



**INSTITUTO DE ESTUDIOS EUROPEOS
CENTRO DE POLÍTICA DE LA COMPETENCIA**

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ECONÓMICOS Y
SOBRE LA COMPETENCIA DE LA
CONCENTRACIÓN ENDESA – IBERDROLA**

Luis Atienza – Javier de Quinto – Richard Watt

nº 2 - 2000

LUIS ATIENZA
Economista

JAVIER DE QUINTO
Universidad San Pablo-
CEU

RICHARD WATT
Universidad Autónoma de
Madrid

Diciembre de 2000

El Instituto de Estudios Europeos de la Universidad San Pablo-CEU, Polo europeo Jean Monnet, es un Centro de investigación especializado en temas europeos cuyo objetivo es contribuir a un mayor conocimiento y divulgación de los temas relacionados con la Unión Europea.

Los Documentos de Trabajo dan a conocer los proyectos de investigación originales realizados por los investigadores asociados del Instituto Universitario en los ámbitos histórico-cultural, jurídico-político y socioeconómico de la Unión Europea.

EL Centro de Política de la Competencia del Instituto de Estudios Europeos publica en su Colección de Documentos de trabajo estudios y análisis sobre materias de política de la competencia con el fin de impulsar el debate público. Las opiniones y juicios de los autores no son necesariamente compartidos por el Centro.

Serie de Documentos de Trabajo del Centro de Política de la Competencia del Instituto de Estudios Europeos.

“Análisis de los efectos económicos y sobre la competencia de la concentración Endesa-Iberdrola”.

No está permitida la reproducción total o parcial de este trabajo, ni su tratamiento informático, ni la transmisión de ninguna forma o por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito de los titulares del copyright.

Derechos Reservados © 2000, por Luis Atienza, Javier de Quinto y Richard Watt.

Derechos Reservados © 2000, por el Centro de Política de la Competencia del Instituto de Estudios Europeos de la Universidad San Pablo-CEU.

C/ Julián Romea, 22 - 28003 Madrid

e-mail: idee@ceu.es

URL: <http://www.ceu.es/idee.htm>

ISBN: 84-95219-82-4

Depósito legal: M-10203-2001

Diseño de cubierta: Encarnación Navarro.

Compuesto e impreso en Docutech.

ANÁLISIS DE LOS EFECTOS ECONÓMICOS Y SOBRE LA COMPETENCIA DE LA CONCENTRACIÓN ENDESA – IBERDROLA

LUIS ATIENZA - JAVIER DE QUINTO – RICHARD WATT

INDICE

1.- ENFOQUE, OBJETO Y ALCANCE DE ESTE ESTUDIO	5
2.- OBSERVACIONES RELATIVAS AL CONTEXTO Y A COMO SE ESTRUCTURA EL PLANTEAMIENTO DE LA INTEGRACIÓN.....	8
3.- LA IMPORTANCIA DEL “PLAN DE DESINVERSIONES” EN EL PLANTEAMIENTO DE LA OPERACIÓN.....	12
4.- EL MERCADO RELEVANTE.....	17
5.- CARACTERÍSTICAS DE ESTE MERCADO OLIGOPOLÍSTICO	21
6.- COMO SE COMPITE EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y COMO SE COMPITE EN GENERAL EN ESTE SECTOR	34
7.- EFECTOS DE LA CONCENTRACIÓN.....	42
8.- ACERCA DE LOS MERCADOS CONTESTABLES.....	55
9.- EFECTO SOBRE LOS CTCS.....	59
10.-QUE VENTAJAS EN LA EMPRESA FUSIONADA O SOBRE LOS CONSUMIDORES PODRÍAN ACONSEJAR LA FUSIÓN.....	64
11.- EFECTOS SOBRE EL EMPLEO EN EL MERCADO RELEVANTE	66
12.- COMO DEBIERA SER LA DESINVERSIÓN.....	67

13.- ACERCA DE LA NUEVA SOCIEDAD GESTORA DE LOS ACTIVOS A DESINVERTIR.....	74
14.- MEDIDAS CAUTELARES EN EL MERCADO A PARTIR DEL ANUNCIO DE LA OPERACIÓN.....	76
15.-IMPLICACIONES DE ESTA OPERACIÓN SOBRE EL PASADO (PROTOCOLO DE 1996 Y REAL DECRETO LEY 6/2000) Y SOBRE EL FUTURO DEL MERCADO ENERGÉTICO ESPAÑOL	78
16.- OPINIÓN DE LOS AUTORES ACERCA DE LA CONVENIENCIA DE ESTA OPERACIÓN.....	80
17.- REFERENCIAS.....	88
ANEXO 1: SÍNTESIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA.....	92
ANEXO 2: ALGUNAS CUESTIONES FORMALES QUE DEBE TENER PRESENTE UN NUEVO ENTRANTE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	97
ANEXO 3: FUENTES DE MARGEN EN UNA EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA.....	99
ANEXO 4: IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES RIESGOS EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA.....	102

1 – ENFOQUE, OBJETO Y ALCANCE DE ESTE ESTUDIO

La fusión Endesa – Iberdrola, planteada como integración patrimonial de la segunda en la primera¹, y explicada en el Proyecto de Fusión de fecha 17 de octubre de 2000, que fue oportunamente presentado al Servicio de Defensa de la Competencia del Ministerio de Economía, puede analizarse desde diferentes perspectivas, ya que sus efectos trascienden al sector eléctrico o energético en general.

Podríamos hablar del efecto de esta operación sobre los grupos bancarios - industriales que parecen conformarse en España, o de la capacidad de la nueva compañía para convertirse en operador global (o multiutility), o del efecto directo sobre sectores tan importantes como las telecomunicaciones y otros suministros públicos, o de la significación política de la operación, o del protagonismo del Gobierno sobre ella; aspectos todos ellos que ya han sido objeto de comentarios muy diversos.

Pero este informe no tratará estos asuntos, sino que vamos a centrarnos en los efectos previsibles de tal operación sobre el mercado energético.

A priori los efectos a analizar son básicamente tres:

- la necesidad de proceder a esta fusión por motivos de estrategia empresarial
- la posible distorsión en el nivel de competencia en el mercado eléctrico, dado el elevado grado de concentración que a priori se plantea, y
- los efectos o condicionamientos que sobre la estructura y regulación sectorial puede tener una acción tan importante como esta fusión

Efectivamente, las transformaciones en la estructura de agentes que puede conocer el sector eléctrico iniciada con esta fusión, y más en momentos como los que se avecinan de gran esfuerzo inversor, y la comprometida evaluación de nuestra experiencia regulatoria (prevista en el Protocolo eléctrico de 1996 para 2001), son hechos que, sin duda, anticipan un sector eléctrico distinto. Y dependerá de cómo se den

¹ El canje de la fusión es de 18 acciones nuevas de Endesa (1,2 euros de valor nominal cada una) por 23 acciones de Iberdrola (de 3 euros de valor nominal) más 25 pesetas por paquete de 23 acciones. Endesa ampliará su capital para cubrir este canje.

los primeros pasos para que este nuevo sector sea o no más eficiente, competitivo y oferte mayor calidad.

Respecto al análisis de los efectos sobre la competencia comencemos señalando que en los Estados Unidos, para casos como el que vamos a analizar en este trabajo, el Departamento de Justicia evalúa, tras conocer el informe de la Monopolies and Mergers Commission, las propuestas de fusión o las concentraciones económicas, y considera que una fusión es ilegal si “disminuye sustancialmente la competencia o tiende a crear un monopolio”, quedando al arbitrio de los jueces la interpretación exacta de tal aserto.

Para limitar imprecisiones y posibles arbitrariedades, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos publicó en 1982 (revisado en 1984) un documento con las directrices sobre fusiones que deben orientar las decisiones de los jueces (Horizontal Merger Guidelines).

Estas directrices establecen cinco apartados, a saber:

- En primer lugar, se debe determinar con exactitud el mercado relevante
- Se calcula un índice de concentración ex – ante y ex – post (el índice Herfindahl - Hirshman es el que está de moda, pero como se verá más adelante, hay también otros indicadores)
- Se evalúa la facilidad de entrada en la industria de nuevas empresas
- Se investiga si existen otros factores que pueden implicar colusión entre las empresas (incluido el intercambio de información y las prácticas contractuales poco ortodoxas)
- Se analiza cualquier posible beneficio de eficiencia que la fusión puede crear, sobre todo los ahorros en los costes de producción y como se van a distribuir dichos ahorros

La directriz deja en manos de los jueces competentes la tarea de ponderar estos cinco factores de la manera que estime oportuna, y así llegar a una decisión final sobre los efectos sociales de la propuesta fusión.

También existen una serie de recomendaciones más precisas, pero con bastante poca fundamentación teórica, como por ejemplo:

- En un mercado en concreto, existen barreras significativas de entrada si un monopolista hipotético pudiera elevar el precio actual en un 5% durante un año, sin que entren nuevas empresas a competir
- El juez no se debe oponer a una fusión siempre que el valor ex – post del índice HH sea 1000 o inferior
- Siempre se debe oponer a una fusión que implique un valor ex – post del HH por encima de 1800
- Si el valor del HH está entre 1000 y 1800 después de la fusión, el juez se debe oponer a la fusión, siempre que el HH se haya incrementado en más de 100 puntos

El trabajo que sigue a continuación, sin asumir estos criterios norteamericanos, tal vez un tanto subjetivos, va a tratar de seguir esta pauta metodológica, que parece interesante, que de alguna forma es seguida en España por el TDC, y que también de alguna forma está recogida en el índice de este informe.

Para facilitar la lectura y el entendimiento de este documento a lectores poco conocedores de este mercado se adjuntan una serie de Anexos, que ilustran de forma sencilla y sintética el funcionamiento del mercado eléctrico (mercado diario y otros mercados conexos), así como otras cuestiones de interés.

El experto puede obviar tales Anexos.

Concretamente se presentan los siguientes Anexos:

- Síntesis del funcionamiento del mercado de generación eléctrica en España
- Algunas cuestiones formales que debe tener presente un nuevo entrante en generación eléctrica
- Fuentes de margen en una empresa generadora de energía
- Identificación de los principales riesgos en el mercado de generación eléctrica en España

También hay que señalar al lector que en el momento de redactar estas líneas se ha hecho público un primer informe de la Comisión Nacional de Energía, relativo a esta concentración, pero todavía el Tribunal de Defensa de la Competencia no ha remitido su informe al Consejo de Ministros.

2 - OBSERVACIONES RELATIVAS AL CONTEXTO Y A COMO SE ESTRUCTURA EL PLANTEAMIENTO DE LA INTEGRACIÓN

La operación de fusión Endesa – Iberdrola se plantea cuando todavía esta vivo el recuerdo de la denegación de la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico por parte del TDC, y por el Consejo de Ministros inmediatamente después.

Decía el TDC: “El pleno de este Tribunal, teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia que podría causar la operación objeto de este informe y tras valorar los posibles elementos compensatorios de las restricciones que se aprecian, considera que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada”².

Aquella diminuta concentración se planteaba con el resultado de una compañía fusionada que apenas hubiera detentado un 17,0% de la potencia instalada, el 21,4% del mercado de generación eléctrica y el 13,8% de la energía comercializada.

Todo ello frente al 82,7% en cuota de potencia instalada, y 78,3% energía generada y 86% de la energía comercializada que supone la fusión que ahora nos ocupa: Endesa e Iberdrola³.

Ante el elevadísimo grado de concentración que ahora se plantea a priori, los diseñadores de la operación parecen haber entendido que sólo puede ser aceptada si:

- Se reduce el impacto de la concentración, para lo cual plantean un Plan de Cesión de activos (PCA)
- Demuestran que los costes de la concentración en general (sobre todo para el consumidor, si es que la concentración conlleva un peor funcionamiento competitivo del mercado, pero también para otros agentes interesados como accionistas, empleados o quienes fuere) se compensan con beneficios de otra índole (que afectan positivamente a todos o varios de los agentes directamente implicados), para lo cual, según parece, presentan un Plan de Expansión (PE)

² TDC (2000).

³ Datos de 1999. Ver TDC (2000).

Endesa e Iberdrola parecen conscientes, y los autores de este trabajo también, de que el PCA resulta ser la “piedra de toque” sobre la cual necesariamente gira el juicio de esta operación, que es el objetivo fundamental de este trabajo.

Efectivamente partimos de una estructura sectorial ya de por sí muy concentrada, y de un mercado en el que todavía no se compite con eficacia⁴, como se verá con cierto detalle más adelante, todo ello a pesar de que formalmente el acceso al mercado mayorista está muy abierto⁵. Y en este contexto, las empresas proponentes plantean una concentración aún mayor. Para evitar en lo posible los efectos negativos de esta concentración presentan el mencionado PCA.

La decisión final del Gobierno respecto a esta operación se condiciona a la ejecución del mencionado PCA.

Para aclarar (en la medida de lo posible) la confusión que se ha generado al respecto, y que puede ser leída en medios (principalmente diarios nacionales y económicos de los meses de Octubre a Diciembre de 2000), los autores consideramos que el PCA tal y como esta planteado, en ningún caso puede ser considerado como una eficiencia de la operación, sino como un paliativo, especialmente porque se plantea una empresa fusionada del tamaño de la actual Endesa o mayor. Así por ejemplo la CNE parece admitir⁶ una empresa fusionada algo mayor, conforme al siguiente detalle:

⁴ Las comercializadoras no vinculadas a empresas generadoras tienen una cuota de mercado de tan sólo el 0,2% y sólo el 5% de los consumidores cualificados han cambiado de suministrador.

⁵ A partir del 1 de julio de 2000 pueden acceder a tal mercado aquellos consumidores que tomen la energía a más de 1 Kv, al margen de cuál sea su consumo anual, unos 65.000 en España. A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores podrá acceder al mercado.

	<u>MW</u>
Capacidad instalada de Endesa a 31.12.99	19.379
Capacidad autorizada por haber finalizado el trámite de información pública	1.560
Capacidad autorizada por necesidades de Potencia sin que haya finalizado el Trámite de información pública	420

Aunque la CNE se cura en salud al añadir que “sobre esta capacidad autorizada se aplicarán las limitaciones de incremento de potencia establecidas en el artículo 16 del RDL 6/2000”⁷.

Como trataremos de demostrar más adelante, el hecho de que la empresa fusionada no tuviera un tamaño superior a la mayor de las dos implicada en la fusión (Endesa) es sólo condición necesaria, pero no suficiente, para que la competencia en el mercado relevante no se vea negativamente alterada.

Los autores opinamos que la competencia efectiva se produce cuando simultáneamente se producen las siguientes circunstancias:

- mínima concentración horizontal
- desintegración vertical
- red suficientemente mallada y posibilidad de intercambios internacionales significativos

Por lo que se refiere a la regulación hay que señalar que hay formas alternativas de liberalizar o introducir competencia y no todas son iguales ni en las formas ni en los resultados, y estaría fuera de alcance de este trabajo valorar lo que hay de positivo o de negativo en la actual regulación eléctrica española.

⁶ Con dos votos en contra y una abstención.

⁷ Ver CNE 2000.

Pero volvemos a señalar que hay una serie de condiciones previas y estructurales que debieran condicionar estos procesos.

La "prueba del nueve" acerca de si el cambio regulatorio ha supuesto competencia efectiva viene de los consumidores y de cómo respondan a las siguientes preguntas:

- ¿Encuentro varias ofertas (mínimo tres) de ofertantes serios y fiables?
- ¿Puedo comparar estas ofertas entre sí para sacar conclusiones?
- ¿Son ofertas diferentes en precio y en otras condiciones?
- ¿Podré traer suministro físico a mis instalaciones? ¿Me lo permiten los peajes y otras cargas?

Los autores opinamos que la CNE, desde el momento en el que se muestra poco exigente (nada impedía haber exigido una empresa fusionada sustancialmente menor que la actual Endesa), pierde una oportunidad singular para avanzar hacia un mayor grado de competencia en el sector eléctrico, por la vía de reducir la concentración y por la vía de “nivelar el terreno de juego” exigiendo ciertas condiciones adicionales para la venta de los activos.

3 - LA IMPORTANCIA DEL “PLAN DE DESINVERSIONES” EN EL PLANTEAMIENTO DE LA OPERACIÓN

Ya hemos dicho que el PCA es la “piedra de toque” de esta operación.

Las compañías que proponen esta operación pretenden resolver el inconveniente de la concentración, planteando una desinversión del orden de 16.000 MW de potencia (y dar entrada a dos o tres nuevos operadores en el mercado).

Ello pone de manifiesto la peculiaridad de una fusión en la que se plantea vender todo o casi todo lo que se adquiere (en términos de producción). No es de extrañar que muchas personas se pregunten ¿una fusión para que la empresa fusionada sea igual o menor que la adquirente? ¿una fusión entre las dos más grandes para lograr un mayor número de competidores y un mayor grado de competencia?

Lo primero que hay que señalar que el PCA no es un plan, sino una mera declaración de intenciones. El grado de indefinición es tal, que lo que quizá debiéramos hacer los autores de este trabajo es abandonar aquí la tarea y reiniciarla cuando conociéramos un PCA que contuviera suficientes detalles.

Hagamos una lista de lo que no se conoce en el PCA:

- Si la desinversión se refiere sólo a activos de generación, o si incluye activos de transporte y de distribución. Al parecer no hay nada planteado respecto al transporte, y si se notificó alguna desinversión en distribución al Servicio de Defensa de la Competencia. Hay que destacar que directivos de ambas empresas si han hablado (en declaraciones a la prensa) de ventas de activos de distribución, sin que los autores hayamos podido aclarar exactamente en que cuantía y sobre todo en que zonas geográficas, aunque parece que las cifras barajadas se sitúan en torno a 25.000 Gwh/año y los 4 millones de clientes.
- Qué activos concretos se van a desinvertir y cuáles van a seguir siendo propiedad de la empresa fusionada: Por lo tanto no podemos saber a ciencia

cierta cuál será el tamaño de la empresa fusionada, ni cual su mix de generación.

- Quién puede ser comprador y quién no
- A quién se va a vender y cuánto: Por lo tanto no podemos saber cuál será la estructura exacta del mercado, ni su índice de concentración, ni qué nuevos competidores van a aparecer, ni el mix de generación de cada competidor.
- En qué plazo se va a vender: Al parecer no hay compromisos al respecto.
- Cómo se va a vender: ¿Se van a hacer paquetes de activos o se va a vender uno por uno? ¿Se van a integrar activos de generación y distribución en los paquetes? ¿Se van a subastar los activos o paquetes en un procedimiento neutral y transparente o se va hacia una negociación orientada a determinados agentes? ¿Se va a recibir dinero a cambio de los activos o se van a intercambiar activos?

Por otra parte, sabemos que los activos a desinvertir serán gestionados por “un gestor independiente” hasta que sean definitivamente vendidos, pero:

- ¿Quién nombra a tal gestor?
- ¿Qué requisitos debe cumplir el gestor?
- A quién y cómo rinde cuentas el gestor
- ¿Cómo se remunera al gestor y quién lo remunera?
- ¿Cómo nos podemos asegurar que no hay flujos de información relevante relativa al funcionamiento competitivo del mercado eléctrico entre “gestor” y “sociedad fusionada”?

Por supuesto hay todavía más preguntas sin respuesta, que sistemáticamente iremos conociendo a lo largo de este trabajo. Pero, las que inicialmente hemos expuesto, son suficientes para afirmar que detrás del PCA de momento no hay mas que declaraciones de intenciones.

