



INFORME DEL SERVICIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

N-03048

ACCIONA / SODENA / TME 2001 CORPCAN (Caja de Navarra) / CEHN

Con fecha 12 de septiembre de 2003 ha tenido entrada en este Servicio de Defensa de la Competencia notificación relativa a la toma de control conjunto por parte de las empresas ACCIONA S.A.(en adelante ACCIONA), SOCIEDAD DE DESARROLLO DE NAVARRA S.A. (en adelante SODENA) y TME 2001 CORPCAN S.L. del Grupo Caja Navarra (en adelante TME), de la sociedad CORPORACIÓN ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DE NAVARRA S.A. (en adelante CEHN) .

Dicha notificación ha sido realizada por ACCIONA, SODENA y TME, según lo establecido en el artículo 15.1 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia por superar el umbral establecido en el artículo 14.1 b). A esta operación le es de aplicación lo previsto en el Real Decreto 1443/2001, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 16/1989, en lo referente al control de las concentraciones económicas.

El artículo 15 bis de la Ley 16/1989 establece que: "El Ministro de Economía, a propuesta del Servicio de Defensa de la Competencia, remitirá al Tribunal de Defensa de la Competencia los expedientes de aquellos proyectos u operaciones de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado, para que aquél, previa audiencia, en su caso, de los interesados dictamine al respecto".

Asimismo, se añade: "Se entenderá que la Administración no se opone a la operación si transcurrido un mes desde la notificación al Servicio, no se hubiera remitido la misma al Tribunal".

En ejercicio de lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1443/2001, el Servicio de Defensa de la Competencia requirió del notificante con fecha 22 de septiembre de 2003 información de carácter necesario para la resolución del expediente. La información requerida fue cumplimentada con fecha 25 de septiembre de 2003.

Con fecha 10 de octubre se les remitió un nuevo requerimiento de información en ejercicio de lo dispuesto en el citado artículo 6. La información requerida fue cumplimentada con fecha 20 de octubre de 2003.

Según lo anterior, la fecha límite para remitir el expediente al Tribunal de Defensa de la Competencia es el **27 de octubre** de 2003, inclusive. Transcurrida dicha fecha, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

Con fecha 16 de septiembre de 2003 se solicitó informe a la CNE que tuvo entrada en el SDC el 16 de octubre



I. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

La notificación se refiere a la adquisición del **control conjunto** de CEHN¹ por parte de sus tres accionistas, las empresas ACCIONA, SODENA y TME. No obstante, es importante considerar que la operación se instrumenta mediante determinadas compraventas de activos y un Acuerdo de Socios, firmado el 31 de julio de 2003, que tienen una triple vertiente:

- La entrada en el capital de CEHN del nuevo socio, ACCIONA.
- La propia adquisición del control conjunto de CEHN por sus tres accionistas, que suscriben el Acuerdo de Socios.
- La integración de los activos eólicos de ACCIONA en CEHN

a) LA ENTRADA DE ACCIONA EN EL CAPITAL DE CEHN.

El Acuerdo de socios de 31 de julio se firmó simultáneamente a la integración de ACCIONA como nuevo socio de referencia de CEHN. De hecho, la escritura de compraventa de las acciones de CEHN figura como Anexo I del Acuerdo de Socios. De acuerdo con la documentación aportada, ACCIONA adquiere con efectos inmediatos la participación del 20,9389% del capital de CEHN propiedad de Cementos Pórtland, y, sujeto a condiciones suspensivas², las siguientes participaciones: un 13,4619% del capital propiedad de SODENA, un 3,5426% de TME y un 12,0566% que CEHN había adquirido en autocartera.

De esta forma, una vez que se hayan cumplido las condiciones suspensivas, el 50% del capital de CEHN estará en manos de ACCIONA, quedando el 50% restante en manos de SODENA (39,5833%) y Grupo Corporativo Empresarial de CAJA NAVARRA a través de TME (10,4167%). Así, el capital quedará dividido a partes iguales entre el nuevo socio y los socios promotores y fundadores de CEHN.

