctrica sino que además incluye el suministro de vapor y agua desmineralizada para procesos industriales de las factorías químicas del entorno...”Adicionalmente, ENDESA ha formalizado un contrato con TDE/AIE para el suministro de energía eléctrica desde la central y está en negociaciones con otras compañías ubicadas en el polígono con el mismo objetivo...”*
3. Es evidente que, entre las excepciones a las que hace mención el segundo párrafo del apartado dos el artículo 16 del Real Decreto Ley, no cabe

contemplar ninguna que atienda, bien a los compromisos adquiridos con terceros, bien a la eficiencia tecnológica del proceso general o bien al mecanismo de transacción con el que está previsto en el mercado de producción.

4. Por otro lado, es importante señalar que la opción de contratar la energía eléctrica de manera bilateral física no puede representar una ventaja administrativa frente a otras iniciativas que utilicen un mercado organizado como mecanismo de compra o venta de energía eléctrica.
5. En efecto, el mercado de producción de energía eléctrica está constituido en la actualidad por un mercado organizado y por contrataciones bilaterales físicas. La demanda que hay que atender, y por la que competirán las empresas de producción, es la total del sistema. Por lo tanto, considerar que la demanda alimentada por bilaterales físicos no es parte de ese mercado, y que únicamente deben considerarse, a efectos de incremento de potencia, los excedentes vertidos al pool, no es un argumento válido. Poniendo como ejemplo un caso extremo, las grandes empresas podrían firmar contratos de corto-medio plazo en pleno ciclo inversor con clientes actuales, a precios disuasorios para los nuevos entrantes y, una vez cerrado el ciclo de inversión y finalizados los contratos con los clientes, disponer de toda la nueva capacidad instalada, debiendo entonces toda la demanda, incluidos los antiguos bilaterales físicos, acudir al mercado organizado. Otro ejemplo sería que pasado cierto tiempo la industria ligada mediante el bilateral físico a la nueva generación tuviese que cerrar (por ejemplo, por quiebra o por una avería de largo plazo en su proceso), lo que, lógicamente, haría que la central acudiese a otros mecanismos de contratación que le permitiesen rentabilizar su inversión. Por finalizar con otro ejemplo de que toda la demanda está sujeta a la competencia de todos los agentes, cabría señalar el caso en que el precio del mercado organizado (o de los servicios complementarios) fuese en un momento dado más alto que el valor que para el cliente industrial alimentado por el bilateral físico tiene la energía no suministrada. En ese caso la mejor opción económica sería que la generación adscrita al bilateral físico

se ofertase en el mercado organizado y el proceso industrial se detuviese y dejase de consumir energía eléctrica.

6. Con respecto a los argumentos recibidos en el trámite de información de la CNE relacionados con los compromisos adquiridos, cabría hacer dos consideraciones: La primera tiene que ver con el procedimiento de autorización administrativa. Si los agentes que operan en el sistema adquieren compromisos con anterioridad a que finalice el citado procedimiento, y no ligan estos compromisos a la necesaria consecución de la mencionada autorización, se estará incurriendo en un típico caso de falta de cobertura de un riesgo relativa a una actuación de un tercero (en este caso La Administración) no gestionable por el sujeto solicitante de la autorización. En este caso el riesgo consistía en que la Administración introdujese, antes de finalizado el trámite autorizatorio, una nueva condición a exigir a los productores, que se uniría a las ya existentes (disponer de capacidad técnica, legal y económica), siendo habitual en diferentes contrataciones, por ejemplo relacionadas con diferentes epígrafes tarifarios (peajes, garantía de potencia, etc), establecer cláusulas que contemplen cualquier alteración que pueda introducir la Administración. Si bien este riesgo regulatorio debe disminuirse al máximo, debiendo ser un objetivo de la Administración conseguirlo, en ocasiones es inevitable que aparezca. Esto sucede, por ejemplo, si el interés general (en este caso la mejora de la competencia) hace que, en la adopción de una determinada medida, los inconvenientes (ruptura de la estabilidad regulatoria) sean menores que los beneficios que esta acarrea (en este caso la mejora de la competencia). En los mecanismos de decisión de los grandes agentes, debería estar incorporada la variable que contemplase la probabilidad de que se introdujesen medidas de disminución de la concentración de la actividad de producción de energía eléctrica.
7. La segunda consideración con relación a los compromisos adquiridos tiene que ver con que, en el caso objeto del presente informe, no tienen porqué no cumplirse los mismos, ya que como ha sido mencionado anteriormente, el Real Decreto Ley no impide que se prosiga la construcción de la central,

poniendo como condición la venta o cierre de potencia de generación equivalente en otras centrales antiguas de la empresa.