Sin respuestas precisas a estos interrogantes, los autores creemos que la CNE se precipita “aprobando” la operación de concentración⁸. La CNE debiera haberse abstenido de opinar a falta de información fundamental, o haber rechazado la operación.

Creemos que el TDC debiera hacer lo mismo, es decir, abstenerse de pronunciarse de momento y solicitar una información más precisa, o denegar la operación por falta de información.

En cualquier caso, quien se pronuncie favorablemente a tal operación, la tendrá que condicionar a un plan muy detallado que ahora no existe, y por tanto estará de una u otra forma diseñando la estructura del sector para los próximos años, y de alguna forma condicionando profundamente la futura regulación energética, cuestiones que desde luego no atañen al TDC.

Si Endesa – Iberdrola quieren condicionar el desarrollo futuro de la estructura y regulación energética españolas, están en su derecho de procurarlo, aunque no son los únicos agentes interesados. Debería ser el Gobierno el que en última instancia diera (o no) el visto bueno a tal reestructuración, pero nunca el TDC, a quien se debe dar un plan muy claro y concreto, y quien debe sólo valorar los efectos sobre la competencia de la concentración propuesta, incluido un plan de desinversión.

Volviendo al informe de la CNE, fechado el 28 de Noviembre de 2000, si bien acabamos de decir que aprueba el proyecto de fusión (hay que decir que con el voto en contra de dos consejeros), condiciona la operación.

Efectivamente la CNE, da un “respiro” a Endesa – Iberdrola, pero advierte de la extrema indefinición del plan, y de sus posibles consecuencias: “antes de transcurrido un mes desde que el Gobierno autorice la fase actual de la operación, con el condicionado correspondiente, las dos empresas presentarán el plan de cesión de activos, a esta Comisión, sin perjuicio de otras actuaciones, detallando activos, plazos

⁸ “...la CNE, en el ejercicio de sus funciones, considera que la operación objeto de informe puede suponer una mejora en la situación de competencia actualmente existente en el mercado eléctrico. En consecuencia con lo anterior, acuerda subordinar el informe favorable sobre la operación de concentración consistente en la fusión de Endesa e Iberdrola a la observancia de las condiciones que siguen...”. Ver CNE (2000).

previstos y otros elementos, para proceder al análisis del mismo, y emitir el dictamen preceptivo para su remisión al Gobierno en el que, o bien se apruebe el citado plan, o bien se introduzcan las modificaciones que se consideren oportunas para el eficaz cumplimiento de los condicionantes establecidos⁹”.

Leído el párrafo anterior queda claro que la CNE (que es a quien primero le correspondía opinar en este proceso), por una parte se adapta a lo que parece la intención política dominante, y aprueba la operación; pero acto seguido, reconoce que no hay información, no hay plan, y se reserva una última opinión para cuando haya suficiente información.

Efectivamente la D.A. 11 de la vigente Ley de Hidrocarburos establece que la CNE deberá “informar preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia”.

La aprobación a priori de la operación sin un PCA detallado otorga a Endesa e Iberdrola la facultad de decidir y dibujar un nuevo juego (que posiblemente requerirá otras reglas). No sólo estarían definiendo como van a ser ellos mismos, sino quienes se sientan en la mesa para jugar con ellos y quienes quedan excluidos de esa mesa.

Finalmente, aunque obvio, el PCA recoge las necesarias desinversiones en REE y OMEL que hay que acometer, aunque coincidimos con la CNE, en la conveniencia de reducir drásticamente el máximo de participación por agente en las citadas empresas (actualmente es del 10%), hasta cifras del 3% o cero (como también sugiere la CNE). Que REE y OMEL sean absolutamente independientes de los agentes es positivo para el funcionamiento competitivo del mercado.

⁹ CNE (2000).

4 - EL MERCADO RELEVANTE

4.1 – NATURALEZA DE LAS ACTIVIDADES QUE DEBEN SER OBJETO DE EXAMEN

El proceso de suministro de electricidad se divide básicamente en las siguientes fases:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Comercialización

Las empresas que se pretenden fusionar ya tienen ex – ante, cada una de ellas, una posición muy importante en cada una de las fases, como veremos con detalle más adelante.

El TDC en su análisis de la concentración Unión Fenosa – Hidrocantábrico¹⁰ “considera que resulta adecuado delimitar como mercados relevantes afectados el mercado de generación eléctrica en régimen ordinario, cuya producción se canaliza al consumo a través del pool o mediante contratos bilaterales, y el mercado de comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. Entiende el Tribunal que si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que, a su vez, lo están en mercados relevantes anteriormente delimitados, hace necesario tener en cuenta esta actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de comercialización y en el de generación”.

Por tanto, si esto era así hace seis meses, para una concentración que iba a suponer una empresa nueva con el 17,0% de la potencia instalada (7.414 MW para un total de 43.662 MW), el 21,4% de la electricidad generada (35.410 Gwh para un total de 165.263 Gwh), 19,9% en la distribución y 13,8% en la comercialización¹¹, parece

¹⁰ Ver TDC (2000) punto 4.1.

¹¹ Datos de 1999 manejados por el TDC en la concentración económica 54/00. Ver TDC (2000) punto 5.

lógico que las fases de suministro que deben ser examinadas en el caso que ahora nos ocupa, sean como mínimo las mismas.

A los autores nos parece relevante en el caso que nos ocupa (Endesa – Iberdrola) incluir también el transporte de electricidad, dentro de la misma consideración que tiene la distribución, dada la importante presencia de la empresa fusionada en la actividad de transporte: un 65% de la longitud de la red a 220 kV, un 51% de la transformación al nivel de 400 kV, un 34% de la retribución regulada a la actividad de transporte.

En otras palabras, todas y cada una de las fases del suministro eléctrico (transporte incluido) incumben al análisis, por tres razones:

- Porqué la presencia conjunta en fases que son “monopolio natural, y por tanto reguladas (transporte y distribución) y en fases que no lo son (generación y comercialización a consumidores cualificados) pueden afectar, en determinadas circunstancias, a la competencia en generación y en comercialización.
- Porqué las empresas fusionadas ex – ante y ex – post mantendrán una presencia importante en todas y cada una de las fases del suministro.
- Porqué aunque presentan segregación jurídica entre fases reguladas y no reguladas, y entre generación y comercialización (conforme a la vigente Ley 54/1997) estas actividades se realizan en el seno del mismo grupo empresarial.

4.2 – ÁMBITO GEOGRÁFICO

También el TDC recientemente se ha pronunciado con claridad al respecto¹²: “En conclusión este Tribunal considera que (...) el mercado afectado por la presente operación (se refiere a Unión Fenosa – Hidrocantábrico) es el mercado peninsular nacional”.

¹² Ver TDC (2000) punto 4.2.

Muchos autores (incluidos dos de los firmantes de este trabajo, NERA o la CNE en algún momento¹³) hemos considerado la posibilidad de que para el medio o largo plazo se pudiera pensar en un ámbito de mercado relevante ibérico. Pero el TDC lo descarta tajantemente, sintéticamente basándose en los siguientes argumentos:

- EDP no oferta en el pool español (las empresas españolas tampoco en Portugal, añadiríamos nosotros).
- La capacidad física de conexión entre España y Portugal es de 4.010 MW, lo que supone un 9% de la potencia instalada en España.
- Dado que una gran parte de esa capacidad de conexión hay que preservarla para cumplir objetivos de seguridad entre ambos sistemas, la capacidad comercial es de sólo 750/650 MW (datos de REE al TDC) lo que representa el 1,7% de la capacidad instalada en régimen ordinario en España¹⁴.
- La energía importada de Portugal (en 1999) fue de sólo 1.351 Gwh, frente a 165.263 Gwh producida en régimen ordinario en España.

4.3 – MERCADO ELÉCTRICO RELEVANTE

Por lo comentado con anterioridad parece haber doctrina por parte del TDC.

Únicamente los autores señalamos la relevancia de incluir el transporte de electricidad en alta tensión en la misma consideración que el TDC hacía de la distribución, al ser tan relevante la presencia de las empresas que se fusionan, ex – ante y ex – post, en esta fase del suministro.

Si bien a corto y medio plazo parece lógico considerar el alcance geográfico del mercado relevante a la España peninsular, volvemos a insistir en que a largo plazo, o tal vez a medio plazo, siempre que haya cambios regulatorios en ambos países e

¹³ La CNE (entonces CNSE) analizando el acuerdo Iberdrola – EDP, en Mayo de 1998, sostenía que “el mercado español y el mercado portugués constituyen dos mercados geográficos separados (ya que) las condiciones en la península ibérica no son lo suficientemente homogéneas para poder constituir el mercado geográfico relevante.” Pero en el caso Unión Fenosa – Hidrocantábrico, cambió radicalmente de opinión para considerar que parece razonable “ defender la tesis de que España y Portugal constituyen un único mercado geográfico.

¹⁴ El TDC también deja claro que la situación de las conexiones con Francia y Marruecos son similares a lo descrito para Portugal.

inversiones en conexión internacional, podría llegar a considerarse el ámbito ibérico como mercado relevante.

5 - CARACTERÍSTICAS DE ESTE MERCADO OLIGOPOLÍSTICO

5.1 - INTRODUCCIÓN

Es un lugar común en la teoría económica (economía industrial, organización industrial) comenzar definiendo lo que es un mercado de competencia perfecta.

Simplificando, podríamos decir que un mercado de competencia perfecta es aquel en el que simultáneamente se dan las siguientes condiciones:

A - Que exista un elevado número de ofertantes y de demandantes

B - Que ningún agente en el mercado (sea ofertante o demandante) pueda individualmente determinar cantidades o precios en el mercado

C - Que el bien o servicio comercializado sea "homogéneo" (homogéneo no significa único: podríamos considerar como producto homogéneo a varios distintos, siempre que exista sustituibilidad entre ellos, y siempre y cuando pudiéramos construir una función de utilidad entre ellos, socialmente aceptada, al margen de los precios que se marquen en el mercado)

D - Que no existan barreras de entrada ni de salida en el mercado

E - Que la información de la que disponen los agentes (sean ofertantes o demandantes) es homogénea para todos y suficiente

F - Que no existan costes de transacción relevantes (no confundir con costes de producción)

Lógicamente los mercados reales nunca se configuran como de competencia perfecta, porque siempre se producen fallos en alguna de las condiciones mencionadas.

La teoría ha desarrollado una amplia casuística respecto a las imperfecciones de los mercados, cuestión que sería demasiado amplia para desbrozar aquí. Aunque estos

estudios arrancan con fuerza Joan Robinson (The economics of imperfect competition, Mc Millan, 1933) y Eduard Chamaberlin (The theory of monopolistic competition, Harvard University Press, 1933).

La teoría también nos dice que las estructuras oligopolistas se caracterizan por la existencia de unas pocas empresas a las que su dimensión otorga un cierto poder de mercado.

Poder de mercado debe entenderse cuando una empresa es capaz por sí mismo, es decir de forma autónoma, de elevar sus precios por encima de o reducir su producción por debajo del nivel competitivo del mercado, y de esta forma aumentar su beneficio.

En cuanto a la búsqueda de dimensión por parte de las empresas hay que hacer dos consideraciones fundamentalmente: Tamaño mínimo eficiente, y el efecto de las economías de escala sobre la eficiencia la empresa (y de las economías de alcance, podríamos añadir).

Respecto a lo primero, hay que señalar que para una actividad o sector concreto, en cada caso, y cada momento temporal, hay un tamaño mínimo por debajo del cual la actividad de la empresa no es viable. Este tamaño mínimo es de difícil cálculo, pero parece evidente que tanto Endesa como Iberdrola lo poseían.

Respecto a lo segundo, las economías de escala son efectos que reducen los costes totales medios a largo plazo a medida que va progresando la producción o el tamaño de las plantas. También resulta difícil medir que economías se van a lograr con la fusión, pero podría haberlas, sobre todo en perjuicio del empleo.

5.2. LAS FUSIONES HORIZONTALES ENTRE EMPRESAS DOMINANTES EN LOS MEERCADOS OLIGOPOLÍSTICOS

Una fusión implica transferencias de grandes cantidades de dinero, variaciones en los mercados de capitales y en la mano de obra, además de efectos en el mercado del

bien o servicio producido por las empresas en cuestión. Estos efectos, lógicamente, son mayores en función del tamaño de las empresas implicadas.

Por ello, las fusiones tienen implicaciones para el bienestar individual de muchos consumidores, trabajadores, inversores, empresas que hacen bienes o servicios sustitutivos o complementarios, y también la hacienda pública.

En principio, una fusión solamente se debe de clasificar como “favorable” si el efecto agregado a nivel social es positivo.

Los órganos capacitados para aprobar aquellas fusiones deberán hacerlo en los casos en los que tienen un efecto neto positivo sobre el bienestar social, y combatir las que tienen el efecto de reducir el bienestar social.

Puesto que los conceptos importantes a la hora de evaluar una propuesta fusión, como por ejemplo el “bienestar social” y la “competitividad”, en una industria son sujetos a ciertas valoraciones personales, las directrices relevantes son imprecisas, como hemos podido comprobar en el mencionado caso del Departamento de Justicia de los EE.UU.

En general, aunque es imposible expresar, de forma exacta, el bienestar social en términos del valor del índice HH, las recomendaciones del Departamento de Justicia de los Estados Unidos con respecto a la utilización de este índice como una variable de tanta importancia a la hora de evaluar los efectos sociales de una propuesta de fusión son una buena (y generalmente aceptada) primera aproximación.

En términos teóricos más precisos, los economistas evalúan los efectos sociales de las fusiones entre las empresas según sus efectos previsibles sobre el bienestar social de equilibrio.

Desde la época de Alfred Marshall, es generalmente aceptado que una adecuada medición del bienestar social, es la suma del excedente de los consumidores (el área debajo de la curva de demanda y por encima del precio de mercado) y los beneficios de los productores activos en el mercado.

En lo que resta de este apartado, esta medición será indicada por la letra M . M tiene la ventaja de ser relativamente fácil de calcular en casos empíricos, una vez que se tiene la ecuación para la demanda de mercado, y suponiendo una modelización adecuada de cómo las empresas activas compiten entre sí.

Los distintos modelos de comportamiento empresarial conllevan, lógicamente, a distintos resultados con respecto al efecto final de una variación concreta en la estructura del mercado sobre el valor de M .

Sin embargo, un fenómeno común a todo análisis de teoría económica, pero habitualmente ausente en las directrices empleadas por las comisiones de evaluación de propuestas de fusión, es que se analiza los efectos de una fusión según un movimiento de un equilibrio inicial a un segundo equilibrio posterior (en la jerga de los economistas, se estudian las variaciones con una “estática comparativa”).

Esto es de suma importancia para una correcta evaluación de una posible variación en la estructura de un mercado, puesto que toma en cuenta los efectos secundarios que se pueden esperar después de que se efectúa el impulso inicial.

Cualquier análisis de una propuesta de fusión que omita estos efectos es sólo aproximado.

5.3 - EL EQUILIBRIO EN LOS MERCADOS OLIGOPOLÍSTICOS

Antes de evaluar los efectos de una variación en el número y tamaño de las empresas que suministran un mercado en particular, es necesario establecer una correcta descripción del equilibrio en el mercado, en función del comportamiento de las empresas. A este fin, existen varios modelos, diferenciados generalmente según sus supuestos sobre las creencias de las empresas activas, que ahora resumiremos. En todo momento dejaremos que el número total de empresas activas sea n , y supondremos por el momento que n es fijo en el sentido de que una fusión entre un subgrupo de empresas no implica que entren nuevas empresas, ni tampoco que otras empresas que no participan en la fusión salgan del mercado.

Este supuesto es obviamente restrictivo, e implica que nuestro análisis es estrictamente a corto plazo, cuando en el largo plazo el número de empresas activas debe ser determinado endógenamente, en función de las posibles barreras de entrada que puedan existir.

- El modelo de Cournot

El primer modelo de comportamiento empresarial en condiciones de oligopolio fue elaborado en 1838 por Auguste Cournot. El supuesto básico de Cournot es que todas las empresas producen una cantidad suponiendo constante la producción de las demás empresas (la creencia Cournot).

En este sentido, existirá un equilibrio siempre cuando la producción de cada empresa es óptima, dada la elección de producción de todas las demás empresas. Puesto que esto corresponde al equilibrio de Nash en el juego, habitualmente se denomina el equilibrio en este tipo de mercado el equilibrio “Cournot-Nash”.

El equilibrio Cournot-Nash conlleva el resultado de que, si las empresas son idénticas entre sí (sobre todo en cuanto a sus respectivas funciones de costes), entonces cada una producirá la misma cantidad de producción, es decir, cada empresa tendrá una cuota de mercado igual a $1/n$, y correspondientemente, cada empresa recibirá el mismo beneficio.

Es fácil demostrar que si las empresas tienen distintas funciones de costes marginales, entonces en el equilibrio Cournot-Nash las empresas con menores costes marginales acabarán con mayores cuotas de mercado.

Habitualmente se modela un mercado de este tipo con empresas con idénticas funciones de costes, ya que dado a elegir, cada empresa usará la tecnología productiva correspondiente a la función de costes más eficiente. En ausencia de problemas de información asimétrica y otras restricciones¹⁵, la implicación directa de esto es que

¹⁵ Probablemente el más importante es la incorporación de I+D, es decir, procesos mediante los que una empresa puede encontrar una tecnología más eficiente, y luego protegerla mediante una patente para

todas las empresas usarán la misma tecnología. Dado este supuesto, se deduce que todas las empresas tienen el mismo coste marginal y que éste es constante.

- El modelo de Stackelberg

En el modelo de Stackelberg, se tiene un mercado con $n-1$ empresas que están funcionando con creencias Cournot (es decir, producen suponiendo la producción de las demás empresas es constante), y una empresa que actúa con una creencia un poco más sofisticada: esta empresa produce tomando en cuenta el efecto que su elección de producción tiene sobre las elecciones de producción de las demás empresas.

En este sentido, las $n-1$ empresas con creencias Cournot se denominan los “seguidores”, y la empresa más sofisticada se denomina el “líder”. El equilibrio en este mercado requiere que el líder resuelve, mediante la inducción recursiva, la respuesta de producción del grupo de seguidores a cualquier elección suya, así pudiendo calcular el beneficio final que obtendrá con toda posible elección propia. Luego escoge aquel nivel de producción que corresponde al máximo de su propio beneficio.

Usando los mismos argumentos que en el modelo de Cournot, para establecer que es razonable que todas las empresas (incluido el líder) tienen la misma función de costes, en el equilibrio cada empresa seguidora produce una cantidad idéntica, y la empresa líder produce algo más que cualquier empresa seguidora.

Correspondiente, si los costes marginales son constantes e iguales para todas las empresas, la empresa líder recibe un beneficio mayor que cualquier empresa seguidora.

- El modelo de Bertrand

Los modelos de Cournot y de Stackelberg comparten la idea de que las empresas compiten en base a sus decisiones primero con respecto a la producción propia, y luego la producción agregada. Así se establece el precio de mercado en el que todas las

conseguir una posición más favorable en el mercado. Mientras que son, sin lugar a dudas importantes, hemos preferido apartar estas complicaciones de la mayor parte de nuestro análisis con el objeto de que las ideas fundamentales detrás de las fusiones en sí sean más evidentes.

empresas venden su producción. En cambio, el modelo de Bertrand se basa en la hipótesis de que las empresas compiten en base al precio al que ofrecen vender su producción.