La integración de ACCIONA en el capital de CEHN constituye la culminación del proceso de cambio en el accionariado de la sociedad, tras la escisión y segregación de EHN, que ha supuesto la salida de Iberdrola y Cementos Pórtland y la entrada de un nuevo accionista de referencia [...] ³.

b) CONTROL CONJUNTO DE CEHN

Además de la entrada de ACCIONA en el capital, el Acuerdo de Socios cuenta con un componente institucional que establece el control conjunto de los mismos sobre CEHN [...].

¹ Los accionistas de EHN acordaron a finales de 2002 la reestructuración de la actividad de la sociedad mediante una escisión parcial de su patrimonio. En particular, se segregaría a favor de una nueva sociedad (CEHN) la unidad económica compuesta por toda la actividad desarrollada por EHN en el sector de energías renovables, incluidas todas las participaciones en otras sociedades, salvo seis que quedaron en manos de la escindida EHN. IBERENOVA quedó como único accionista de EHN, sociedad que pasaría a denominarse Sistemas Energéticos de Navarra S.A. La escisión parcial se formalizó en marzo de 2003 con efectos desde 1 de enero del mismo año. CEHN se creó en diciembre de 2002.

² Las condiciones suspensivas a las que se somete la venta de la autocartera de CEHN y de parte de las participaciones de TME y SODENA son similares a las del Acuerdo de Socios, que se describen más adelante.

³ Se indican entre corchetes aquellas partes del informe cuyo contenido exacto se ha declarado confidencial.



c) INTEGRACIÓN DEL NEGOCIO EÓLICO DE ACCIONA Y CEHN

En concreto, se prevé que ACCIONA integrará en el patrimonio de CEHN, [...], su participación del 95% en el capital de ACCIONA EÓLICA de GALICIA, S.A. **(AEGA)**. Esta sociedad, a su vez, es titular del 100% de 13 parques eólicos en funcionamiento o en construcción o de derechos firmes, con una potencia asociada de [...].

En segundo lugar, ACCIONA y CEHN se comprometen a negociar, mediante un procedimiento acordado, la integración en CEHN de los derechos firmes de construcción de parques eólicos de las sociedades que se enumeran a continuación:

- [...]

El Acuerdo de Socios no ha entrado en vigor por estar sometido expresamente a dos **condiciones suspensivas**:

1. La tramitación favorable del expediente administrativo que se siga por SODENA ante el Departamento de Economía y Hacienda del gobierno de Navarra⁴ respecto al informe justificativo del interés público de la transmisión a ACCIONA de parte de la participación de la citada SODENA en el capital de CEHN, a fin de autorizar un procedimiento de enajenación distinto al de la subasta pública.
2. La autorización del Acuerdo de Socios de 31 de julio de 2003 y de sus Anexos por la Autoridad de Defensa de la Competencia, para lo que se pacta la notificación del citado acuerdo al SDC.

Habida cuenta de estos elementos, este SDC considera que la operación consiste básicamente en el establecimiento del control conjunto de CEHN por ACCIONA, SODENA Y TME, y su extensión a los activos eólicos de ACCIONA que se integren en CEHN, de forma que los respectivos negocios eólicos queden integrados de ahora en adelante.

Se debe tener en cuenta, en relación con la naturaleza de la operación, que el aumento de la participación de ACCIONA hasta el 50% del capital de CEHN así como la integración de AEGA en dicha empresa están acordadas de manera firme, aunque sujetas a las condiciones suspensivas del Acuerdo de Socios.

En este sentido, la notificación establece en el apartado 2.2.6 que “ Aunque...no es objeto de la notificación ... la futura adquisición por CEHN de los activos de Acciona en el sector eólico, por no alcanzar el umbral de notificación obligatoria, los acuerdos alcanzados implicarán la integración o canalización de la actividad que Acciona había iniciado en el sector eólico en CEHN, sumando así su incipiente presencia en ese sector a la de CEHN, con vistas a crear un operador sólido en condiciones de competir con los grandes grupos eléctricos”.