4. CONCLUSIONES

A la vista de las consideraciones realizadas, y en el marco de la excepción contemplada en el segundo párrafo del apartado 2 del artículo 16 del Real Decreto Ley 6/2000, esta Comisión concluye lo siguiente:

1. En el análisis de las dos variables a contemplar, estructura del mercado y necesidades de potencia, la segunda introduce una fuerte incertidumbre ya que las necesidades de potencia hacen referencia a una situación del futuro difícilmente predecible con suficientes garantías. Ahora bien, si la estructura de mercado es fácilmente calculable por basarse en parámetros actuales, sin embargo una variación significativa de la misma, si se produjera, teniendo en cuenta las condiciones legales, debería tenerse en cuenta en el momento de entrada en funcionamiento de la Central.
2. Ante esta incertidumbre, esta Comisión considera conveniente permitir proseguir el trámite de autorización administrativa posponiendo al momento de entrada en funcionamiento de la central el análisis de las necesidades de potencia en ese momento. Si en ese momento el índice de cobertura (potencia neta instalada/potencia demandada), cuyo cálculo se realizará según Resolución del Ministerio de Economía, es igual o inferior a 1.1, la central podría entrar en funcionamiento sin tener que dar de baja o enajenar potencia equivalente, siempre que dispusiese de las preceptivas autorizaciones. Si el índice de cobertura fuese superior a 1.1, la empresa deberá presentar al Ministerio de Economía un plan de adecuación de su potencia instalada a lo establecido en el artículo 16.3.
3. Esta Comisión considera que la solución propugnada permite:

- i. preservar los objetivos de competencia establecidos por el Real Decreto Ley 6/2000, ya que únicamente se permite aumentar la potencia sin dar de baja capacidad equivalente en situaciones de problemas ciertos de fiabilidad y siendo todo el equipo generador de la empresa útil a efectos de salvaguardar dicha fiabilidad;
 - ii. durante el período más crítico para la fiabilidad del sistema, en el que aun no hay tiempo para la entrada de nueva capacidad con ciclos combinados, no se da de baja ningún equipo útil;
 - iii. se permite colateralmente, aunque no fuese el objetivo buscado en materia de la competencia en esta Comisión, ni esté contemplado entre las excepciones del artículo 16, el cumplimiento de los compromisos adquiridos hasta la fecha.
4. En otro orden de cosas, y con objeto de minimizar el riesgo sobre el sistema que pueda generar la carencia de generación, deben agilizarse en la medida de lo posible todos los trámites administrativos relacionados con los proyectos de generación. Una tecnología moderna y modular como los ciclos combinados, implica un tiempo de construcción de 24-30 meses una vez tomada la decisión por parte de los agentes. De cumplirse el citado plazo, todo el resto de tiempo necesario desde que se hace la solicitud hasta que la central se pone en funcionamiento pasa a depender de la Administración, la cual, introduciendo grandes dilaciones en sus respectivos trámites, puede pasar a convertirse en responsable de los déficits de generación que aparezcan en el sistema.
5. Finalmente, y con objeto de evitar que el concepto de la garantía de potencia introduzca riesgos regulatorios, deberá analizarse la conveniencia de modificar los criterios de regulación de la garantía de potencia por parte de la Administración, o bien los criterios que se emplean para realizar las modificaciones de los montos económicos previstos por este concepto o bien los plazos previstos para ir

anulando la señal explícita y que la garantía de potencia se vaya convirtiendo en una variable que genera el propio mercado.

CONSIDERACIÓN ADICIONAL QUE FORMULAN ALGUNOS CONSEJEROS DE LA CNE

El Vicepresidente y los Consejeros D. Jordi Dolader Clara, D^a. Carmen Fernández Rozado, D. Sebastià Rusalleda i Gallart y D^a. M^a. Teresa Estevan Bolea formulan la siguiente consideración adicional:

El informe que antecede ha sido emitido atendiendo exclusivamente a la estructura del mercado de generación y a las necesidades de potencia instalada del sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el apartado segundo del artículo 16.2 del Real Decreto, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

Sin embargo en la tramitación del expediente se han puesto de manifiesto, por parte de los interesados, otros aspectos que, sin estar relacionados con la estructura del mercado de generación y las necesidades de potencia instalada, entienden los miembros del Consejo de Administración arriba indicados que, pueden tener incidencia sobre el objetivo fundamental del Real Decreto-Ley, que es el de aumentar la capacidad de crecimiento potencial y la productividad de la economía española y que sometemos a su consideración:

1. Tanto la tecnología de generación empleada (ciclo combinado con gas natural) como la concepción multiservicio del proyecto representan soluciones de la máxima eficiencia, tanto desde el punto de vista energético como medioambiental.

2. La construcción de este tipo de centrales “a medida” para grandes consumidores industriales constituye un mercado emergente a nivel mundial que aparece con la liberalización de los mercados eléctricos.

El poder tener en este momento experiencia en la construcción de este tipo de centrales, cuya demanda a nivel mundial es creciente, constituye para las empresas eléctricas un activo importantísimo que sin duda aumenta su capacidad de crecimiento potencial y facilita su entrada en otros mercados.

3. La demora de cinco años en la tramitación del expediente tendría consecuencias muy negativas en el proyecto industrial asociado a la central de generación y afectaría negativamente a las inversiones actuales y futuras de la empresa afectada en el polígono industrial químico de Tarragona.