Como demuestran formalmente Deneckere y Davidson (1985), en cualquier modelo de competencia en precios, las fusiones entre empresas siempre son perjudiciales para el bienestar social, independientemente de cuántas empresas se fusionan, siempre que después de la fusión sigan por lo menos dos empresas sigan activas.

Este resultado es fácil de comprobar, cuando se observa que en un modelo con competencia de tipo Bertrand, el equilibrio con $n > 1$ requiere que cada empresa fije su precio igual a su coste marginal, es decir, se obtiene la solución de competencia perfecta con beneficios nulos para cada empresa activa.

Si las empresas tuviesen distintas funciones de costes, entonces solamente quedarían activas en el equilibrio aquellas empresas con el menor coste marginal ya que éstas pueden siempre cobrar un precio menor que las empresas con mayores costes marginales, lo que implica que ningún consumidor acudirá a comprar en las empresas de mayor coste marginal (y de mayor precio).

Dado esto, el bienestar social, M , es igual al excedente de consumidor cuando el precio es igual al coste marginal mínimo de todas las empresas, independientemente de cuantas empresas queden activas. Si existen costes fijos, entonces se obtiene el óptimo social con exactamente 2 empresas activas¹⁶.

Obviamente, si se entiende que el sector eléctrico español estaría bien representado con un modelo de Bertrand (es decir, la competencia es en precios), el resultado de Deneckere y Davidson implica que la fusión entre Endesa y Iberdrola necesariamente perjudica el bienestar social

¹⁶ En el modelo de Bertrand, la competitividad existente no está afectada por una variación en el número de empresas activas, siempre que no hay un monopolio. En las palabras de White (1987, pág. 14), “solamente hacen falta dos caballos para que haya carrera”.

- El modelo de Stackelberg extendido

Como ya hemos señalado anteriormente, el modelo de oligopolio de Stackelberg estudia el equilibrio de mercado cuando existen una empresa líder y n seguidores, produciendo un bien homogéneo de manera no cooperativa.

El primer modelo que relaja el supuesto de una sola empresa líder es Sherali (1984), quien considera una situación de un número general (m) de líderes y un número general (n) de seguidores.

En su modelo, Sherali define a cada empresa seguidora como un competidor con creencias Cournot (es decir, supone que la producción de las otras empresas es fija), mientras que las empresas líderes tienen creencias Cournot respecto a las demás empresas líderes y creencias Stackelberg respecto a las empresas seguidoras.

Por tanto, las empresas líderes participan en un juego de tipo Cournot entre sí, tomando en cuenta el comportamiento maximizador del grupo de empresas seguidoras.

Usando supuestos habituales sobre la demanda y las funciones de costes de todas las empresas, Sherali demuestra que existe un equilibrio de Nash perfecto (en subjuegos) que es único. En el equilibrio, cada empresa líder produce más y gana mayor beneficio que cada empresa seguidora.

El modelo de Sherali supone que únicamente puede haber dos niveles de empresas, en donde "nivel" significa un rango de cuota de mercado en concreto. Por supuesto, el mundo real presenta escenarios oligopolísticos bastante distintos, y a veces incluso puede haber tantos "niveles de actividad" como empresas, es decir, cada empresa actúa en su propio nivel.

Por ejemplo, en el sector de generación eléctrica en España, antes de la fusión de las dos empresas mayores, presentaba un oligopolio con 4 empresas, y con 4 distintas cuotas de mercado (aproximadamente, Endesa 50%, Iberdrola 30%, Unión Fenosa 13%,

Cantábrico 7%, y otros 1%¹⁷). Claramente, esto no corresponde con ninguno de los modelos tradicionales, ni tampoco con el modelo Stackelberg sencillo (con dos niveles de actividad), sino con un modelo con por lo menos 4 niveles de actividad.

Los argumentos que normalmente se usan para defender la idea de que se debe generalizar el número de empresas líderes en el modelo original de Stackelberg también indican que se debe generalizar el número de niveles de empresas (por ejemplo, la inercia de empresas existentes les proporciona una ventaja sobre nuevos entrantes, debido a su mayor experiencia en el mercado, a contratos de suministro ya establecidos, a una mayor facilidad para absorber las incertidumbres del mercado, etc.; que les permite producir con mayor sabiduría, información y seguridad, lo que les proporciona una ventaja estratégica).

Existen varios artículos que han generalizado el modelo tradicional para incorporar más de dos niveles de empresa (véase, por ejemplo, Hamilton y Slutsky (1990), Anderson y Engers (1992), Economides (1993), Matsumura (1999), y Watt (1998)). Estos artículos generalmente consideran la estructura industrial que emergería endógenamente. En particular, Matsumura (1999) permite que n empresas elijan cuanto producir y también el período en el cual se produce. Por tanto, en el artículo de Matsumura, los “períodos” son equivalentes a lo que aquí se denomina los “niveles”. Matsumura demuestra que, por lo menos $n-1$ empresas escogerían producir simultáneamente en el primer período. Sin embargo, Watt (1998) demuestra que el óptimo social se establece con 1 empresa en cada nivel, lo que, junto con el resultado de Matsumura, indica que el óptimo social no se obtiene endógenamente.

Además, Anderson y Enders (1992) comparan los equilibrios del modelo clásico Cournot (todas las empresas producen simultáneamente) con el equilibrio cuando las mismas empresas producen secuencialmente, y encuentran que el modelo de producción secuencial proporciona mayor bienestar social.

¹⁷ Las cifras son aproximadas pero razonables. En realidad, según sea un año de mucha o poca lluvia, Iberdrola gana o pierde cuota de mercado ante el resto de las empresas puesto que tiene una dependencia

Dada la estructura del sector de la generación eléctrica en España, y bajo el supuesto de que la competencia es en cantidades en vez de en precios, parece razonable que se utiliza un modelo de Stackelberg extendido con 4 niveles de actividad.

Si además simplificamos con los supuestos de que la demanda de mercado es lineal, y que las empresas tienen costes marginales constantes e iguales (ambos supuestos son razonables para el caso de la generación eléctrica, en donde resulta cierto que, independientemente de la tecnología exacta - nuclear, hidroeléctrico, carbón o gas - el coste marginal es aproximadamente cero)¹⁸, entonces se puede calcular las cuotas de mercado teóricas de equilibrio.

Para el caso de una industria con 4 empresas en cuatro niveles distintos, las cuotas de mercado del equilibrio resultan ser 53,33% para la empresa en el primer nivel (en el caso que nos concierne, Endesa), 26,66% para la empresa en el segundo nivel (Iberdrola), 13,33% para la empresa en el tercer nivel (Unión Fenosa) y 6,66% para la empresa en el último nivel (Hidrocantábrico).

Como se puede observar, el modelo teórico, aunque basado en ciertos supuestos simplificadores, explica la realidad del sector eléctrico español con bastante precisión.

5.4 - LOS EFECTOS DE LAS FUSIONES SOBRE EL BIENESTAR SOCIAL

En el anterior punto B, se ha aplicado el modelo de competencia oligopolístico Stackelberg extendido al caso del sector de generación eléctrica en España. En esta sección, usaremos el modelo para considerar los efectos de las fusiones sobre el bienestar social, con especial referencia ya al sector de generación eléctrica en España. En todo momento se supone que la fusión en cuestión es voluntaria, es decir, es beneficiosa para los socios, lo que no implica que es también favorable para la sociedad en general.

mayor en la tecnología hidroeléctrica.

¹⁸ También es bastante realista el supuesto de que la demanda de mercado es lineal. En efecto, la demanda de carga eléctrica sigue una curva de demanda que es casi cuasi-lineal, con un primer segmento muy elástico (pendiente muy baja) a precios altos, y un segundo segmento muy inelástico (pendiente muy alta).

Para considerar de manera correcta la fusión entre Endesa y Iberdrola, es necesario primero escoger un modelo relevante. A la luz de la realidad del sector, solamente existen dos posibilidades, a saber, el modelo de Bertrand (competencia en precios) y el modelo Stackelberg generalizado (competencia en cantidades).

Como ya hemos señalado anteriormente, la utilización del modelo de Bertrand condena directamente la fusión como desfavorable para el bienestar social (véase Deneckere y Davidson (1985)).

Dada esta conclusión tan directa del primer modelo, ahora nos vamos a centrar en el modelo Stackelberg generalizado, que admite como casos particulares todos los demás modelos tradicionales de competencia en cantidad, y que tiene la ventaja de admitir un equilibrio con distintas cuotas de mercado entre las empresas presentes.

Para empezar, conviene destacar el siguiente resultado teórico, enunciado (y demostrado) en Watt (1998):

En el modelo de Stackelberg extendido con z niveles de actividad, se maximiza el bienestar social cuando hay una empresa en cada nivel, y cuantos más empresas (y , por tanto, niveles) existen.

Consecuentemente *cualquier* fusión de empresas empezando con una situación de equilibrio con una sola empresa en cada nivel necesariamente disminuye el bienestar social. Como esto es el caso del sector eléctrico en España, debemos concluir que la fusión entre Endesa y Iberdrola es perjudicial para el bienestar social.

Se debe recordar que este resultado compara los equilibrios ex-ante y ex-post de la fusión, en vez de solamente considerar que después de la fusión la empresa creada, desinvierte y vuelve a una cuota de mercado igual a la del equilibrio ex-ante.

En particular, con una industria con 4 empresas y cuatro niveles de actividad, se supone que las dos empresas mayores (las de los niveles 1 y 2) se fusionan.

El resultado sería una industria con 3 empresas y 3 niveles de actividad, que empieza con las siguientes cuotas de mercado; 80% para la nueva empresa resultante de la fusión, 13.33% para la empresa en el segundo nivel (en el caso que nos concierne, Unión Fenosa), y 6,66% para la empresa en el tercer nivel (Hidrocantábrico).

No obstante, esta situación no corresponde con un equilibrio para una industria con tres empresas y tres niveles, y entonces hay que esperar profundas variaciones con el fin de restablecer el equilibrio.

De hecho, se puede calcular que el equilibrio ex-post requiere que la empresa en el primer nivel (la empresa resultante de la fusión) tenga una cuota de mercado de 57,14%, la empresa en el segundo nivel debe tener una cuota de mercado del 28,57%, y la empresa en el tercer nivel debe tener una cuota de mercado del 14,29%.

Para poder hacer un cálculo exacto del bienestar social en cada equilibrio, es necesario saber exactamente cual es la función de demanda y el coste marginal de las empresas.

No obstante, si es fácil hacer una comparación del índice Herfindahl-Hirshman (HH) en cada una de las situaciones que la fusión implica.

En primer lugar, en la situación teórica ex-ante, tenemos $HH = 3776,89$ (comparado con el valor de HH que corresponde con los datos reales, es decir 3619). Inmediatamente después de la fusión (cuotas de mercado de 80%, 13,33% y 6,66%), el índice Herfindahl-Hirshman pasará a ser 6622,04.

Finalmente, en el equilibrio teórico ex-post (cuotas de mercado de 57,14%, 28,57% y 14,29%), el índice Herfindahl-Hirshman correspondiente es 4285,43.

Es decir, se puede esperar que la fusión acaba implicando un aumento en el índice Herfindahl-Hirshman del orden de 508 puntos (cinco veces mayor que el límite permitido en el sistema actual en los Estados Unidos).

Debemos señalar que la fusión implica una perturbación que lanza la industria a una situación de desequilibrio, que se iría corrigiendo con el paso del tiempo. No obstante, la transición entre equilibrios es un proceso costoso en términos de eficiencia económica, ya que implica una mala asignación de recursos. Por supuesto, cuanto mayor es la perturbación inicial al equilibrio, mayor es el tiempo necesario para convergir al equilibrio ex-post, y correspondientemente, mayores son los costes económicos asociados.

Sobre este punto es curioso notar que el equilibrio ex-post alcanzado después de la fusión es independiente de cuales son, exactamente, las dos empresas que participan en la fusión.

Es decir, las mismas cuotas de mercado resultan como equilibrio ex-post independientemente de cuales son los socios en la fusión.

Sin embargo, no todas las posibles fusiones implican la misma trayectoria entre equilibrios. En particular, una fusión entre las dos empresas más grandes implica la mayor situación de desequilibrio inmediatamente posterior a la fusión, y correspondientemente, las mayores costes de transición al nuevo equilibrio.

Para ver esto, nótese que, por ejemplo, si la fusión hubiera sido entre Endesa y Hidrocantábrico, la situación inmediatamente posterior a la fusión correspondería casi exactamente al equilibrio ex-post, y entonces los costes de transición serían casi nulos (aunque, el equilibrio ex-post sigue implicando una reducción en bienestar social con respecto a la situación inicial).

Por tanto, podemos decir que, en el caso de que dos empresas se fusionen, es precisamente la fusión entre las dos mayores empresas el caso más costoso en términos de costes de transición.

6 - COMO SE COMPITE EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y COMO SE COMPITE EN GENERAL EN ESTE SECTOR

6.1 – DESCRIPCIÓN

El mercado de generación opera como un sistema de ofertas competitivas, donde los productores de más de 50 MW están obligados a presentar sus ofertas de venta, y los consumidores cualificados¹⁹, distribuidores y comercializadores formulan sus demandas de energía. La condición necesaria para participar en el mercado es estar debidamente inscrito en los registros del Ministerio de Industria²⁰, y haber firmado el contrato de adhesión que obliga al cumplimiento de las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado.

PRODUCTOR	<ul style="list-style-type: none"> • Compra y vende energía y otros servicios en el mercado • Inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (incluye bombeo) • Firma el contrato de adhesión • Opera en libre competencia y la entrada está liberalizada • Instala, opera y mantiene sus instalaciones sujeto a normativa • Opera e informa del mantenimiento al operador del sistema • Informa de las características técnicas
AUTOPRODUCTOR	<ul style="list-style-type: none"> • Vende energía excedentaria en el mercado (autoconsume +30% si < 25 MW y +50% si > 25 MW) • Inscrito en el Registro Administrativo • Firma el contrato de adhesión • Opera en libre competencia y la entrada está liberalizada • Si la potencia es < 50 MW puede operar en el régimen especial
DISTRIBUIDOR	<ul style="list-style-type: none"> • Adquiere energía en el mercado • Inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores, y Consumidores Cualificados • Firma el contrato de adhesión • Presta garantía suficiente al operador del mercado • Opera como actividad regulada con peajes máximos

¹⁹ Se denominan clientes cualificados a todos aquellos consumidores de energía eléctrica que pueden acudir al mercado de generación a realizar sus compras de energía.

²⁰ Según la naturaleza de los agentes deberá inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, o en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.

	<ul style="list-style-type: none"> • Instala, opera y mantiene sus instalaciones sujeto a la normativa vigente • Opera e informa del mantenimiento al operador del sistema y pide descargo si gestiona las instalaciones • Informa de las características técnicas
COMERCIALIZADOR	<ul style="list-style-type: none"> • Adquiere energía en el mercado • Inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores, y Consumidores Cualificados • Firma el contrato de adhesión • Presta garantía suficiente al operador del mercado • Ejerce libremente • Vente a otros comercializadores o a clientes cualificados
CONSUMIDOR CUALIFICADO	<ul style="list-style-type: none"> • Puede adquirir su energía directamente en el mercado, a través de un comercializador, mediante un contrato físico con un generador, o como consumidor a tarifa temporalmente • Inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores, y Consumidores Cualificados • Firma el contrato de adhesión • Presta garantía suficiente al operador del mercado

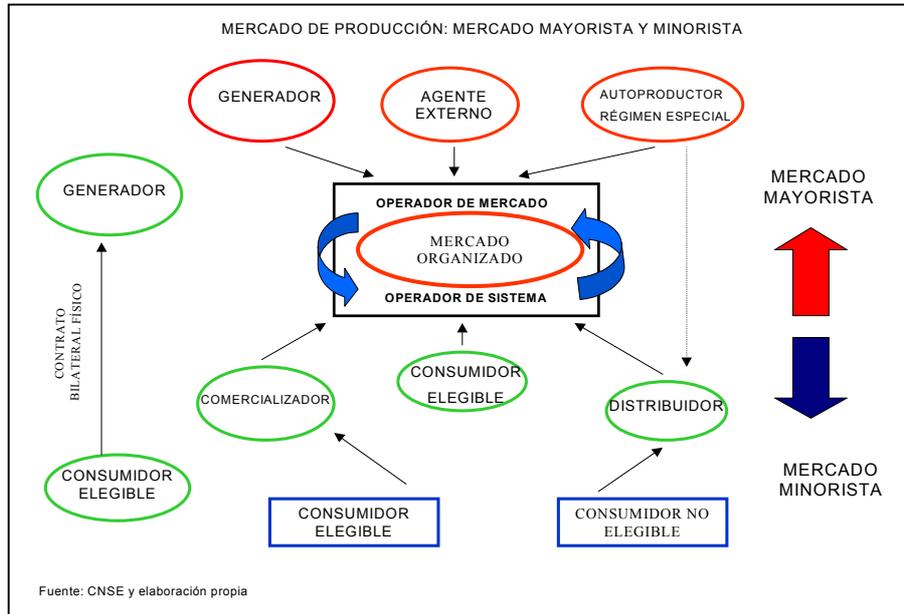
Fuente: OMEL

Se pueden distinguir dos partes que componen el mercado: el mayorista o mercado de producción de energía eléctrica y el minorista. En el **mercado mayorista** se fija el precio de la generación de las unidades de producción eléctrica, y actúan como vendedores las empresas generación y los agentes externos (importaciones de electricidad), y como compradores los distribuidores, los comercializadores, los consumidores cualificados y los agentes externos (exportaciones de electricidad). Este mercado es gestionado por dos operadores, económicamente interviene el operador del mercado y técnicamente el operador del sistema. Las ordenes de oferta y demanda de energía eléctrica son casadas atendiendo a su precio, garantizando que no se supera la capacidad máxima de interconexión con los sistema eléctricos externos, y considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las conexiones internacionales. El precio de equilibrio es el marginal, es decir, es el precio de la última oferta de venta que ha sido casada. La retribución de la actividad de producción que recibirán los generadores incorpora el precio marginal del mercado, la garantía de potencia²¹, y los servicios

²¹ Se retribuye a los productores que están obligados a presentar ofertas de energía al mercado por el hecho de tener a disposición del sistema la producción de sus unidades de generación.

complementarios²².

Gráfico 1



El mercado minorista se basa en contratos bilaterales negociados entre los consumidores y los comercializadores, estando garantizado el acceso a la red de transporte y distribución mediante el pago de peajes regulados por la Administración.

El mercado de producción está integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía, y de otros servicios relacionados con el suministro. De tal forma que el mercado eléctrico se constituye en tres tramos: el mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios. Los contratos bilaterales físicos se integran también en el mercado de producción.

El primer nivel en el mercado de producción está formado por todas las operaciones de compra y venta de electricidad que se efectúan para el día siguiente, y constituyen el denominado mercado diario. Las sesiones de contratación en el diario se estructuran en periodos de programación correspondientes a una hora natural, por lo

²² Los servicios complementarios corrigen las desviaciones que se producen en el mercado de generación para garantizar el suministro adecuado a los consumidores.

tanto se fijan 24 periodos de programación. Los agentes vendedores pueden presentar ofertas de venta para cada periodo horario de programación, e igualmente pueden hacer los compradores con sus ofertas de adquisición.