En contra del criterio de los notificantes, este Servicio estima que sí forma parte de la operación notificada la adquisición por parte los tres socios del control de aquellos activos eólicos de ACCIONA para los que existe un compromiso firme de integración.

Aunque en principio la incorporación del resto de los activos eólicos sea incierta y dependa de negociaciones futuras y, por tanto, no forme parte de la presente notificación, el informe se

⁴ En cumplimiento de lo establecido en el Art. 21, apartado 3 de la Ley foral 17/1985 de 27 de septiembre de Patrimonio de Navarra



referirá a la integración de ambos negocios en general ya que ello no altera la valoración de la operación notificada.

II. RESTRICCIONES ACCESORIAS

II.1. Cláusula de no competencia

El acuerdo firmado entre las partes contempla una **cláusula de lealtad y prohibición de competencia**. Como se decía en el apartado anterior, [...]

[...].

El pacto de no-competencia en principio tiene una **duración** igual a la del Acuerdo, que es de tres años, si bien con una posible prórroga de dos [...], con lo que el plazo máximo de duración sería de cinco años.

En cuanto a su contenido, el pacto de no competencia y lealtad se produce en el momento de la toma de control conjunto y la puesta en marcha de un nuevo proyecto empresarial en el que las partes pretenden concentrar esfuerzos y recursos.

El apartado 5 del artículo 15.bis de la Ley 16/1989 establece que podrán entenderse comprendidas dentro de una operación determinadas restricciones a la competencia accesorias, directamente vinculadas a la operación y necesarias para su realización.

Para valorar el carácter accesorio de estas restricciones el Servicio ha venido siguiendo los precedentes del TDC así como las comunicaciones de la Comisión Europea al respecto.

En este sentido, la **Comisión Europea** adoptó el 4 de julio de 2001 una Comunicación⁵ que establece que, por lo general, **cuando se trata de empresas en participación** dichas cláusulas (las de no competencia) pueden justificarse por periodos de **hasta cinco años**. Sin embargo, la Comisión considera que las cláusulas de inhibición de la competencia cuya duración es superior a tres años deben justificarse por las circunstancias especiales que se den.

Teniendo en cuenta que en el presente caso la duración de las cláusulas está directamente relacionada [...] y que la esencia de la operación es la puesta en común de los respectivos negocios eólicos en dicho horizonte temporal, este Servicio estima que no es preciso acudir para su autorización al procedimiento especial regulado en los artículos 4 y 38 de la Ley 16/1989 y en el Real Decreto 1443/2001 que la desarrolla, considerándose, por tanto, el pacto de no competencia como parte integrante de la operación.

III. APLICABILIDAD DE LA LEY 16/1989 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

De acuerdo con la notificante, la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CEE) nº 4064/89, sobre el control de las operaciones de concentración entre

⁵ Comunicación de la Comisión sobre las restricciones directamente relacionadas y necesarias para las operaciones de concentración (2001/C188/03)



empresas, modificado por el Reglamento (CEE) nº 1310/97, dado que no se alcanzan los umbrales previstos en su Artículo 1.

La operación notificada cumple, sin embargo, los requisitos previstos por la Ley 16/1989 para su notificación, al superarse el umbral establecido en el artículo 14.1 b) de la misma.

IV. EMPRESAS PARTÍCIPES

IV.1. Adquirente1: “ACCIONA, S.A.” (ACCIONA)

Acciona es la sociedad cabecera de un grupo empresarial presente en diversos sectores económicos (Grupo Acciona), controlado por el Grupo Entrecanales que cuenta con una participación directa e indirecta del 59,7% del capital. Su principal actividad es el negocio de la construcción, básicamente a través de su empresa participada NECSO,S.A. Además, está presente en otros ámbitos, que se estructuran en cinco divisiones: construcción e inmobiliaria, servicios urbanos y medioambientales, concesiones de infraestructuras, energía, servicios logísticos y aeroportuarios y otros negocios.