Una vez que se cierra el plazo de presentación de ofertas, el operador del mercado se encarga de realizar un procedimiento de casación, determinando el precio marginal para cada periodo horario de programación, que será el precio de oferta lanzado por la última unidad de producción necesaria para atender la demanda.

Con la información de la casación (que también comprende el orden de precedencia económica de todas las instalaciones de producción) y la correspondiente a la ejecución de los contratos bilaterales físicos y a los intercambios internacionales, el operador del mercado determina el programa diario base de funcionamiento.

A continuación, el operador del sistema a la vista de este programa determinará las restricciones técnicas, solventándolas mediante la retirada de las ofertas casadas que sean requeridas, y dando entrada a otras ofertas no casadas cuando sea necesario, respetando siempre el orden de precedencia económica. El programa resultante de estos ajustes se denomina programa diario viable.

Por otro lado, formando parte del mercado de generación se hallan los denominados servicios complementarios, que son necesarios para asegurar el suministro eléctrico en condiciones de calidad y seguridad. Los servicios complementarios pueden tener un carácter obligatorio o potestativo. Son obligatorios todos aquellos servicios con los que debe contar cualquier instalación para garantizar el correspondiente suministro, mientras que son potestativos los que el operador del sistema considere necesarios para garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico. Para el caso de los servicios potestativos, se organiza un mercado para cada periodo horario de programación, retribuyéndose al precio marginal y en función del servicio efectivamente prestado.

Por último, se debe mencionar la existencia de un mercado intradiario, que consta de varias sesiones, y que atiende los desajustes en la oferta y demanda de energía que pueden producirse después de fijarse el programa diario viable. En el intradiario pueden presentar ofertas de compra y venta de energía los mismos agentes que en el

mercado diario, pero es un requisito indispensable para participar en este mercado que los agentes hayan acudido previamente a la sesión del mercado diario correspondiente.

La programación horaria final será el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes realizadas en cada periodo de programación resultado del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario. Los desvíos de generación y consumo a partir del cierre de la programación horaria final se gestionan mediante un procedimiento de gestión de desvíos, y la prestación de los servicios complementarios de regulación terciaria y secundaria.

6.2 - COMENTARIOS

La forma de competir en el mercado mayorista de electricidad viene condicionada por:

A) Relativas al producto

- Homogeneidad del producto y enormes dificultades para diferenciar el producto: competencia en precio

B) Por el lado de la demanda

- Muy baja elasticidad – precio de la demanda
- Predictibilidad de la demanda

C) Por el lado de la oferta

- Escasez de ofertantes
- Concertación oferta – demanda
- Existencia de ofertantes con cartera de generación
- Homogeneidad en el mix de potencia y en la función de producción
- Altas barreras de acceso²³

²³ Más adelante se detallarán tales barreras de acceso.

Los autores opinamos que la posesión de una variada cartera de generación, con representación de tecnologías variadas, es prácticamente la única ventaja competitiva reconocible a las empresas del sector, si tal cartera supusiera por ejemplo una gestión óptima del riesgo.

No parece razonable otorgar tal consideración de ventaja competitiva a otras situaciones en las que puede aflorar poder vertical de mercado, tal como una gran presencia simultánea en generación y transporte / distribución.

D) Respecto a la formación del precio

- Subasta horaria de potencia
- Numerosísimos componentes regulados en la formación de precios, tanto en el mercado, como al consumidor

Las compañías eléctricas disponen de una cartera de activos de generación y su estrategia en el mercado consiste en el manejo de tal cartera. La curva de oferta y demanda en el mercado eléctrico varía para cada hora, siendo básicamente vertical tanto por uno como por otro lado. Esto significa que la mayor partes de las unidades ofertantes son “tomadores de precio”, pero hay una serie de centrales marginales para cada hora que son las que asumen el riesgo y la oportunidad de fijar precios. Si se conoce con la debida seguridad la demanda, los riesgos son menores.

Dicho todo esto, la calidad y cantidad de la cartera de generación y las economías de escala y músculo financiero de las compañías y una fuerte presencia vertical, resultan fundamentales para tener éxito en este mercado.

Es relevante señalar que en 1999 estos fueron el % de horas que las centrales de Endesa más Iberdrola fijaron el precio marginal del mercado:

PERIODO	%
1	79
2	79
3	84
4	85
5	86
6	74

No es objeto de informe enjuiciar el funcionamiento del mercado de electricidad en España, pero como se puede apreciar, de haber poder mercado en el mercado mayorista de electricidad (mercado diario), estaría siendo ejercido por estas dos compañías.

Una compañía eléctrica tradicional (como Endesa o Iberdrola) obtiene dos márgenes (negocios regulados aparte): uno en el mercado mayorista o pool (cantidad por precios horarios menos costes de generación) y otro con los consumidores a los que comercializa (cantidad por precios contratados menos cantidad por precios del pool)²⁴

Ciertamente los precios en el pool influirán en el precio de los contratos con consumidores cualificados; pero esta influencia se expresa con un gap temporal.

Si alguna compañía tuviera la capacidad para mover los precios del pool a su antojo podría optar por ejemplo por no hacer contratos con consumidores, que los hicieran los demás (basados en precios actuales del pool) y pasado un tiempo elevar los precios del pool, con lo que además de obtener un extramargen en el pool, podría abrir unas pérdidas importantes a otros competidores con sus contratos.

No aseguramos que este sea el caso en España, pero a pesar de la agresividad comercial de lagunas compañías pequeñas, como Hidrocantábrico, todas llevan buen cuidado de no contratar con consumidores cualificados más energía de la que generan.

²⁴ Ver Anexo para mayor detalle.

Finalmente, en este apartado queremos señalar que la teoría indica que la competencia puede reducir los precios que paga el consumidor, ya que la competencia acerca el precio final al coste marginal. Se producirá tal reducción siempre y cuando la situación ex – ante y ex – post de los costes permanezca más o menos constante, o aunque los costes crezcan, si lo hacen en menor medida que las ganancias que se apropia el consumidor por la presión competitiva.

Así que, correlacionar la evolución nominal (o real) de los precios con el grado de competencia en un sector puede ser erróneo si no se considera lo que ocurre con los costes. Efectivamente hay que valorar los resultados del mercado eléctrico, así como de los mercados en general, desde otra perspectiva que no sea vincular a corto plazo los resultados de las políticas regulatorias o de la organización de tales mercados con la evolución de los precios nominales o deflactados, porque tan erróneo es apuntarse el tanto de unos precios eléctricos a la baja debidos también a la evolución bajista de distintos costes relevantes en este sector (tipo de interés y favorable hidraulicidad principalmente), al alto crecimiento de la demanda y al bajo nivel de inversión en curso, entre otros factores; como erróneo sería culpar al Gobierno o a la industria de los altos precios de la gasolina y gasóleos (que acabamos de sufrir) fruto, sobre todo, del elevado precio del petróleo, fijado en mercados internacionales, y de la pérdida de valor del euro en términos del dólar.

7 - EFECTOS DE LA CONCENTRACIÓN:

Vamos, en primer lugar a examinar las dos primeras características (A y B) de un mercado de competencia perfecta, que hemos definido en el anterior punto 5. Concretamente si el número de ofertantes es suficiente y si alguno de estos tiene por sí mismo capacidad para influir en las cantidades comerciadas o en la fijación de los precios, sin entrar en otras consideraciones.

Esta facultad para influir en cantidades o precios se la denomina "poder de mercado".

"Cuando una empresa posea la capacidad de modificar las condiciones del mercado a su favor en un horizonte temporal no preciso se dice que ostenta un poder de mercado. A pesar de la existencia de un elevado número de entidades en un sector, si una de ellas o un grupo homogéneo de entidades controla una cuota de mercado lo suficientemente alta como para manipular a los demás adversarios económicos, la competencia se verá alterada ..." ²⁵

El poder de mercado puede ser de naturaleza "vertical", cuando una empresa determinada tiene una posición de "dominio", bien sea "aguas arriba" o "aguas abajo" del proceso de producción; posición que le otorga claras ventajas en el "mercado de referencia" o en el "mercado relevante".

El poder de mercado puede ser de naturaleza "horizontal", cuando una empresa presenta una clara posición de dominio en el "mercado de referencia o relevante".

7.1 - ESTRUCTURA HORIZONTAL DEL MERCADO

A corto plazo, las cuotas de producción de las empresas en el mercado mayorista de electricidad (peninsular) son función de:

- La potencia instalada y la disponibilidad de dicha potencia

²⁵ Bueno y Morcillo (1994). Pág 167.

- La hidraulicidad media del año

Las cuotas de mercado mayorista (diario) de las empresas a lo largo de los casi tres años y medio de funcionamiento del mercado eléctrico español no han conocido alteraciones importantes, según entienden los autores.

CUOTA DE PRODUCCIÓN (%)

	1998	1999
ENDESA	48,9	50,3
IBERDROLA	32,2	28,5
UNIÓN FENOSA	13,0	13,5
CANTÁBRICO	5,4	7,2
ELCOGAS	0,5	0,6
TOTAL	100	100

FUENTE: CNE

En principio, estas cuotas podrían verse (o haberse visto) alteradas por alguna de las siguientes causas:

- Cambios profundos en la estrategia de ofertas horarias de los agentes
- Compra - venta de activos de generación entre los agentes presentes
- Entrada de nuevos agentes / nuevas instalaciones de generación
- Dado que el mix de generación de los agentes presentes no es del todo homogéneo, una mayor o menor aportación de la hidráulicidad puede explicar cambios en las cuotas de mercado, dado el mínimo coste variable de esta energía y su consiguiente facilidad para entrar en la "orden de mérito"

En los cálculos realizados en este trabajo suponemos las siguientes cuotas por empresa:

ENDESA	50%
IBERDROLA	30%
FENOSA	13%
CANTÁBRICO	7%
OTROS	1%

Este redondeo no altera significativamente ni los resultados ni las conclusiones.

7.1.1 - Índices de concentración:

Los índices de concentración más significativos son los siguientes:

Índice discreto (o sencillamente índice de concentración en otros autores).

Mide la cuota de mercado que controlan las m mayores empresas de un sector.

$$ID = \sum_{i=1}^m s_i$$

En donde:

m = Número de empresas que se consideran

$n(\geq m)$ = Total de empresas en el sector

s_i = Cuota de mercado controlada por la empresa i , ordenados según $s_i \geq s_{i+1}$ para todo i

Tiene como ventaja su sencillez y fácil visualización, y como inconveniente que no recoge al conjunto del sector.

Índice de Herfindahl - Hirschman (HH index).

Este índice fue propuesto primero por Hirschman y más tarde por Herfindahl.

Es la sumatoria del cuadrado de las participaciones en el mercado de cada uno de los agentes multiplicadas por 100.

El valor del índice puede variar desde 10.000 (máxima concentración), hasta algo próximo a cero (competencia perfecta: caso de infinitas empresas con cuotas tendentes a cero).

$$HH = \sum_{i=1}^n (s_i \cdot 100)^2$$

En donde:

n = Total de empresas en el sector

s_i = Cuota de mercado controlada por la empresa i

Este es el índice más utilizado en casi todos los estudios.

Tiene como ventajas también su sencillez, y que considera todo el sector.

Índice de Rosenbluth y de Hall - Tideman.

Pondera las cuotas de mercado de las empresas por su lugar de clasificación.

$$IR = \frac{1}{\sum i \cdot s_i^{-1}}$$

En donde:

s_i = Cuota de mercado controlada por la empresa i

i = Lugar de clasificación de la empresa i en su sector (rama industrial).

Este índice atribuye mayor importancia a las empresas pequeñas ya que las empresas analizadas se ordenan de forma descendente

Coefficiente de entropía

Mide el grado de "desorden" asociado a una determinada estructura de mercado. A mayor valor del coeficiente, mayor es la incertidumbre de una empresa en el sector para conservar uno cualquiera de sus clientes.

$$CE = \sum_{i=1}^n s_i \cdot \log \frac{1}{s_i} = - \sum_{i=1}^n s_i \log s_i$$

En donde:

n = Total de empresas en el sector

s_i = Cuota de mercado controlada por la empresa i

En otros lugares este se define como índice de entropía, que hace referencia al grado de incertidumbre al que se enfrenta cualquier competidor, dada una estructura de mercado, para mantener en su cartera a un cliente concreto elegido de forma aleatoria. Se define como sigue:

$$IE = \sum_{i=1}^n \left(\frac{s_i \left(\log \frac{1}{s_i} \right)}{\log n} \right) = \frac{CE}{\log n}$$

En donde:

n = Total de empresas en el sector

s_i = Cuota de mercado controlada por la empresa i

Cuando en el mercado hay monopolio, la incertidumbre es mínima y $s = 1$ y $IE = 0$.

Si todos los competidores tienen la misma cuota de mercado, $s_i = 1/n$ y $IE = 1$.

7.1.2 - Índices de distribución:

Índice de Gini / Curva de Lorenz

Varía entre 0 (equidistribución) y 1 (monopolio absoluto).

Esta medida tiene una interpretación directa en el diagrama de Lorenz.

Cuanto mayor es la desigualdad en el tamaño de las empresas, más alejada se dibuja la curva de la diagonal a 45°, y por tanto mayor el índice de Gini, que varía de cero a uno.

Más adelante se presentan las curvas de Lorenz para nuestro caso de estudio.

Coefficiente de variación.

Es el ratio de la desviación típica del tamaño de la empresa con respecto al tamaño medio de la empresa en la industria. Es una medida de la dispersión (independiente de la unidad de medición) y por tanto de la desigualdad en el tamaño de las empresas.

Varianza del logaritmo del tamaño de la empresa.

Se define como:

$$v^2 = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n \left(\log \left(\frac{x_i}{x_g} \right) \right)^2 \right]$$

Donde:

n = Total de empresas en el sector

x_i = Tamaño de la empresa i

x_g = Media geométrica del tamaño de la empresa

En cualquier caso la varianza nos proporciona una clasificación inequívoca del tamaño de las empresas.

7.1.3 - Concentración y número de competidores

La concentración de Endesa e Iberdrola, con los datos del mercado mayorista de generación, que no difieren mucho de los datos del mercado de comercialización a

consumidores cualificados, y sin ninguna medida que lo palié, empeora de forma ostentosa cualesquiera ratios de concentración o de distribución que empleemos.

En este proceso hay varias fases:

- A) Anuncio de fusión: se produce un empeoramiento dramático en los ratios concentración y distribución.
- B) Traspaso de activos al “gestor”: se vuelve aproximadamente a la situación sectorial de partida, en el entendimiento de que hay desinversión de activos de transporte y distribución y clientes de comercialización. Siendo así la valoración cuantitativa, habría muchos matices que hacer en aspectos cualitativos.
- C) Venta de activos a otros agentes: como no se sabe nada (el PCA no lo especifica) debemos abstenernos de opinar. Cabe la posibilidad de que Unión Fenosa ocupe el lugar de Iberdrola, con lo que poco se habría avanzado en los ratios concentración y distribución, pero cabe la posibilidad de que los 16.000 MW y los activos de distribución fuesen a manos de nuevos entrantes, con lo que estaríamos ante un nuevo escenario, una gran empresa dominante con 20.000 MW (el 45% de la potencia peninsular) y una serie de pequeñas compañías en el entorno de 5.000 MW, situación que tampoco supone ningún óptimo competitivo.

En resumen, sin un PCA más concreto, no es posible valorar la situación competitiva ex – post.

7.2 - ESTRUCTURA VERTICAL DEL MERCADO

Hay cuatro tipos de integración vertical que deben ser motivo, al menos de examen, para las autoridades encargadas de velar por la competencia en el sector:

- Integración vertical generación – comercialización
- Integración vertical comercialización – distribución
- Integración vertical generación – transporte / distribución, e
- Integración vertical aprovisionamiento – generación

Pasamos a examinar que problemas relativos a la competencia se pueden producir en cada caso.

7.2.1 – Integración vertical generación – comercialización

Existe una clara barrera de acceso para aquellos comercializadores que no generan, barrera que se expresa en el riesgo (no compensable en el mercado mayorista) de que los precios de mercado se incrementen mientras que no lo hagan en la misma medida el precio de los contratos. Como los contratos en España no parecen ser flexibles en este sentido, sino que van orientados a asegurar cantidades y precios durante un año, este riesgo es real.

Un grupo empresarial generador y comercializador verá mitigado el riesgo, toda vez que su caída del margen en los contratos puede verla resarcida en el mercado, especialmente si los incrementos de precios en el mercado no se justifican por incrementos en los costes de aprovisionamiento, sino por otras circunstancias.

El TDC ya conoce este problema cuando dice que las empresas que comercializan y también generan “pueden hallar incentivos a incrementar los precios del pool hasta un nivel que expulse a las comercializadoras no generadoras del mercado”²⁶.

En cualquier caso es significativo un dato que ya antes hemos señalado: que las comercializadoras no generadoras sólo tienen una cuota de mercado del 0,2%.

La posibilidad de que las comercializadoras, a partir del 1 de enero de 2003 puedan adquirir energía ya no del mercado, sino de centrales del propio grupo empresarial, podría agravar aún más este problema.

²⁶ Ver TDC (2000).

7.2.2 – Integración vertical comercialización – distribución

Existe la posibilidad de utilizar los servicios y funciones del distribuidor a favor de una comercializadora determinada. La CNE es muy consciente del problema cuando en su informe sobre la OPA de Unión Fenosa sobre Hidrocantábrico, dice que se pueden producir situaciones en las que “los comercializadores verticalmente ligados a distribuidores se encuentren en posición dominante ante los otros comercializadores, esencialmente porque aquellos usen la calidad de suministro como un posible valor comercial en sus ofertas”.

Por otra parte, la integración comercialización distribución proporciona un nivel de información superior respecto a un comercializador sin distribución.

7.2.3 – Integración vertical generación – transporte / distribución

La presencia en transporte y distribución, de forma simultánea a la generación es clara fuente de.

- información asimétrica: se pueden conocer y anticipar comportamientos de la demanda, que no conocen otros competidores sin distribución
- barreras de entrada al mercado: Al dejar en desventaja a quienes no estén presentes en distribución; o poder dilatar la conexión de nuevos competidores a la red de transporte

La empresa fusionada en distribución tendría una cuota del 80%, con 18 millones de abonados, y en transporte también tendría una presencia muy relevante como ya hemos indicado cuando hablábamos del mercado relevante (punto 4).

El TDC²⁷ señala que “algunas actuales ubicaciones podrían sacar partido de las restricciones de transporte que se produzcan de forma natural o incluso forzar la existencia de dichas restricciones para imponérselas a los demás”.

²⁷ TDC (2000).

Por todo ello, los autores coincidimos con aquellos que sentencian que algunas empresas eléctricas, y la futura empresa fusionada con más razón, siempre y cuando no acometa una grandísima desinversión en distribución y una desinversión total en transporte, pueden estar controlando el mercado más aún por el lado de la demanda que de la oferta.

Los autores queremos señalar que es importante que la empresa fusionada no tenga un excesivo dominio sobre las centrales hidráulicas de bombeo, no tanto por la cuota de potencia que significan en el total peninsular, sino por la capacidad de añadir o restar oferta y demanda de energía en momentos críticos.

7.2.4 – Integración vertical aprovisionamiento – generación

Una posición de dominio sobre una fuente de aprovisionamiento de alguna tecnología puede otorgar ciertas ventajas en el mercado eléctrico. No obstante, dado que en un sistema eléctrico satisfactoriamente competitivo, deben unas fuentes competir con otras, a pesar de las distintas características económicas que se derivan de las diferentes tecnologías empleadas, puede o no ser importante el dominio sobre una fuente de aprovisionamiento. Por ejemplo, en el mercado inglés, ha habido y hay una compañía que detentaba todas las centrales nucleares, sin que esto fuera motivo de especial preocupación ni para el regulador ni para las autoridades encargadas de velar por la competencia.

Salvo en el caso del carbón de importación y el fuel oil, hoy en España no hay competencia fuente por fuente de aprovisionamiento. Al menos, como vamos a ver nadie ha cambiado de proveedor. Las centrales nucleares son aprovisionadas (todas menos una, que se mantiene como referencia con otro proveedor) por la Empresa Nacional del Uranio. La energía hidráulica funciona por concesión a larguísimo plazo, sin que una vez otorgada la concesión nadie pueda optar por dicho aprovechamiento. El carbón nacional permitiría teóricamente cierto margen de maniobra, pero la verdad es que existe un complejo sistema regulatorio (y alguna salvaguardia en la Ley) de forma que no compiten las explotaciones mineras ni las centrales, sino que tienen asegurada una producción subvencionada y unas horas de funcionamiento por central.

La polémica hoy se centra en el gas natural, no tanto en el presente ya que apenas hay producción eléctrica a partir de gas, sino en el futuro, cuando presumiblemente funcionen varias turbinas de ciclo combinado de gas (CCGT).

Dada la simetría regulatoria gas – electricidad y alguna facilidad otorgada por medidas posteriores a la Ley de Hidrocarburos (como el acceso a un 25% del contrato de gas argelino por gasoducto a nuevos comercializadores) no parece que en el sector del gas se vayan a producir las circunstancias (ausencia de alternativas) de la nuclear, la hidráulica o el carbón nacional.

A pesar de todo coincidimos con la recomendación de la CNE acerca de que “los acuerdos Endesa – Gas Natural y Iberdrola – Repsol deben ser revisados a tenor de las nuevas circunstancias derivadas de la operación de concentración”²⁸.

En síntesis, volvemos sobre algo que ya hemos señalado anteriormente: esta operación de fusión entre Endesa e Iberdrola no se puede limitar sólo al análisis y a la toma de medidas (desinversoras) en generación, sino que debe contemplar también análisis y medidas (desinversoras) en comercialización, transporte y distribución.

7.3 - BARRERAS DE ENTRADA Y SALIDA PARA NUEVOS AGENTES OFERTANTES Y DEMANDANTES

En el actual mercado eléctrico existen varias barreras de entrada al negocio, entre las que caben destacar.

- Integración vertical generación – transporte - distribución
- Conexión internacional insuficiente
- Presencia en el accionariado de la red y del operador del mercado
- Disponibilidad de concesiones hidráulicas agotada para nuevos entrantes
- CTCs
- Largos periodos de inversión (la entrada al negocio se demora mucho)

²⁸ CNE (2000).

- Riesgo regulatorio: falta una metodología pública, publicada y transparente que permita predecir el cambio regulatorio.
- Localizaciones para nuevos emplazamientos de generación limitadas

La fusión no va a alterar sustancialmente estas barreras que existen previamente.

La empresa fusionada estaría gestionando 7810 MW de los 22.190 MW (35,2%) de las CCGT que a 31.12.99 habían solicitado permiso administrativo al MINER, proyectos que en su mayor parte están en trámite de evaluación de impacto ambiental²⁹, y sería con diferencia el grupo empresarial líder en este tipo de tecnología de generación, seguido ya de lejos por unión Fenosa (3.600 MW), Enron (2.800 MW), Repsol – Gas Natural (1.850 MW) y AES (1.200 MW).

Ciertamente el R.D. Ley 6/2000 restringe la situación comentada y pudiera permitir a ambas empresas la construcción de 4.800 MW de proyectos que corresponden a instalaciones que habían finalizado el trámite de información pública antes de la entrada en vigor del R.D. Ley.

Al parecer la fusionada opta por continuar 2.800 MW de CCGT (que es el mayor de los volúmenes autorizados bajo tales circunstancias, correspondiente a Iberdrola), aunque no queda claro si también los emplazamientos correspondientes a tal potencia serían los de Iberdrola.

En cualquier caso parece recomendable prestar atención a la situación de la empresa fusionada en los proyectos de nueva potencia.

7.4 - SIMETRÍA DE LA INFORMACIÓN DE LA QUE DISPONEN LOS AGENTES

La información de la disponen las distribuidoras de la demanda, los generadores hidráulicos sobre el producible hidráulico instantáneo, y los generadores en general sobre los planes de mantenimiento, muy especialmente cuando la propiedad de las

²⁹ Datos tomados de TDC (2000).

grandes centrales es compartida, generan importantes asimetrías de información en el mercado, de forma que no todos los agentes están en igualdad de condiciones, lo que condiciona las estrategias en el mercado de los distintos agentes, siendo unos “tomadores de precio”, ofertando otros su rabioso coste variable, y manejando otros una cartera de generación con algunos “comodines” como pueden ser las centrales hidráulicas embalsables.

El TDC apreciaba que “la posesión de centrales de generación hidráulica supone una ventaja marginal considerable sobre los costes. Es un hecho que las posibilidades de nueva explotación de los recursos hídricos en España con fines eléctricos son muy reducidas, ya que la mayoría de las condiciones geográficas económicamente viables están ya explotadas”.

Anteriormente nos hemos también referido a posibles asimetrías de información en la problemática comercialización – distribución.

8 – ACERCA DE LOS MERCADOS CONTESTABLES

“Un mercado contestable es aquel en el cual la entrada es completamente libre y la salida resulta absolutamente carente de costes. Nosotros empleamos la expresión libertad de entrada en el sentido de Stigler, no para dar a entender que ésta resulta carente de costes o fácil, sino refiriéndonos a que el entrante no sufre ninguna desventaja técnica de producción o de la calidad percibida del producto”³⁰

La idea de mercado perfectamente contestable es relativamente sencilla. Un mercado es perfectamente contestable si está completamente abierto a nuevos competidores potenciales.

Esto, en particular implica dos cosas (Clarke, 1985):

1 - Los competidores potenciales, o nuevos entrantes potenciales, deben trabajar en unas condiciones de coste, o de calidad del producto, idénticas a las de las empresas ya establecidas; es decir no deben existir barreras de entrada en términos de la definición de Stigler.

En el caso que nos trae, no hay problemas en cuanto a la calidad del producto (energía eléctrica) que será aproximadamente la misma para cualquier agente generador, tanto si ya está presente en el mercado, como si es un potencial entrante.

En cambio hay mucho que discutir respecto a si las condiciones de costes (tanto medios como marginales) son parecidas entre un generador ya presente en el mercado y un nuevo entrante.

Un generador ya presente en el mercado suele tener cierta disponibilidad de agua embalsada, por lo que su coste marginal puede ser cero en algún momento o venir marcado por el coste variable de las centrales térmicas, carbón nacional o fuel oil. Un nuevo entrante, dado que la tecnología de referencia es la misma para todos (turbinas de ciclo combinado de gas) tendrá un coste marginal marcado por el coste variable de este

³⁰ Baumol (1982).

tipo de central. El acceso al agua (concesiones) y la subvención al carbón nacional, otorgan ciertas ventajas al generador ya presente.

Los CTCs pueden ser por otro lado fuente de distorsión de costes medios y marginales especialmente entre generadores que los perciben y otros que no.

Según sea el PCA, las condiciones de costes también podrían diferir mucho entre la empresa fusionada, las empresas ya establecidas y los nuevos entrantes.

2 - Las nuevas empresas deben ser capaces de entrar y salir de la industria con un coste neto nulo; es decir, nadie podrá ser disuadido de entrar mediante la idea de que en caso de que tenga que salir del mercado es posible que pierda dinero.

Este supuesto es discutible en el caso que nos trae. En el Anexo 2 se listan los trámites que debe cumplimentar un nuevo entrante en generación. Como se ve existen ciertas barreras administrativas.

La perfecta contestabilidad, que como vemos no existe en el mercado eléctrico, aseguraría que en el largo plazo los beneficios son nulos, puesto que de no ser así, una nueva empresa se incorporaría al mercado y reduciría el precio, eliminando por tanto los beneficios. En general estos mercados tienden a funcionar con un margen precio - coste marginal nulo, cumpliendo de esta manera con un óptimo de Pareto. Este resultado es sin duda de aplicación a los mercados perfectamente competitivos.

Parece que estos resultados no se producen en el mercado de generación eléctrica, algo que los autores ya hemos señalado en alguna publicación anterior: que el precio medio del mercado diario es superior al coste marginal. En opinión de los autores este “problema”, no toca tanto al comportamiento de las empresas en el mercado de electricidad (que es un comportamiento racional, en busca del beneficio), sino que de haberlo, sería en la forma en la que se ha organizado el mercado spot de electricidad en España.

En cualquier caso, lo novedoso de la teoría de los mercados contestables, es que para obtener este resultado (comportamiento en el largo plazo como si mercados de

competencia perfecta se tratase) no se requiere que existan un gran número de competidores en el mercado. Se ha demostrado que una condición suficiente para ello es que existan dos (o más) empresas en el mercado. (Véase Baumol, Panzar y Willing, 1982).

Según Clarke (1985) “en algunos mercados, de hecho, la perfecta contestabilidad puede constituir un supuesto razonable. El factor determinante es que las nuevas empresas tengan la percepción de que no existen costes específicos asociados a la entrada y salida, esto es, que cualquier inversión en planta o en otros activos es recuperable al salir (una vez descontada la depreciación)”.

Ahora bien, hay casos en los que “la entrada requiere una inversión inicial que resulta parcialmente irreversible, y que por tanto, implica un coste hundido no recuperable. En estos casos los mercados no son perfectamente contestables y el impedimento a la entrada hace de nuevo su aparición”.

Es posible que en el sector eléctrico los altos costes de inversión y los larguísimos plazos de maduración, jueguen en contra de la constestabilidad.

En cualquier caso, “debe quedar claro que los mercados perfectamente contestables no abundan en el mundo real en mayor medida en la que lo hacen los mercados perfectamente competitivos, si bien hay una serie de industrias que se aproximan sin duda a la contestabilidad incluso cuando se encuentren muy alejadas de ser perfectamente competitivas”.³¹

En resumen, la teoría sugiere que debería ponerse mayor énfasis en tratar de incrementar la contestabilidad en lugar de simplemente prevenir el incremento de la concentración, cuestión que en cualquier caso toca más al regulador que a las compañías eléctricas.

¿Cuáles podrían ser estas medidas que incrementarían la contestabilidad?
Cualesquiera concretas encaminadas a:

³¹ Baumol (1982).

- Facilitar incrementar la capacidad de interconexión física (interior y exterior) de la red eléctrica española, ciertamente limitada (especialmente con Francia) por el momento.
- Rebajar los tiempos y condiciones para instalar una unidad de generación: en la actualidad las gestiones burocráticas (autorizaciones, permisos, ...) se demoran bastante.
- Facilitar el acceso a cualquier productor establecido o nuevo entrante al aprovisionamiento de combustibles. Posiblemente la introducción de mecanismos de mercado en todos los aprovisionamientos sea una medida que rebaje las barreras de entrada a la generación de electricidad.
- Que la regulación sea estable y predecible: los cambios regulatorios súbitos suelen ser una barrera de entrada importante.
- Facilitar la aparición de nuevas formas de comprar y vender energía (desarrollo del mercado bilateral, aparición de mercados financieros, cuyo activo subyacente sea energético, ...)

En síntesis, los autores opinamos que dada la estructura industrial del sector eléctrico español, y dada la actual regulación, el mercado eléctrico está lejos todavía de ser un mercado contestable, en el sentido de Baumol, por lo que avanzar hacia una estructura menos concentrada, menos verticalmente integrada, y con menores barreras de entrada resulta básico para mejorar el funcionamiento competitivo de este mercado.

9 - EFECTO SOBRE LOS CTCs

9.1 – ANTECEDENTES

La Memoria Económica del Anteproyecto de Ley (luego Ley 54/1997), y de la DT 6ª de la Ley, cuantifican los CTCs en un importe máximo de 1.988.561 millones de ptas, en valor actual neto al 31 de diciembre de 1997.

Estos CTCs solo serán percibidos por las empresas con derecho a ello (las titulares de instalaciones a las que les venía siendo de aplicación el Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, el denominado MLE) a través de una denominada “Retribución Fija” y solo durante el período transitorio (DT 6ª de la Ley 54/1997).

Ahora bien, la Ley de Acompañamiento a los presupuestos del Estado de 1999, en su artículo 107 modifica dicha Disposición Transitoria 6ª, reduciendo dicha cantidad máxima y estableciendo un nuevo mecanismo de recuperación para una parte de los CTCs, mediante la afectación a su pago del 4'5% de los ingresos sobre las ventas de energía, lo que pudiera permitir la titulización de una parte de los CTCs en los mercados.

Es decir, frente al mecanismo de pago por diferencias durante 10 años, en el cual no había garantía sobre la recuperación de una cantidad cierta, ahora se adopta un doble mecanismo: junto al “pago por diferencias” respecto a 322.000 millones, también tenemos la “afectación del 4'5% de los ingresos por facturación” al pago de algo mas de 1 billón restante.

Aunque ni la teoría, ni las experiencias en otros sectores son abundantes al respecto, en España inicialmente la Ley 54/1997, inicialmente, para calcular la cantidad máxima de CTCs, ha optado por un método upfront, aunque una vez definido el valor máximo a recuperar (1,99 billones de ptas), no se asegura dicho valor durante el período transitorio, a la vez que si el precio medio anual de mercado superase el “price cap” establecido (6 ptas/kwh), la cantidad máxima de CTCs definida se vería reducida.

La Memoria Económica (pág 140 y 143) define así el cálculo de los CTCs: “La corriente de ingresos de cada una de las centrales de acuerdo con la metodología M.L.E. con determinados ajustes considerados como necesarios ante el nuevo escenario. La diferencia entre la corriente de ingresos según el M.L.E. y la previsión del precio de mercado (6 ptas/kwh) para cada central de generación. Para cada empresa se ha obtenido el resultado neto de esa diferencia. Determinación del VAN de las laminaciones derivadas del cálculo de la tarifa para 1997 y del VAN de una prima implícita del carbón necesaria para que las centrales de carbón nacional puedan entrar en competencia. Sobre este resultado se ha aplicado un factor de eficiencia y ajuste del 32,5% lineal para todas las empresas (.....) De la aplicación de este factor de eficiencia se excluye la prima implícita para el carbón nacional”.

Los CTCs incluyen una suma destinada a financiar una prima equivalente a 1 pta/kwh para las centrales que combustionan carbón nacional con el fin de que se pueda llegar a los objetivos de consumos de carbón nacional fijados por el MINER (D.T. 4ª de la Ley).

Las hipótesis de que se ha partido vienen explícitas en la M.E. (págs 147 y siguientes), y pasamos a reseñamos solo las mas relevantes.

- 1.- El cálculo de los flujos de fondos está referido al periodo 1998-2013, es decir un total de 15 años.
- 2.- Tasa de inflación: 0 %
- 3.- Tasa Monetaria = tasa real: 5 %.
- 4.- La vida útil para cada tipo de central se establece:
 - Térmicas, 25 años
 - Hidráulicas, 35 años (o año 2013)
 - Bombeo puro, 35 años (o año 2013)
5. - Se han considerado sólo las instalaciones en vida útil, sin contemplarse ninguna ampliación de la misma en ningún caso.
- 6 - Para calcular el flujo de fondos de mercado, las energías vendidas en el mercado, sea cual sea la tecnología, se valora a 6 pts/kWh.

Nuestros principales comentarios al respecto son los siguientes:

- A) En la definición de CTCs se ha optado por reconocer el valor real más objetivo posible: el equivalente al “compromiso regulatorio” del M.L.E. frente a la alternativa de valor en libros, que podía introducir muchas diferencias entre todos ellos, como ya quedó explicado, pero que es el valor más elevado posible entre varias alternativas
- B) Los cálculos de los flujos de fondos (tanto el de M.L.E) como el de mercado están limitados a 15 años, es decir hasta el año 2013
- C) Los efectos más significativos de esta limitación en el horizonte temporal respecto a la alternativa de haber ampliado el horizonte de los flujos se refieren a que:
- Por una parte, el corte de los ingresos M.L.E en el año 2013 deja sin remunerar más allá de dicha fecha, a una serie de centrales hidráulicas (ya que las térmicas y nucleares ya estarían amortizadas conforme al M.L.E.), lo que de haber sido considerado supondría un aumento de los CTCs
 - Por otra parte, y por lo que se refiere al flujo de ingresos de mercado, tenemos que reseñar que en el modelo y en el cálculo se está implícitamente considerando un valor de residual de las centrales igual a cero

No somos capaces en este momento de valorar el efecto neto de ambas cuestiones, pero parecen ser cantidades (ambas) de gran magnitud.

- D) No se han contemplado extensiones de vida útil en ninguna central. De hacerse, el M.L.E., preveía unos ingresos adicionales por extensión de vida útil, y en el mercado, dicha central seguirá obteniendo ingresos
- E) Nos parece llamativo que se haya limitado la vida útil de las centrales hidráulicas a 35 años (pág 148 de ME), porque según hemos señalado, el MLE reconoce una vida útil de 65 años para la obra civil, y 35 años para el equipo electromecánico en las centrales hidráulicas. Es decir, el modelo no considera la sustitución de los equipos electromecánicos en el año 36
- F) La inflación, o si se prefiere la actualización, durante el periodo temporal empleado en el cálculo de los flujos es siempre 0 (6.3 de la ME)
- G) En el caso de los costes de O+M no se aplica coherentemente la fórmula de actualización IPC-x del MLE (IPC-2 para los costes de O+M fijos e IPC-3 para

- los variables), toda vez que estos permanecen constantes a lo largo del período contemplado (1998 - 2013)
- H) Tampoco se ha aplicado la fórmula IPC-2 que se venía aplicando con anterioridad en el MLE para los costes de estructura. En todo caso, la ME debiera haber explicitado que estos costes son constantes, y no lo hace
 - I) La justificación del factor de eficiencia y ajuste se presenta de manera cualitativa, pero no se argumenta sobre la cuantía del 32,5% elegido. Tal vez aquí subyace que finalmente suele ser un asunto político definir una cifra “razonable” y justificada de CTCs, de forma que, no se perjudique al consumidor y, no se pague a las compañías lo que podría ser considerado un “lucro cesante”
 - J) Respecto a las cifras relativas al coste del stock del carbón, y a la prima implícita al carbón nacional, señalar que se trata de un *incentivo* adicional al precio reconocido en el marco regulatorio anterior. Hay una clara incoherencia entre la hipótesis de funcionamiento de las centrales de carbón nacional en el modelo de cálculo de los CTCs (para las centrales de carbón nacional al final de su vida útil) y lo que implícitamente supone el vigente Plan de la Minería (extienden su vida útil)
 - K) Cuando se establecen las hipótesis del modelo estamos en el año 1996. Desde esa perspectiva, las hipótesis empleadas parecen también bastante razonables.