Acciona controla numerosas sociedades, entre otras, y ordenadas por divisiones:

- Construcción e inmobiliaria: Necso Entrecanales Cubiertas, S.A., y a través de ésta un conjunto de sociedades de ingeniería, construcción e inmobiliarias, mantenimiento, jardinería, financieras y de servicios. La actividad específica de construcción e inmobiliaria es la principal fuente de ingresos de la compañía.
- Servicios urbanos y medioambientales: Técnica de Aparcamientos Urbanos S.A., Infilco Española, Biogás Gestión Madrid SA y otras sociedades de servicios funerarios
- Concesiones: Acciona Concesiones, S.A.
- Servicios logísticos⁶ y aeroportuarios: Acciona Logística S.A, Acciona Airport Services S.A, Transportes Olloquiegui S.A, Press Cargo S.A, Terminal de contenedores Algeciras S.A, Terminal de contenedores MID Atlantic S.A.
- Otras Actividades⁷: Acciona controla varias sociedades vinícolas, Bestinver S.A. (intermediación bursátil y gestión patrimonial), etc.
- **Energía**: Acciona posee el 100% de Álabe (promoción y explotación de parques de energía eólica y construcción y explotación de instalaciones de cogeneración) y de Ineuropa de Cogeneración (IDC). Alabe es propietaria a su vez del [...] % de los derechos de Acciona en Castilla La Mancha y Castilla y León. IDC mantiene una participación del 95% en Acciona Eólica de Galicia (AEGA) y del 98% de Álabe Salas (Aragón).

Además IDC y Álabe ostentan cada una una participación del 25% en Guadalaviar, Consorcio Eólico ÁLABE-ENERFIN S.A, junto con Enerfin (filial del grupo Elecnor) que mantiene el 50% restante.

⁶ El consorcio liderado por Acciona fue adjudicatario por la SEPI de la Compañía Trasmediterránea en 2002

⁷ En enero de 2003 Acciona vendió su participación del 6,2% en Airtel Móvil (hoy Vodafone España). Acciona es propietaria del 5% del Grupo Correo de Comunicación, S.A.



Acciona mantiene participaciones minoritarias del 23,4% en KW tarifa, y del 25% en Neg Micon eólica [...].

[...]

La facturación de Acciona en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art. 3 del R.D.1443/2001, es la siguiente:

VOLUMEN DE VENTAS DE ACCIONA			
	2002	2001	2000
Mundial	626,388	547,230	457,094
Unión Europea	169,867	120,667	82,549
España	2.618,479	2.357,992	2.333,363

Fuente: notificación en millones de euros

Adquirente 2: “SOCIEDAD DE DESARROLLO DE NAVARRA, S.A.” (SODENA)

SODENA es una sociedad cuyo objeto es promover estudios sobre la base económica de Navarra y acciones comunes entre las empresas navarras tendentes a la mejora de las estructuras empresariales, fomentar las inversiones en Navarra participando en el capital de sociedades nuevas o ya existentes y, en general, colaborar en la mejora de las estructuras empresariales de las sociedades navarras.

SODENA está controlada por el Gobierno de Navarra que, de acuerdo con lo establecido en la Ley foral 1/84 de 2 de enero del Parlamento de Navarra por la que se autorizó la creación de la sociedad, tendrá siempre como mínimo el 51% del capital. A 31.12.02 el Gobierno de Navarra mantenía una participación del 65,42% en SODENA. Los otros dos socios son TME (20%) y Navarra de Financiación y Control, S.A. (14,58%)

Los estatutos de la sociedad establecen que SODENA podrá participar en el capital de sociedades cuya creación promueva o en aquellas existentes que lo amplíen, así como en la que se fusionen o reestructuren, en un porcentaje de entre un 55 y un 45% y durante 10 años. La participación en cada sociedad no será nunca superior al 15% de los recursos propios de SODENA. El Gobierno de Navarra, por circunstancias que considere oportunas, tiene la facultad de modificar estas condiciones.

Así SODENA mantenía a finales de 2002 participaciones inferiores al 50% en más de una veintena de sociedades y sólo detentaba una participación mayoritaria del 53,05% del capital de CEHN, que le daba el control de la compañía.