9.2 – LOS CTCs EN LA ACTUALIDAD

Los CTCs posiblemente están en “crisis” al margen de la operación que estamos examinando, así por ejemplo, el PSOE planteaba el pasado 30 de noviembre una Proposición no de Ley en el Congreso en la que exigía que “el establecimiento de la tarifa para el año 2001 no debe incluir cantidad alguna en concepto de CTCs, salvo las que se deriven de las ayudas acordadas para la adquisición y utilización del carbón de origen nacional”.

Y la Comisión Europea, en Decisión de 8 de julio de 1999, deniega la aplicación del régimen transitorio establecido en el artículo 24 de la Directiva 96/92, a los CTCs españoles.

En prensa, y en respuesta parlamentaria el actual comisario de la competencia ha apuntado que los CTCs podrían ser una ayuda estatal no notificada, y tal vez ilegales por tanto. Los CTCs podrían dejar de percibirse e incluso podría darse el caso de tener que reembolsarlos al consumidor.

9.3 – LOS CTCs A LA LUZ DE ESTA FUSIÓN

Además en el nuevo entorno que plantea la concentración que estamos examinando, los fundamentos originales de la justificación y cálculo de los CTCs pudieran entrar en crisis sobre todo si las ventas de activos revelan precios de mercado superiores a los utilizados en el cálculo inicial, y si los precios que se obtienen en el mercado resultan superiores a la estimación inicial.

El caso es que el precio de mercado inicialmente estimado en 6 ptas/kwh para el cálculo de los CTCs, ha sido ampliamente superado en 2000, y si éstos tenían como justificación la imposible recuperación de unos activos que ahora se venden, la contradicción ahora resulta patente.

Ya hay precedentes de modificaciones en los cálculos de los CTCs. De hecho con la “titulización”, a partir de 1999, se planteó ya un cambio metodológico importante.

La CNE es sensible a todo esto y señala que “si en la ejecución del plan de desinversión aflorasen plusvalías que tuviesen relación con el citado complemento, sería adecuado que estas se empleasen para disminuir los CTC pendientes de cobro de cada instalación”³².

A los autores nos parece insuficiente este planteamiento. Hay otras razones adicionales para re evaluar o replantear los CTCs, aunque puede que este replanteamiento vaya a venir impuesto por instancias ajenas al sector y al regulador español.

³² CNE (2000).

10 - QUE VENTAJAS EN LA EMPRESA FUSIONADA O SOBRE LOS CONSUMIDORES PODRÍAN ACONSEJAR LA FUSIÓN

En el anterior punto 2 decíamos que los diseñadores de esta operación parecen haber entendido que sólo puede ser aceptada si plantean un Plan de Cesión de Activos (PCA)

Y si también demuestran que los costes de la concentración en general se compensan con beneficios de otra índole (que afectan positivamente a todos o varios de los agentes directamente implicados), para lo cual presentan un Plan de Expansión (PE).

En este punto nos vamos a referir al PE, que parece consistir en una expansión internacional a partir de la creación de una empresa eléctrica española fuerte.

Es una alternativa, pero queremos señalar varias cuestiones al respecto, y todas ellas nos hacen dudar de la fortaleza del argumento:

- Ambas empresas, Endesa e Iberdrola, aparentemente cada una por su cuenta, ya vienen expandiéndose: Endesa es ya la primera empresa eléctrica de América Latina, tras la compra de Enersis (Chile), Iberdrola también tiene una notable presencia internacional ... Se puede pensar que aunque no se fusionen, ninguna de las dos empresas hubiera abandonado esta interesante estrategia.
- La expansión se puede financiar mediante otras alternativas, que no sea la de ganar tamaño en el mercado peninsular: por la vía de ampliar capital o aumentar el endeudamiento, o fusionándose con otra empresa extranjera.

Destacamos que los autores no hemos encontrado suficiente justificación de las ventajas o eficiencias que pueden lograr con esta fusión, en concreto no hemos sido capaces de conocer:

- Que economías de escala se generan: Cuales y en que cantidad
- Que riesgos y en que cuantía se van a diluir al ser compartidos
- Si existen economías de alcance

- Si va a existir un mayor poder de negociación aguas arriba (suponemos que principalmente con suministradores) y aguas abajo (suponemos que con consumidores)
- Que tipo de ventajas en know how ofrece una organización a otra

Tampoco hemos sido capaces de intuir quienes y en que cuantía podrían beneficiarse de tales eficiencias.

En resumen, y a falta de información en este apartado, los autores intuimos la generación de economías de escala y eficiencias (fundamentalmente a costa del empleo) y un aumento del poder de negociación aguas arriba y aguas abajo, lo que en principio no se conjuga demasiado bien con un aumento en el grado de competencia en el sector. Pero por otro lado, a nivel global se crea una empresa con mayor músculo financiero y será capaz de generar economías de alcance.

11 – EFECTOS SOBRE EL EMPLEO EN EL MERCADO RELEVANTE

Los efectos a corto plazo sobre el empleo de la fusión son negativos, lo que no hace sino redundar en una tendencia que se remonta a más de una década de pérdida de empleo directo en el sector.

Las eficiencias que se debieran generar de inmediato con la fusión son la eliminación de duplicidades, lo que afectará muy principalmente a servicios centrales y administrativos, aunque los autores, por el momento, no disponemos de datos para evaluar este impacto.

UGT habla de “grave afectación” y valora que de una plantilla (Endesa más Iberdrola) del orden de 29.000 trabajadores la fusión aflorará un excedente de 10.000 personas.

No es una cuestión resuelta que trabajadores van a acompañar la venta de los activos y en que condiciones económicas y laborales van a quedar.

Además la fusión planteará algunos problemas a resolver en el ámbito laboral, derivados de ciertas asimetrías entre los convenios y condiciones de ambas empresas. Por lo que sabemos está en negociación el Convenio Marco de Endesa 2000 – 2001; y está a punto de expirar el Convenio Iberdrola Grupo.

12 - COMO DEBIERA SER LA DESINVERSIÓN

Ya hemos comentado en puntos anteriores que existe un ambiguo PCA, en el que se plantea desinvertir 16.000 MW, sin especificar mucho más.

En realidad se plantean dos operaciones:

- Traspaso de la gestión, que no de la propiedad, de los activos a un “gestor independiente”
- Posterior venta de los activos a terceros

12.1 – ACTIVOS PARA “GESTIÓN INDEPENDIENTE”

El PCA al parecer implica la preparación inicial de dos paquetes de generación: uno para la empresa fusionada y otro para el gestor.

Es de suponer que los activos que va a gestionar el “gestor independiente” son los activos que van a ser vendidos.

Los autores consideramos importante que haya un compromiso formal en tal sentido, y que, en cualquier caso, se eviten de forma radical maniobras o canjes de activos sobre la marcha.

Es importante que la empresa fusionada no retenga los activos de mayor calidad, y expulse aquellos de menor calidad. La calidad de los activos debe ser homogénea entre ambas partes: empresa fusionada y gestor. Entendemos por calidad varias cosas:

- La tecnología de la central: por ejemplo parecen activos de alta calidad, las centrales hidráulicas regulables, las (futuras) centrales de ciclo combinado de gas, posiblemente algunas centrales de carbón de importación... porque son centrales bastante modulables, y competitivas en coste.

- La localización geográfica de la central: Hoy³³ por ejemplo, las localizaciones en el sur y este de la península son atractivas, al menos porque estas centrales tienen más probabilidades para ser llamadas para producir servicios complementarios, que se pagan al precio ofertado, no al precio marginal horario; además tienen un riesgo regulatorio algo menor, ya que si algún día fueran consideradas las pérdidas en la oferta de cada central, estas centrales (en el sur y en el este) tendrían alguna ventaja económica.
- La vida útil de las centrales: Aún en el caso de un reparto homogéneo entre empresa fusionada y gestor en consecuencia a los dos criterios anteriores, podría darse el caso de que la empresa fusionada se quedara con activos malos (digamos nuclear, especialmente si los CTCs son abolidos) en proporciones semejantes y sin que haya nada que objetar a la localización. Sin embargo, la pronta amortización (por final de la vida útil) de estos activos puede ser una ventaja en el sentido de que podrán ser pronto sustituidos por otros activos de calidad, sin que el total de potencia de la empresa se haya visto modificado.

Finalmente, en este apartado, queda por señalar (en este punto, porque en el anterior punto 7 ya lo habíamos señalado) que la empresa fusionada está gestionando en la actualidad 7810 MW de los 22.190 MW (35,2%) de las CCGT que a 31.12.99 habían solicitado permiso administrativo al MINER.

Habrá que dilucidar que proyectos y porqué, quedan en la fusionada y cuáles pueden ser cedidos al “gestor” para su posterior venta.

12.2 – QUIÉN VENDE LOS ACTIVOS

En opinión de los autores, los activos aunque gestionados por el “gestor independiente”, no dejan de ser propiedad de la empresa fusionada.

Pero las ventas de tales activos deben ser supervisadas y autorizadas por alguna instancia distinta a la empresa fusionada, por ejemplo la CNE.

³³ Mañana quien sabe.

12.3 – CÓMO VENDERLOS

Respecto al procedimiento hay tres alternativas:

- Hacer paquetes de centrales
- Vender central a central
- Hacer paquetes de generación y distribución

Seguramente es mejor la segunda alternativa porque es más transparente, se atrae a un mayor número de compradores potenciales y por tanto se obtendrá más dinero.

Efectivamente, ofrecer paquetes de generación plantea inconvenientes, principalmente que puede desincentivar el acercamiento de aquellos agentes potenciales que no estuvieran dispuestos a gestionar una cartera de generación, bien porque no tienen suficiente experiencia, bien porque están especializados en determinada tecnología. En cambio la venta central por central evita transferencias cruzadas de precios, por tanto es un procedimiento mucho más transparente y que permite expresar preferencias a los potenciales compradores de forma más nítida.

Por otra parte, puede ser recomendable desde el punto de vista de la competencia evitar estructuras simétricas en los futuros generadores de electricidad, ya que tales estructuras simétricas en determinadas circunstancias puede ser un incentivo a la colusión.

Sólo por motivos técnicos, a los autores nos parecería razonable agrupar los activos de energía hidráulica embalsable a cierto nivel de cuenca o subcuenca ya que en esos casos su gestión debe estar integrada, aunque los autores desconocemos si las concesiones hidráulicas son libre o fácilmente transmisibles, toda vez que se trata del uso de un bien (el agua) de dominio público.

También hay otras dos alternativas relativas al procedimiento que deben ser examinadas:

- Negociación dirigida a determinados agentes
- Subasta de los activos

La subasta es el procedimiento más ventajoso a la hora de maximizar el ingreso y de evitar acuerdos estratégicos o colusorios. Es un mecanismo abierto, difícilmente manipulable, objetivo, transparente, barato y eficaz (si se diseña adecuadamente).

Además hay una amplia experiencia internacional al respecto, tanto en el sector eléctrico como en otros sectores.

Y finalmente hay otras dos alternativas respecto al procedimiento:

- Intercambio de activos
- Dinero a cambio de los activos

La segunda opción resulta más transparente toda vez que evidencia el valor real de los activos en el mercado, mientras que los intercambios de activos no necesariamente.

Hay una consideración particular, en el caso de que participasen Unión Fenosa e Hidrocantábrico en el proceso de compra de activos, ya que el TDC no permitió a Unión Fenosa aumentar su cuota de potencia en 2.162 MW (de Hidrocantábrico), por lo que sería de suponer que no podría aspirar a esa cifra o superior en el corto plazo. Y viceversa para Hidrocantábrico, que no podría llegar a comprar los 5.252 MW que equivalen a Unión Fenosa.

O tal vez ahora que desaparece la potencia equivalente a la segunda empresa generadora ¿Se podría dejar a Unión Fenosa ocupar ese lugar y llegar a los 16.080 MW que “tenía” Iberdrola? ¿O se piensa en un nuevo entrante para que ocupe ese lugar? Si esto ocurre, la lógica del Informe de Concentración 54/00 del TDC quedará obsoleta, o, más probablemente, el TDC tendrá mucho trabajo durante un tiempo: le lloverán los casos de empresas que se sobrepasan los 5.252 MW.

Respecto a nuevos entrantes, si el TDC consideró que Fenosa (5.252 MW) no podía adquirir 2.162 MW, ¿se limitará el tamaño de los nuevos entrantes a esos 5.252 MW como máximo?

Como vemos a falta de un plan concreto todo son preguntas.

12.4 – CUÁNDO VENDERLOS

La duración del proceso hasta la venta definitiva de los activos es importante. Ya hemos mencionado que el PCA no indica nada al respecto. Este proceso, por lo visto en otros casos (Reino Unido, California) puede llevar años, y afecta no sólo a la generación, sino a otras fases del suministro.

12.5 – A QUIÉN VENDER

El PCA no dice nada al respecto. Imaginamos que debería condicionarse la venta a empresas o empresarios que acrediten cierta solvencia técnica y financiera, y posiblemente alguna experiencia en el mundo energético en España o fuera de España.

Queremos llamar la atención de que un exceso de condiciones relativas a los posibles compradores puede restringir la demanda, teledirigir las compras y ventas y por tanto limitar la eficacia de todo el PCA (cuando lo conozcamos detallado).

Aunque sea obvio hay que señalar que no se deben vender activos a empresas que directa o indirectamente tengan algún tipo de vinculación (jurídica, económica, financiera o de otro tipo) con la empresa fusionada.

La CNE deberá exigir en cualquier caso que los compradores de activos vayan a ejercer una fuerte presión competitiva en el mercado, vigilando el riesgo de que los intercambios de activos (si los hubiere) vayan acompañados de acuerdos que limiten la eficacia de la competencia.

12.6 - QUÉ OTROS ACTIVOS HABRÍA QUE DESINVERTIR

Ya nos hemos referido anteriormente (ver punto 7.2) a los problemas que se derivan de la presencia simultánea en negocios regulados y no regulados, todo ello a pesar de la segregación jurídica que exige la Ley 54/1997, y de que sin exigirlo específicamente la Ley, han optado previamente ambas empresas, Endesa e Iberdrola, respecto a generación y comercialización.

En nuestra opinión cualquier PCA carecería de efectividad (para paliar los efectos anticompetitivos de la fusión) si no aborda:

- una gran desinversión en activos de distribución, de forma que la cuota en esta fase del suministro quede por debajo de la cuota en el mercado mayorista de electricidad
- una desinversión total en activos de transporte: La CNE, con criterio acertado, recomienda que “el Gobierno debería analizar la fórmula para conseguir completar la cesión de todos los activos de transporte a empresas sin vinculación en la generación”³⁴

Conviene recordar que el Real Decreto 2819/1998 define los elementos que integran la red de transporte en España, y son los siguientes:

- Las líneas de tensión igual o superior a 220 kV
- Las líneas de interconexión internacional, independiente de su tensión
- Los parques de tensión igual o superior a 220 kV
- Los transformadores 400 kV / 220 kV
- Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectados a las redes de 400 kV y de 200 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores
- En todo caso, las instalaciones de titularidad del gestor de la Red de Transporte, es decir “Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima”

³⁴ CNE (2000).

- Aquellas otras instalaciones cuya operación incida de forma significativa en la red de transporte o en la generación de energía eléctrica y que sean determinadas por el operador del sistema, conforme a lo previsto en los artículos 31 y 32 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza el mercado de producción de energía eléctrica
- En su caso, las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extrapeninsulares y las conexiones interinsulares

13 – ACERCA DE LA NUEVA SOCIEDAD GESTORA DE LOS ACTIVOS A DESINVERTIR

Como ya se ha establecido, habrá una sociedad gestora encargada de gestionar los activos de generación y posiblemente otros activos de transporte y distribución, hasta el momento de su venta.

El PCA apenas esboza este enunciado y deja en el aire importantes cuestiones a dilucidar. Las enumeramos a continuación:

A) ¿Quién determina quién es el gestor?

Sería imprescindible que fuera algún organismo ajeno a la fusionada (por ejemplo la CNE) quien lo determinase. La credibilidad e independencia de este gestor es fundamental. Sería muy negativo que por ejemplo la fusionada pudiera destituir al gestor. La empresa fusionada debe ser consciente de que pierde la gestión de parte de sus activos, y tal vez estos le rindan una tasa de retorno inferior a la de años anteriores.

Habría que dejar cierta libertad al gestor para determinar equipos clave, como por ejemplo el centro de gestión de la energía, las relaciones con el regulador...

B) ¿Quién y cómo remunera al gestor?

Es importante que no sea directamente la empresa fusionada. El gestor (y tal vez parte de su equipo) debería contar con una remuneración fija y algún tipo de incentivo, difícil de determinar. Un incentivo recomendable podría ser una cantidad inversamente proporcional al tiempo que dura la empresa gestionada.

C) ¿Un mismo gestor para los activos de generación y los de transporte y distribución?

Los autores pensamos que no. Nos parece recomendable gestores separados, toda vez que de no ser así se reproducirían problemas relativos a la competencia ampliamente señalados en puntos anteriores.

D) ¿Cómo evitar que fluya información sensible para el comportamiento en el mercado entre gestor y sociedad fusionada?

Este es el asunto de más difícil solución. Lo sencillo sería que el gestor creara una estructura, un equipo, ex – novo. Pero esto no es realista. El gestor debe contar al menos en una gran parte con expertos y personal de Endesa e Iberdrola. Así pues, es inevitable que ambas partes (gestor y fusionada) tengan un conocimiento profundo de la estructura de costes y de estrategias en el mercado mayorista por ambas partes. Por otro lado, las denominadas “murallas chinas” parecen ser bastante poco eficaces.

Deberá ser la CNE quien determine como evitar tales flujos de información, pero en todo caso los autores opinamos que en la medida que se restrinja el margen de maniobra del gestor, el problema del intercambio de información entre las partes resulta mayor.

E) ¿Ante quién responde el gestor?

El gestor debe rendir cuentas ante quien lo nombró, y debe exigírsele que obtenga un cierto rendimiento de los activos que gestiona, pero no en comparación con tasas de retorno históricas ni de las que obtenga la fusionada. Su rendición de cuentas debe estar referida también a minimizar el plazo de su gestión y a mantener el máximo de independencia con la fusionada.

14 - MEDIDAS CAUTELARES EN EL MERCADO A PARTIR DEL ANUNCIO DE LA OPERACIÓN

Es importante prevenir conductas estratégicas, antes, durante y después de la fusión. Sería ingenuo pensar que dos empresas que vienen negociando de lejos, conociéndose y valorándose, que están ahora inmersas en el diseño de una nueva empresa y se supone que en detallar el PCA, no vayan a decidir actuaciones en los mercados de generación y de comercialización de forma conjunta y estratégica.

Todo indica que la fusión puede haber pasado el "punto de no retorno" porque ya se habla de coordinación de actividades entre ambas compañías y de un nuevo organigrama, en el que aparecen ejecutivos de ambas empresas, integrando la nueva entidad fusionada.

Parece recomendable tomar de inmediato algunas medidas transitorias en el mercado mayorista de electricidad, al menos hasta la prometida revisión del modelo durante el año 2001, momento en el que también podrían revisarse tales medidas. Apuntamos algunas, que debieran debatirse y, en su caso, perfeccionarse:

- Control de precios (price caps), bien sea de precios ofertados por determinadas centrales clave en el mercado, bien sea de precios horarios finales en determinadas horas clave, o ambas cosas a la vez
- Redefinir, cuando no eliminar, la garantía de potencia: en un mercado competitivo los precios deberían enviar suficiente información acerca de la necesidad de nueva potencia
- Moratoria de construcción de centrales más exigente que la actual a las empresas fusionadas, porque sería curioso que desinvirtan un elevado número de MW correspondientes a activos poco interesantes, para recuperarlos en pocos años en centrales eficientes y bien ubicadas
- Dada la dudosa efectividad de las "murallas chinas", pensar en medidas que realmente aíslen una y otra empresa
- Fomentar medidas de discriminación positiva que favorezcan la entrada de nuevos generadores y a favor de comercializadores independientes, nacionales o extranjeros

- Profundizar en la segregación entre negocios regulados y no regulados

15 - IMPLICACIONES DE ESTA OPERACIÓN SOBRE EL PASADO (PROTOCOLO DE 1996 Y REAL DECRETO LEY 6/2000) Y SOBRE EL FUTURO DEL MERCADO ENERGÉTICO ESPAÑOL

15.1 – PROTOCOLO DE 1996

La operación planteada ataca frontalmente contenidos del Protocolo MINER – empresas eléctricas de 1996.

En el Protocolo se podía leer que “las empresas eléctricas firmantes del presente Protocolo se comprometen a no ser propietarias, ni directa ni indirectamente, de ninguna acción del capital del resto de las empresas firmantes, con la excepción de la participación de Endesa en Sevillana de Electricidad y FECSA y la de estas compañías en Endesa”.

Si bien el Protocolo tal vez ya no vincula jurídicamente a nadie (por ejemplo la CNE comparte esta apreciación, aunque hay autores que sostienen que todavía tiene valor contractual entre las partes³⁵) especialmente tras la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, sí que tiene o debe tener todavía el valor de un compromiso político en sus grandes líneas³⁶.

Ahora bien la Ley 54/1997 se declara inspirada en tal Protocolo. Así en la exposición de motivos podemos leer que “el presente texto legal también supone una plasmación normativa de los principios del Protocolo suscrito entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas eléctricas el 11 de diciembre de 1996. El citado Protocolo carente de la eficacia normativa³⁷ de toda norma general, supuso una concreción de un diseño complejo y global de transición”

³⁵ Los autores al no ser juristas no queremos ni podemos entrar en el fondo de este asunto.

³⁶ Dada la enorme importancia del Protocolo, que fue un cambio de orientación básica en la organización y regulación del suministro eléctrico, todavía hoy hay que volver a señalar lo erróneo de no haber vinculado, no ya en la firma, sino en el proceso de discusión del Protocolo a otros agentes además de las empresas (sindicatos, consumidores, pequeños generadores ...).

³⁷ De aquí que se discuta si tiene eficacia contractual.

Más adelante en esta exposición de motivos podemos leer que “el Protocolo se configuró en definitiva para que, considerado en toda su extensión, fuese elemento inspirador de un profundo proceso de cambio”.

Por tanto, si se cambia la orientación, los agentes, la opinión pública y las instituciones deben ser informadas acerca de tal cambio de orientación, por parte de la Administración, que además es firmante de tal Protocolo.

15.2 – R.D. LEY 6/2000

Esta concentración está enmarcada jurídicamente, entre otros preceptos, en lo que dispone el R.D. Ley 6/2000.

Este R.D. Ley dispone básicamente para el sector eléctrico:

- Liberalización del suministro a partir de 2003
- Reducción del umbral para ser consumidor cualificado
- Incentivos para que instalaciones en régimen especial oferten en el mercado mayorista
- Previsión de nuevas formas de contratación para los comercializadores
- En su artículo 16, y esto es lo relevante para el caso que nos ocupa, la prohibición de incrementar la capacidad instalada durante 5 años a aquellas empresas que tengan una cuota de potencia instalada en el territorio peninsular superior al 40% (Endesa) y de 3 años a quienes tengan una cuota superior al 20% (Iberdrola). Este artículo adopta una D.T. séptima en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, relativa a esta limitación absoluta en el incremento de la capacidad.

Aunque los autores (ya lo hemos señalado en otras ocasiones a lo largo del texto), no pretendemos hacer ningún pronunciamiento de naturaleza jurídica, sospechamos que pudiera haber alguna contradicción con la norma, a pesar de que una parte de los activos de la empresa fusionada sean gestionados por un independiente.

16 - OPINIÓN DE LOS AUTORES ACERCA DE LA CONVENIENCIA DE ESTA OPERACIÓN

Ante el elevado grado de concentración que la fusión Endesa – Iberdrola plantea a priori, ambas empresas proponen:

- Un Plan de Cesión de activos (PCA) con objeto de reducir el impacto de la concentración: una desinversión del orden de 16.000 MW de potencia, que viene a equivaler al tamaño de la absorbida, Iberdrola, y dar entrada a dos o tres nuevos operadores en el mercado
- Un Plan de Expansión (PE) para, según parece, tratar de demostrar que se producen beneficios de otra índole

Endesa e Iberdrola parecen conscientes, y los autores de este trabajo también, de que el PCA resulta ser la “piedra de toque” sobre la cual necesariamente gira el juicio de esta operación.

La cuestión es que este PCA no va mucho más allá de lo que hemos esbozado, por tanto más que un plan es una declaración de intenciones. El grado de indefinición es tal, que cualquiera, incluidos los firmantes de este trabajo, debieran esperar a conocer un PCA detallado para dar una opinión definitiva.

La lista de asuntos relevantes y no incluidos en el PCA es importante. Hacemos una síntesis:

- Si la desinversión se refiere sólo a activos de generación, o incluye activos de transporte (parece que no) y de distribución (si los incluye, pero sin detallar zonas geográficas).
- Qué activos concretos se van a desinvertir y cuáles van a seguir siendo propiedad de la empresa fusionada: Por lo tanto no podemos saber a ciencia cierta cual será el tamaño de la empresa fusionada, ni su mix de generación.
- Quién puede ser comprador y quién no.

- A quién se va a vender y cuánto: Por lo tanto no podemos saber cuál será la estructura del mercado, ni su índice de concentración, ni qué nuevos competidores van a aparecer, ni el mix de generación de cada competidor.
- En que plazo se va a vender: No parece haber compromisos al respecto.
- Cómo se va a vender: ¿Se van a hacer paquetes de activos o se va a vender uno por uno? ¿Se van a subastar los activos o paquetes en un procedimiento neutral y transparente, o se va hacia una negociación orientada a determinados agentes (negociaciones directas y dirigidas)? ¿Se va a recibir dinero a cambio de los activos o se van a intercambiar activos? ¿Se harán paquetes de generación – distribución?

Por otra parte, sabemos que los activos a desinvertir serán gestionados por “un gestor independiente” hasta que sean definitivamente vendidos, pero:

- ¿Quién nombra a tal gestor?
- ¿Qué requisitos debe cumplir el gestor?
- A quién y cómo rinde cuentas el gestor
- ¿Cómo se remunera al gestor y quién lo remunera?
- ¿Cómo nos podemos asegurar de que no hay flujos de información relevante relativa al funcionamiento competitivo del mercado eléctrico entre “gestor” y “sociedad fusionada”?
- ¿Se nombrará un gestor independiente para generación y otro para las redes?

La CNE, que ya ha emitido un primer informe relativo a esta operación (en la que aprueba la operación, juicio que no compartimos los autores con los datos disponibles), advierte de la indefinición del plan, y de sus posibles consecuencias: “antes de transcurrido un mes desde que el Gobierno autorice la fase actual de la operación, con el condicionado correspondiente, las dos empresas presentarán el plan de cesión de activos, a esta Comisión, sin perjuicio de otras actuaciones, detallando activos, plazos previstos y otros elementos, para proceder al análisis del mismo, y emitir el dictamen preceptivo para su remisión al Gobierno en el que, o bien se apruebe el

citado plan, o bien se introduzcan las modificaciones que se consideren oportunas para el eficaz cumplimiento de los condicionantes establecidos³⁸”.

Como se ve, la CNE reconoce que no hay suficiente información, y se reserva para definitivamente opinar o enjuiciar cuando haya tal información.

Creemos que el TDC no debe autorizar tal operación tal y como se plantea, sino solicitar una información más precisa, o denegarla por falta de información. En cualquier caso, si se pronunciara favorablemente a la operación, tendrá que condicionarla a un plan muy detallado que ahora no existe, y por tanto estará de una u otra forma diseñando la estructura del sector para los próximos años, cuestión que no es competencia del TDC.

Los autores a partir de esta opinión general, hemos realizado una serie de consideraciones, que resultan difíciles de sintetizar sin que se pierdan matices, que tan importantes son en esta y en otras cuestiones. No obstante pasamos a apuntar sólo algunas de las cosas más relevantes.

A) El mercado relevante por lo que al análisis de las actividades se refiere debe examinar:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Comercialización

Y por lo que al ámbito geográfico se refiere debe abarcar el mercado peninsular español. El TDC recientemente se ha pronunciado con claridad al respecto³⁹: “...este Tribunal considera que (...) el mercado afectado por la presente operación (se refiere a Unión Fenosa – Hidrocantábrico) es el mercado peninsular nacional”.

³⁸ CNE (2000).

³⁹ Ver TDC (2000) punto 4.2.

- B) Que la empresa fusionada no tenga un tamaño superior a la mayor de las dos implicada en la fusión (Endesa) es sólo condición necesaria, pero no suficiente, para que la competencia en el mercado relevante no se vea negativamente alterada. La cuestión no es sólo la cantidad de activos a desinvertir, sino la calidad de estos, a quien se venden, si también se desinvierten todos los activos de transporte y una parte sustancial de los de distribución, que pasa con los contratos a consumidores cualificados, y varios aspectos más analizados en puntos anteriores. Un mayor número de agentes en el mercado mayorista no necesariamente significa una mejor situación competitiva.
- C) Sin un PCA más concreto, no es posible valorar la situación competitiva ex – post.
- D) La realidad del sector eléctrico español (4 empresas con 4 distintas cuotas de mercado, aunque con costes marginales muy comparables) solamente admite dos posibles modelos de oligopolio; el de Bertrand (competencia en precios) o el Stackelberg extendido (competencia en cantidades).

Si el modelo usado es el de Bertrand, entonces cualquier fusión entre empresas eléctricas tiene un efecto negativo al reducir el bienestar social (Deneckere y Davidson (1985)).

Si el modelo usado es el Stackelberg extendido, y cada empresa funciona en su propio "nivel" de equilibrio, una fusión entre empresas implicará una reducción en el número de niveles, y por tanto en el bienestar social (Watt (1998)).

Consecuentemente, la fusión entre las empresas Endesa y Iberdrola necesariamente acabará implicando una situación ex-post peor que la situación ex-ante, desde un punto de vista social. El efecto negativo que la fusión tiene sobre el bienestar social no se puede calcular exactamente hasta que se disponga de la ecuación de la demanda de mercado y los costes marginales de las empresas, pero queda reflejado en el aumento notable que la fusión implica en el índice Herfindahl-Hirshman.

Aparte de los costes sociales directos implicados por el movimiento de un equilibrio a otro, las fusiones también implican costes sociales durante el período de transición hasta la vuelta al equilibrio. A este respecto, cuando la fusión es entre las dos empresas mayores, la perturbación al equilibrio inicial es máxima, y correspondientemente, también son máximos los costes sociales de la transición. Por tanto, se puede concluir que, empezando de la situación inicial del sector eléctrico español, la fusión más costosa en términos de costes de transición es precisamente la fusión entre Endesa y Iberdrola.

- E) No es objeto del informe enjuiciar el funcionamiento del mercado de electricidad en España, pero de haber poder mercado en el mercado mayorista de electricidad (mercado diario e intradiarios y de servicios complementarios), estaría siendo ejercido por estas dos compañías.

En 1999 fue muy elevado el porcentaje de horas que las centrales de Endesa más Iberdrola fijaron el precio marginal del mercado (el 80% de las horas):

Además, las empresas que comercializan y también generan “pueden hallar incentivos a incrementar los precios del pool hasta un nivel que expulse a las comercializadoras no generadoras del mercado”⁴⁰.

- F) Algunas empresas eléctricas, y la futura empresa fusionada con más razón, siempre y cuando no acometa una grandísima desinversión en distribución y una desinversión total en transporte, pueden estar controlando el mercado más aún por el lado de la demanda que de la oferta.
- G) En el actual mercado eléctrico existen varias barreras de entrada al negocio, entre las que caben destacar:
- Integración vertical generación – transporte - distribución
 - Conexión internacional insuficiente
 - Presencia en el accionariado de la red y del operador del mercado

⁴⁰ Ver TDC (2000).

- Disponibilidad de concesiones hidráulicas agotadas para nuevos entrantes
- CTCs (siempre que el precio de los activos que aflore en la desinversión fuese superior al valor de los activos implícito en el cálculo inicial de los CTCs)
- Largos periodos de inversión (la entrada al negocio se demora mucho)
- Riesgo regulatorio: falta una metodología pública, publicada y transparente que permita predecir el cambio regulatorio
- Localizaciones para nuevos emplazamientos de generación limitadas

La fusión no va a alterar sustancialmente estas barreras que existen previamente.

La empresa fusionada podría tener una posición de dominio sobre la potencia y los emplazamientos de las nuevas centrales de CCGT. La empresa fusionada estaría gestionando 7810 MW de los 22.190 MW (35,2%) de las CCGT que a 31.12.99 habían solicitado permiso administrativo al MINER, proyectos que en su mayor parte están en trámite de evaluación de impacto ambiental⁴¹, y sería con diferencia el grupo empresarial líder en este tipo de tecnología de generación, aunque al parecer se limitará a 2.800 MW sin saber en que emplazamientos.

- H) Los autores opinamos que dada la estructura industrial del sector eléctrico español, y dada la actual regulación, el mercado eléctrico está lejos todavía de ser un mercado contestable, en el sentido de Baumol, por lo que avanzar hacia una estructura menos concentrada, todo lo verticalmente desintegrada que sea posible, y con menores barreras de entrada que las actuales, resulta básico para mejorar el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico.
- I) En el nuevo entorno que plantea la concentración que estamos examinando, los fundamentos originales de la justificación y cálculo de los CTCs pudieran entrar en crisis sobre todo si las ventas de activos revelan precios de mercado superiores a los utilizados en el cálculo inicial, y si los precios que se obtienen en el mercado resultan superiores a la estimación inicial. Todo ello, a pesar de que otras instancias y por otros motivos pudieran poner en cuestión estos CTCs.

⁴¹ Datos tomados de TDC (2000).

J) Los autores no hemos encontrado suficiente justificación de las ventajas o eficiencias que pueden lograr con esta fusión, en concreto no hemos sido capaces de conocer:

- Qué economías de escala se generan: Cuáles y en qué cantidad
- Qué riesgos y en qué cuantía se van a diluir al ser ahora compartidos
- Si existen economías de alcance y dónde y cómo se ponen en práctica
- Si va a existir un mayor poder de negociación aguas arriba (suponemos que principalmente con suministradores) y aguas abajo (suponemos que con consumidores)
- Qué tipo de ventajas en know how ofrece una organización a otra

Podemos intuir algunas ventajas no evaluadas en la documentación de la fusión, pero no hemos sido capaces de intuir quienes y en que cuantía podrían beneficiarse de tales eficiencias.

K) El PE nos parece un argumento insuficiente para justificar la operación. Para financiar una expansión internacional, sin duda interesante, existen otras alternativas financieras a una fusión, especialmente si tal fusión provocase problemas de índole diversa, como ya se han apuntado, en el mercado.

L) La fusión traerá efectos negativos a corto plazo sobre el empleo e incertidumbres en la negociación colectiva.

M) Es aconsejable tomar de inmediato medidas cautelares en el mercado mayorista de electricidad que eviten el ejercicio de poder de mercado, toda vez que dos competidores están “en estrecha relación” desde hace unos meses.

N) Esta operación contradice la filosofía del Protocolo de 1996, cuando se decía que “las empresas eléctricas firmantes del presente Protocolo se comprometen a no ser propietarias, ni directa ni indirectamente, de ninguna acción del capital del resto de las empresas firmantes, con la excepción de la participación de

Endesa en Sevillana de Electricidad y FECSA y la de estas compañías en Endesa”.

Por otra parte la fusión pudiera plantear una cuestión de legalidad, en cuanto a la limitación de las cuotas de mercado en generación, que prevé el R.D. Ley 6/2000.

17 – REFERENCIAS

17.1 – DOCUMENTOS BÁSICOS

International Energy Agency. (1996). “The IEA report on the energy policies of Spain”.

Directiva 96/92/CE del Parlamento y del Consejo Europeo de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Protocolo MINER – empresas eléctricas para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional. Firmado el 11 de diciembre de 1996.

“Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico”. BOE 28.11.97.

Economía Industrial nº 316. (1998). La liberalización del sector eléctrico en España.

“Ley 34/1998 de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos”. BOE 8.10.98.

Real Decreto Ley 6/2000 de medidas urgentes de liberalización e incremento de competencia.

Ley 16/1989 de 17 de julio de Defensa de la Competencia.

Tribunal de Defensa de la Competencia (2000). Informe de Concentración Económica C-54/00 (relativo a Unión Eléctrica Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico).

Comisión Nacional de Energía (2000). “Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa e Iberdrola”. (existe un extracto del informe).

17.2- OTRA BIBLIOGRAFÍA

Anderson, S. y M. Engers. (1992). "Stackelberg versus Cournot Oligopoly Equilibrium," *International Journal of Industrial Organization*, 10, 127-135.

Ariño, Gaspar & Lucía López de Castro. (1998). "El sistema eléctrico español. Regulación y competencia". Montecorvo.

Baumol, W. (1982). "Contestable markets: an uprising in the theory of industry structure". *American Economic Review*. 72.1.

Baumol, W., J.C. Panzar y R.D. Willig. (1982). "Contestable markets and the theory of industry structure". Harcourt Brace Jovanovich.

Bueno, E. y P. Morcillo. (1994). "Fundamentos de economía y organización industrial". Mac Graw Hill.

Clarke, Richard. (1985). "Industrial economics". Basil Blackwell.

Cross, Eugene D. (1996). "Electric Utility Regulation in the European Union". John Wiley & Sons.

Daughety, A. (1990), "Beneficial Concentration", *American Economic Review* 80, 1231-1237.

Deneckere, R, y C. Davidson (1985), "Incentives to Form Coalitions with Bertrand Competition", *RAND Journal of Economics*, 16, 473-86.

Economides, N. (1993). "Quantity Leadership and Social Inefficiency," *International Journal of Industrial Organization*, 11, 219-237.

Fisher, F. (1987), "Horizontal Mergers: Triage and Treatment", *Journal of Economic Perspectives*, 1, 2, 23-40.

Frankena, Mark. (1997). "Market power in the spanish electric power industry". Conferencia. Marzo.

Hamilton, J. and S. Slutsky. (1990). "Endogenous Timing in Duopoly Games: Stackelberg or Cournot Equilibria," Games and Economic Behavior, 2, 29-46.

Helm, Dieter & Tim Jenkinson (editores) (1998). "Competition in regulated industries". Oxford University Press.

Hung - po Chao & Hillard G. Huntington (editores). (1998). "Designing competitive electricity markets". Kluwer internacional series.

Hunt, Sally & Graham Shuttleworth. (1996). "Competition and choice in electricity". John Willey and Sons.