La facturación de SODENA en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art. 3 del R.D.1443/2001, es la siguiente:

VOLUMEN DE VENTAS DE SODENA			
	2002	2001	2000
Mundial	0	0	0
Unión Europea	0	0	0
España	0,728	0,648	0,676

Fuente: notificación en millones de euros

Adquirente 3 : “TME 2001 CORPCAN, S.L.” (TME)

TME es una sociedad holding de participaciones del Grupo corporativo empresarial de Caja Navarra.

TME controla con una participación del 100% la sociedad S.P.I. Navarra Virtual, S.A. (diseño y desarrollo de proyectos interactivos y consultoría tecnológica) así como la Sociedad de Inversiones Energéticas S.A. (sociedad sin actividad) y mantiene diversas participaciones minoritarias: 33% en Tenaria, S.A. (telecomunicación por cable), 1,8% en Auna Operadores Telecomunicación, S.A., 2% en Quiero Televisión S.A., 10% en la central de ciclo combinado Eléctrica de la Ribera del Ebro S.A., 20% de SODENA, 20% en Alternativas Energéticas solares S.A.

La facturación de TME en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art. 3 del R.D.1443/2001, es la siguiente:

VOLUMEN DE VENTAS DE TME			
	2002	2001	2000
Mundial	0	0	0
Unión Europea	0	0	0
España	12,348	0	0

Fuente: notificación en millones de euros

IV.2 Adquirida: “CORPORACIÓN HIDROELÉCTRICA DE NAVARRA” (CEHN)

Es la sociedad receptora del patrimonio social y de los activos y pasivos segregados y escindidos de Energía Hidroeléctrica de Navarra, S.A. (EHN) como consecuencia del proceso de escisión parcial de rama de actividad de dicha sociedad acordado a finales de 2002. CEHN se constituyó como S.A. el 9 de diciembre de 2002.



Su objeto social es la construcción, explotación y mantenimiento de aprovechamientos eólicos e hidroeléctricos y de cualquier instalación o elemento de generación o utilización de energía, así como su comercialización y la realización de estudios y proyectos relacionados con dicha actividad.

De hecho, la actividad principal de CEHN es la producción de energía eléctrica en instalaciones de su propiedad exclusivamente mediante fuentes de energía renovable y la prestación de servicios de construcción de parques eólicos llave en mano y de mantenimiento de instalaciones. La compañía no realiza actividades de distribución, transporte ni comercialización de la energía que produce. CEHN no actúa en el mercado mayorista ni mediante contratos bilaterales.

Todos los activos de producción de energía eléctrica son de su propiedad y se trata de instalaciones acogidas al Régimen Especial (Real Decreto 2818/98), que no superan los 50 MW de potencia instalada y utilizan exclusivamente fuentes de energía renovables. La energía producida en estas instalaciones se vende en su totalidad al distribuidor, que está obligado a adquirirla. El precio final a que se vende y remunera la energía esta determinado reglamentariamente en función de un precio fijo más una prima que se actualiza anualmente en los reales decretos de tarifas de cada año. Estas instalaciones no están obligadas a formular ofertas al mercado mayorista.

Hasta el momento, CEHN está controlada por SODENA (Gobierno de Navarra) que cuenta con una participación en el capital del 53,0452%. Sin embargo, una vez cumplidas las condiciones suspensivas del contrato de compraventa y en virtud del Acuerdo de Socios de CEHN de 31 de julio de 2003, la sociedad será objeto de un control conjunto por parte de sus tres socios cuyas participaciones en el capital serán de 50% para ACCIONA, 39,5833% para SODENA y 10,4167% para TME.

Además, CEHN controla a 31 de julio de 2003, mediante participaciones mayoritarias, las siguientes sociedades:

- Energías renovables y eólicas: Eólica de Villanueva S.L., Sierra de Selva, S,L, Energías Eólicas de Catalunya S.A., AIE Trafalgar, EHN,ETVE S.A., EHN-Green Energy Developments, S.L., además de filiales en Turquía, Australia, Croacia, Eslovenia, Portugal, Italia, polonia, Georgia, Alemania, EEUU y Canadá.
- Industrial: INGETUR S.A.
- Solar: AESOL S.A.
- Biomasa y biocombustibles: EHN División Biomasa, S.A., Biocarburants de Catalunya S.A.