Kasserman, David L. & Mayo John W. (1995). "Government and business. The economics of antitrust and regulation". The Dryden Press.

Katz, Michael L. & Carl Shapiro. (1985). "Network externalities, competition and compatibility". American Economic Review. 75.

Khan, Alfred E. (1988). "The economics of regulation. Principles and institutions". The MIT Press.

Klein, Michael. (1995). "Competition in network industries". Private Sector Development Department. The World Bank.

Kreps, D. y H. Schienkman (1983), Matsumura, T. (1999). "Quantity-setting Oligopoly with Endogenous Sequencing," International Journal of Industrial Organization, 17, 289-296.

Newberry, David M. (1995). "Power market and market power". The Energy Journal. Vol 16. núm 3.

Pérez Arriaga, J. Ignacio. (1998). “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica”. Documento de Trabajo 4/98 de la CNSE.

Salop, S. (1987), “Symposium on Mergers and Antitrust”, *Journal of Economic Perspectives*, 1, 2, 3-12.

Schmalensee, R. (1987), “Horizontal Merger Policy: Problems and Changes”, *Journal of Economic Perspectives*, 1, 2, 41-54.

Sherali, H. (1984), “A Multiple Leader Stackelberg Model and Analysis”, *Operations Research* 32, 390-404.

Shugart, W.F. (1990). “The organization of industry”. Irwin.

Shy, Oz. (1995). “Industrial organization. Theory and applications”. The MIT Press.

Viscusi, W. Kip & John M. Vernon & Joseph E. Harrington. “Economics of regulation and antitrust”. The MIT Press. 1995.

Watt, R. (1998), “Social Welfare in a Generalized Version of the Generalized Stackelberg Oligopoly Model”, presentado al Simposio de Teoría Económica, Universidad Autónoma de Barcelona.

Watt, R. y J. de Quinto (1998), “On the Optimal Regulation of Oligopoly Industries”. presentado en la reunión anual de la American Economic Association (Chicago).

White, L. (1987), “Antitrust and Merger Policy: A Review and Critique”, *Journal of Economic Perspectives*, 1, 2, 13-22.

ANEXO 1

SÍNTESIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Según la vigente Ley 54 / 1997 del Sector Eléctrico, “la producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostenten la condición de cualificados, los distribuidores y los comercializadores que se determinen reglamentariamente” (Art. 11).

El título IV de la Ley desarrolla el régimen ordinario de producción de energía eléctrica. Allí se determina que los solicitantes de autorizaciones administrativas para la instalación de centrales eléctricas deberán “acreditar los siguientes extremos :

A – Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.

B – El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y de minimización de los impactos ambientales.

C – Las circunstancias del emplazamiento de la instalación.

D – Su capacidad legal, técnica y económico – financiera para la realización del proyecto” (Art. 21).

Una vez la Administración competente haya otorgado autorización previa, habrá de inscribirse la instalación en el MINER en el registro administrativo de “Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica”.

Viene siendo un lugar común señalar que el sistema español, por lo que se refiere a la generación de electricidad es un sistema liberalizado, donde la instalación es libre (autorización administrativa), donde el funcionamiento de los grupos se basa en un sistema de ofertas horarias (donde es activa la generación y la demanda), y donde la

retribución se basa en el precio ofertado por la última central ofertante dentro de la orden de mérito, más una serie de pagos adicionales por garantía de potencia y por los servicios complementarios necesarios.

Existen dos organismos que gestionan la producción y la demanda: La Sociedad Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) que es responsable de gestionar el sistema de ofertas y liquidaciones en el mercado mayorista de producción y el Operador del Sistema (función asumida por Red Eléctrica de España) que es responsable de la seguridad y coordinación del sistema eléctrico peninsular.

Las unidades con una potencia máxima nominal superior a 50 MW, están obligadas a realizar ofertas económicas a la Sociedad Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) para cada período de programación.

El mercado está estructurado de la siguiente forma:

Parte organizada:

- Mercado diario
- Mercado intradiario
- Mercado de Servicios Complementarios

Parte no organizada:

- Contratos bilaterales físicos

El RD 2019 /97 y las Órdenes de 29.12.97, de 14.8.98 y de 17.12.98 son las normas que de forma detallada explican y soportan el funcionamiento del mercado spot.

Para operar en el mercado spot es necesario firmar un contrato de adhesión con el OMEL. Este contrato es standard, aprobado por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y TURISMO, y compromete a cumplir las reglas del mercado. Además, se solicitan habitualmente unas garantías de pago, de forma que no se perjudique la liquidez del mercado en caso de impago por parte de algún agente.

En resumen, son derechos de los productores (mayores de 50 MW):

A – Despachar su energía a través de este sistema.

B – Percibir la retribución que les corresponde de acuerdo a la Ley.

C – Tener acceso a las redes de transporte y distribución.

Y son obligaciones:

A – Desarrollar las actividades de generación en los términos previstos en su correspondiente autorización.

B – Presentar ofertas al OMEL.

C – Estar dotados de los oportunos equipos de medida.

D – Adherirse al OMEL mediante contrato.

El mercado spot, comienza por ofertar en el diario. Las ofertas deben estar enviadas antes de las 10 horas del día $x - 1$ para cada una de las 24 horas del día x ⁴². Se puede dejar una oferta general para todos los días del año, y corregirla un poco antes de que cierre el mercado si se considera oportuno. Las ofertas pueden ser simples o complejas. Volveremos sobre ello.

A partir de las 10 horas el OMEL procede a la casación (hora por hora), considerando los contratos bilaterales físicos declarados para cada hora (tienen derecho a ser despachados). Esto da lugar al denominado “Programa base de funcionamiento”, que es remitido al Operador del Sistema (OS) para que proceda a encontrar restricciones técnicas dada esa casación inicial. El Operador del Sistema (OS) realiza un análisis de la red dada la casación del “Programa base de funcionamiento” y si encuentra problemas saca de la casación a la unidad que los crea y el OMEL procede a realizar una nueva

⁴² Recordar que un día del año tiene 25 horas, y otro 23 por lo de los cambios de hora.

casación sin aquella unidad. Así hasta que desaparecen las restricciones técnicas, pero a las unidades inicialmente casadas se las remunera por la oferta de la central marginal inicialmente casada, y a las nuevas centrales necesarias (por haber restricciones) por su oferta si inicialmente no estaban casadas. Las restricciones técnicas deben estar solucionadas antes de las 14 horas del día $x - 1$.

A continuación el OS pasa a asignar los servicios complementarios por procedimientos de mercado, ya que las centrales además de su energía en diario pueden ofrecer estos servicios en su oferta.

Después de dichos servicios complementarios se procede a publicar el denominado “Programa diario viable”, que debe estar listo antes de las 16 horas del día $x - 1$.

A partir de este momento, se van abriendo las sesiones de negociación en el mercado intradiario. En el momento de escribir estas líneas hay 6 sesiones del intradiario, pero la vocación es ir ampliándolas hasta llegar a 24 sesiones. Después de cada sesión del intradiario se publica un “Programa horario final”.

Los mercados intradiarios, en principio, tienen interés para un generador porque le permiten hacer funcionar la central de una forma óptima (continua).

El primer intradiario empieza a las 20 horas del día $x - 1$ y cubre las 24 horas del día x .

Pasadas las sesiones del intradiario, se llega a la gestión en tiempo real, que realiza el Operador del Sistema. Ante desvíos casi instantáneos de demanda o de la generación, el OS hace uso de los servicios que sean necesarios, que son pagados por quien causa el desvío (bien sea demandante o una central que ha disparado, o que no llega a la potencia ofertada).

Las ofertas al mercado diario pueden ser simples y complejas, tal y como hemos comentado.

Aparte de una cabecera en la que se identifica la unidad, moneda, si es venta o compra, etc; las ofertas pueden dividirse para cada una de las 24 horas en hasta 25 tramos de la central, pueden incluir condiciones de ingresos mínimos diarios, de indivisibilidad⁴³, de gradiente máximo de arranque o parada y de gradiente máximo de subida o bajada.

El ingreso mínimo se compone en la oferta de un término fijo y/o un término variable (proporcional a la energía casada).

Conviene señalar que más del 90% del precio de la electricidad se forma en el mercado diario (más la garantía de potencia), y sólo menos del 10% son intradiarios, gestión de restricciones y servicios complementarios.

Con esta breve explicación sobre el funcionamiento del mercado spot de electricidad solo queremos llamar la atención acerca de la importancia que toma, una vez en funcionamiento la central, la estrategia de oferta al pool, con el fin de maximizar las horas de funcionamiento, los ingresos o el margen, lo cual no es exactamente lo mismo. Por otra parte, el manejo que hagamos en el intradiario puede ayudar bastante a mejorar el funcionamiento de la central.

La Ley 54 / 1997, evidencia que la intención del legislador, en cualquier caso, es garantizar el funcionamiento histórico de las centrales de carbón nacional.

“El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado en libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15% de la cantidad total de energía primaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en periodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado” (Art. 25.1).

⁴³ Un tramo declarado indivisible en un periodo horario ha de aceptarse en su totalidad.. Solo se permite un tramo indivisible por cada periodo de programación, y ha de ser el de menor precio.

ANEXO 2

ALGUNAS CUESTIONES FORMALES QUE DEBE TENER PRESENTE UN NUEVO ENTRANTE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

A – Preinscripción en el Registro Administrativo del MINER de la instalación de producción de energía eléctrica, como agente que quiere operar en el mercado de electricidad

B - Otras autorizaciones inherentes al proyecto:

- Declaración de impacto ambiental
- Autorización de vertidos
- Concesión para el uso privativo de las aguas
- Concesión de ocupación del dominio público terrestre (si procediera)

C - Cuestiones relativas al emplazamiento:

- Calificación urbanística
- Modificaciones al planeamiento urbanístico
- Régimen de adquisición del suelo (convencional, concesional, o expropiación forzosa)

D - Cuestiones relativas a las obras:

- Licencia municipal (para cada una de las edificaciones que integran el conjunto)
- Licencia municipal para la construcción de la canalización de gas (si procediera)
- Licencia municipal para la construcción de la canalización de agua
- Licencia municipal para la construcción de un parque de transformación

E - Cuestiones relativas a la explotación de la central:

- Autorización administrativa previa al funcionamiento de la central (no es la misma autorización que la señalada en el punto a)
- Inscripción en el registro administrativo del MINER de instalaciones de producción eléctrica
- Licencia municipal de actividad
- Registro industrial

F - Algunas cuestiones fiscales:

- Alta en el IAE (municipal)
- Impuesto sobre bienes inmuebles (municipal)
- Impuestos medioambientales autonómicos (si procediera)
- Canon de captación de agua
- Canon de vertido de aguas
- Canon por ocupación del dominio público (si procediera)

G - Acceso al gas (cuando sea necesario):

- Registro de consumidores cualificados de gas (MINER)
- Condiciones para el acceso a la red (código de red) pendiente de desarrollo regulatorio
- Solicitud de acceso a la red de distribución

H - Acceso al mercado de electricidad:

- Solicitud de conexión a la red de alta tensión (AT)
- Solicitud de adhesión al Operador del Mercado (OM)
- Pensar la conveniencia de registrarse en el MINER como comercializador de electricidad

ANEXO 3

FUENTES DE MARGEN EN UNA EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA

Entendemos que una compañía de generación de electricidad tiene básica, aunque no únicamente, dos fuentes de margen:

A - La procedente de operar en el mercado spot:

Ingresos de las unidades casadas hora a hora: precio marginal del sistema procedente del mercado diario e intradiarios (liquidados por el Operador del Mercado)

- + Ingresos procedentes del mercado de servicios complementarios: los que efectivamente se han prestado al sistema (comprados por el Operador del Sistema y liquidados por el Operador del Mercado)
- + Garantía de potencia: solo las horas del día en las que se paga por la potencia efectivamente disponible (liquidado por el Operador del Mercado)
- Costes variables
- Asignación horaria del coste fijo

B - La procedente de operar en el mercado a plazo:

Tanto compradores como vendedores en el mercado mayorista suelen preferir fijar en la medida de lo posible cantidades y precios a un determinado plazo. Esto, en su acepción más simple son los contratos bilaterales (forwards), que simplemente son el inicio de un mercado a plazo de electricidad que por lo visto en otras experiencias internacionales, tiende a complejizarse y a veces a desembocar en un mercado de futuros.

La legislación española permite dos tipos básicos de contratos bilaterales: los contratos físicos o los financieros. Un contrato físico puede ser efectuado por toda o parte de la potencia de la unidad, y para todas o algunas horas del año. La única diferencia entre estos tipos de contrato es que el contrato físico implica que la unidad vinculada al suministro ha de entrar en la orden de mérito (para ello hay que comunicar al Operador del Mercado para cada hora del día siguiente los contratos físicos en vigor), y esa unidad solo podrá ser sacada de la orden de mérito en caso de haber restricciones técnicas, que serán demostradas por parte del Operador del Sistema. Por otra parte, un contrato físico tendrá una duración mínima de un año. También un contrato físico ni paga ni cobra garantía de potencia.

Tal vez por su larga duración y por no cobrar garantía de potencia, los contratos físicos no han arrancado, salvo en lo que se refiere a la exportación – importación.

Los contratos bilaterales financieros inicialmente no terminaban de arrancar, especialmente porque los grandes consumidores (que son los que inicialmente eran considerados cualificados para acceder al mercado) se beneficiaban (y siguen haciéndolo) de tarifas baratas, mientras que inicialmente los peajes eran caros.

Esta situación empezó a cambiar en 1999 en la medida en que estaban accediendo al mercado consumidores de menor tamaño, y los peajes se han reducido, especialmente al considerar (a partir de 1999) un doble tratamiento para el cobro de la garantía de potencia.

¿Cómo opera una compañía generadora, de momento, en el mercado a plazo? Toma hora a hora la energía del mercado e instantáneamente la vende al cliente.

El margen en el mercado a plazo se forma así:

Cantidades . (precio asegurado al cliente - precio de mercado)

En principio, una compañía generadora firmará contratos de suministro a plazo siempre que para la curva de carga específica de cada cliente, el precio de mercado spot

futuro y previsto resulte inferior al coste de la electricidad para ese consumidor conforme a la tarifa que le corresponde. En este caso hay margen para establecer contratos (condición necesaria pero no suficiente).

Para una empresa con generación no tiene demasiado sentido (salvo consideraciones cualitativas o estratégicas) establecer un contrato con un consumidor por debajo del precio de mercado, ya que se pierde el coste de oportunidad del propio mercado spot.

¿Cuál será el precio que le aseguro al cliente en un contrato de suministro a plazo? ¿A que plazo?

El precio debería ser :

El coste de adquisición de la energía: es decir el precio de mercado spot futuro y previsto para la curva de carga del cliente

- + Una cierta cantidad que asegure los riesgos en que se incurre
- + El margen de beneficio

ANEXO 4

IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES RIESGOS EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Expuestos de forma sintética, los riesgos que inicialmente debe valorar un agente entrante en el mercado de generación eléctrica español son:

- Riesgo de mercado: Se trata fundamentalmente de la incertidumbre relativa a que cantidades de energía se va a producir y que precios se van a recibir por dicha energía producida.
- Riesgo regulatorio: Se trata de valorar la posibilidad de que la actual regulación y/o reglas de funcionamiento del mercado, tanto en electricidad como en hidrocarburos, se vean alteradas o modificadas en algún momento.
- Riesgo tecnológico: La generación de electricidad es un negocio intensivo en capital y con períodos de recuperación de la inversión habitualmente bastantes largos. Por tanto, lo que ahora puede ser una opción tecnológica adecuada, puede dentro de un tiempo revelarse como una opción desacertada.
- Riesgo de inversión: Una vez seleccionada la tecnología para una planta de generación, aparecen una serie de riesgos durante el período de construcción, unos de orden técnico, tales como el coste real de la inversión, el plazo de construcción, y otros de índole económico tales como encontrar una fórmula óptima de financiar la inversión.
- Riesgo comercial: Se refiere a riesgo de impago una vez esté dicha planta operando en el mercado. Este riesgo es mínimo en el caso del mercado spot toda vez que en el contrato de adhesión al OMEL, los agentes compradores han de aportar unas garantías suficientes.

- Riesgos operativos en la planta: Se refieren al buen funcionamiento de la planta una vez iniciadas las pruebas de producción.



**INSTITUTO DE ESTUDIOS EUROPEOS
CENTRO DE POLÍTICA DE LA COMPETENCIA**

BOLTÍN DE SUSCRIPCIÓN

Deseo recibir gratuitamente los dos próximos números de los Documentos de Trabajo del
Centro de Política de la Competencia del Instituto de Estudios Europeos

Nombre y Apellidos

Dirección

Población

C.P.

País

Teléfono

Correo electrónico

Instituto de Estudios Europeos

Universidad San Pablo-CEU

Julián Romea, 22 - 28003 Madrid

E-mail: idee@ceu.es

Tfno: 91 514 04 22

Fax: 91 554 17 87

www.ceu.es/idee



**INSTITUTO DE ESTUDIOS EUROPEOS
CENTRO DE POLÍTICA DE LA COMPETENCIA**

PETICIÓN DE NÚMEROS ATRASADOS

Nombre y Apellidos

Dirección

Población

C.P.

País

Teléfono

Correo electrónico

Deseo recibir los siguientes Documentos de Trabajo del Centro de Política de la Competencia del Instituto de Estudios Europeos.

Nº

Títulos

-

-

-

Instituto de Estudios Europeos
Universidad San Pablo-CEU
Julián Romea, 22 - 28003 Madrid
E-mail: idee@ceu.es
Tfno: 91 514 04 22
Fax: 91 554 17 87
www.ceu.es/idee

CONSEJO ASESOR

INSTITUTO DE ESTUDIOS EUROPEOS

Íñigo Cavero Lataillade, *Presidente*

Esperanza Aguirre Gil de Biedma

Fernando Álvarez de Miranda

Joachim Bitterlich

Juan Antonio Carrillo Salcedo

Guillermo de la Dehesa

Francisco Fonseca Morillo

Eduardo García de Enterría

Pablo Isla

José Luis Leal Maldonado

Araceli Mangas Martín

Manuel Pizarro

Matías Rodríguez Inciarte

Juan Rosell Lastortras

Philippe de Schoutheete de Tervarent

José Vidal Beneyto

Xavier Vidal-Folch

Gustavo Villapalos

INSTITUTO DE ESTUDIOS EUROPEOS

Presidente

Marcelino Oreja Aguirre

Director

José María Beneyto Pérez

Secretario

Francisco Conde López

COMITÉ CONSULTIVO

CENTRO DE POLÍTICA DE LA COMPETENCIA

Ricardo Alonso Soto
Manuel Azpilicueta Ferrer
Luis Berenguer Fuster
Miguel Ángel Cortés Martín
Emilio Cuatrecasas
José María Cuevas
Miles Curley
Claus-Dieter Ehlermann
Antonio Garrigues Walker
Enrique González-Díaz
Luis de Guindos
Inmaculada Gutiérrez Carrizo
Barry Hawk
Rafael Illescas
Vicente López –Ibor Mayor
Cecilio Madero Villarejo
Santiago Martínez-Lage
Luis Ortiz Blanco
Enrique Moya Francés
Julio Pascual y Vicente
Mercedes Pedraz
Amadeo Petitbó Juan
Fernando Pombo
Javier de Quinto Romero
Alexander Schaub
Gonzalo Solana
Rodrigo Uría Meruéndano