La facturación de CEHN en los tres últimos ejercicios económicos, conforme al Art. 3 del R.D.1443/2001, es la siguiente:

VOLUMEN DE VENTAS DE CEHN			
	2002	2001	2000
Mundial	0	0	0
Unión Europea	0	0	0
España	110,2	87,65	82,696

Fuente: notificación en millones de euros, en función de los activos escindidos y segregados de EHN.

V. MERCADOS RELEVANTES

V.1. Mercado de producto

La operación notificada se enmarca en los mercados del sector eléctrico y, en particular, en la generación de energía en régimen especial mediante fuentes renovables.

Según los notificantes, la presente operación de concentración afecta a los siguientes mercados de producto:

- la actividad regulada de producción de energía eólica en régimen especial
- el diseño, promoción construcción y mantenimiento de parques eólicos y energías hidráulicas.

a) Mercado de producción de energía

a.1 Las peculiaridades de la regulación del régimen especial

El régimen especial está regulado en España desde 1980, año en el se promulgó la Ley de Conservación de la Energía, por la que fomentaba la autogeneración eléctrica así como la producción hidroeléctrica de pequeñas centrales, en plena segunda crisis del petróleo. Posteriormente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 estableció un programa de incentivo de la cogeneración y de la producción con energías renovables. Mas adelante, la Ley 40/94 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) consolidó el concepto de régimen especial como tal. El Real Decreto 2366/94 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, definió los principios de este régimen, consolidados, finalmente, en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.



La Ley 54/1997 establece que la producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW en los siguientes casos:

- Autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.
- También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

En conclusión, la Ley 54/97 establece la compatibilidad de las medidas de liberalización con la promoción de energías renovables y de instalaciones de cogeneración o que utilicen residuos. De esta forma, el régimen especial se caracteriza por ser una actividad regulada, a diferencia del ordinario que se desarrolla en régimen de competencia. La energía eléctrica producida es objeto de adquisición obligatoria por parte del distribuidor más próximo físicamente a las instalaciones de generación. Además, no se retribuye por un mecanismo de mercado, sino mediante un precio administrativamente fijado, siendo una actividad bonificada por el legislador, quien, como se ha señalado, ofrece una prima o incentivo para internalizar los beneficios medioambientales y los mayores costes asociados.

Según la Ley del Sector Eléctrico, la producción en régimen especial se rige por sus disposiciones específicas y, en lo no previsto en ellas, por las generales sobre producción eléctrica en lo que le resulten de aplicación. La construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y el cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial está sometida a un régimen de autorización administrativa previa de carácter reglado. A este respecto, se prevé que la condición de instalación de producción acogida al régimen especial sea otorgada por los órganos correspondientes de las Comunidades Autónomas con competencia en la materia.

En cuanto a los derechos de los productores en régimen especial, cabe resaltar los siguientes: incorporar su energía excedentaria al sistema, percibiendo la retribución que se determine conforme a lo dispuesto en la Ley; conectar en paralelo sus instalaciones a la red de la correspondiente empresa distribuidora o de transporte; utilizar en sus instalaciones, conjunta o alternativamente, la energía que adquieran a través de otros sujetos y recibir de la empresa distribuidora el suministro de energía eléctrica que precisen en las condiciones que reglamentariamente se determinen. La adhesión a este régimen es voluntaria y ha de ser duradera y continuada en el tiempo, suscribiéndose con el distribuidor un contrato de venta forzosa con una duración mínima de 5 años.

Los reales decretos 3818/98 y 841/2002 regulan con precisión este régimen. Se establece la posibilidad de formalizar contratos bilaterales con consumidores cualificados y la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores. Se definen las primas



del régimen especial y su mecanismo de actualización en función de una serie de parámetros. Se fija un procedimiento de acceso al pool para las empresas obligadas a participar y para las que lo hacen voluntariamente, percibiendo la correspondiente prima por la energía vendida.

El RD Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en ciertos Mercados de Bienes y servicios, obligó a las instalaciones acogidas al RD 2366/94 con una potencia mayor de 50MW, a participar en el mercado de producción y estableció el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de las instalaciones en régimen especial, permitiendo la posibilidad de firma de contratos de venta de energía con comercializadoras, aproximando así el régimen especial al ordinario.

El Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) de 1999 contemplaba medidas para incrementar la producción hasta 2010 y estableció los objetivos de crecimiento cada año por tecnologías para conseguir que, en su conjunto, llegasen a representar en 2010 el 12% del Consumo español de energía primaria y el 29,4% de la generación.

a.2 El mercado de producto relevante

En su informe sobre el caso Endesa/Iberdrola, la CNE indicó que “la producción en régimen especial podría considerarse como un producto diferenciado, teniendo en cuenta la concepción de tal actividad como eminentemente regulada y su hasta ahora nula participación en el mercado mayorista de electricidad”.

Esta definición de mercado se ha mantenido en el informe relativo a la operación de concentración Ibernova/Gamesa, así como en el evacuado sobre la presente operación. En este último la CNE, señala que “el mercado relevante ha de ser la generación en régimen especial no siendo razonable acotar el mercado por tecnologías de generación, en la medida en que la legislación en vigor no distingue entre ellas”. Las diferencias entre el régimen especial y el ordinario, así como el carácter regulado del primero, hacen que la CNE se incline por esta definición de mercado como el de “generación de energía eléctrica en régimen especial excluyendo la parte que acude al mercado y la importación”.

La CNE reconoce que los cambios normativos ofrecen al régimen especial la posibilidad de presentar ofertas al operador del mercado o el recurso a nuevas formas de contratación (contratos con comercializadores⁸). La CNE añade que “en el caso de que un volumen significativo del régimen especial acudiera al mercado de producción (pool u otras formas de contratación), aquél no formaría parte del mercado relevante de producto definido anteriormente, pasando a integrarse dentro de un mercado relevante de mayor dimensión, que comprendería el mercado de generación que incluye tanto el mercado organizado como los contratos bilaterales, integrando tanto el régimen ordinario como el régimen especial, así como la importación de energía eléctrica”. Sin embargo, la CNE también subraya que “a la fecha únicamente el 2,2% de la energía negociada en el pool corresponde a instalaciones de cogeneración, no habiendo participado en el mismo ninguna otra tecnología acogida al régimen especial”.

En relación con el régimen especial, el TDC señaló en su Informe C54/00 UNIÓN FENOSA/ HIDROCANTÁBRICO, que “la competencia de dicha energía con el régimen ordinario se produce únicamente de forma indirecta, en la medida en que la energía producida por el régimen especial cubre parte de la demanda a la que se enfrentan los productores de energía

⁸ Al amparo del artículo 9 del Real Decreto 841/2002 y del 21 del Real Decreto Ley 6/2000

eléctrica y disminuye, por tanto, la que debe abastecerse mediante el régimen ordinario”. Esto llevó al TDC a considerar en aquel caso que el mercado relevante era el de la generación eléctrica en régimen ordinario, cuya producción se destina al consumidor final a través del mercado organizado o de contratos bilaterales.

Sin embargo, el TDC en su informe C77/02 IBERENOVA-GAMESA considera que la actividad de producción en régimen especial “no puede conceptuarse como un mercado entendido como el proceso en el que compradores y vendedores voluntariamente intercambian bienes o servicios, toda vez que el oferente puede producir toda la producción que desee sabiendo con certeza que será remunerado, de forma que se enfrenta a una demanda cautiva”. Prosigue el TDC: “Por tanto, el Régimen Especial no puede catalogarse como un mercado de producto susceptible del análisis usual desde la perspectiva de la competencia.”

“El hecho de que la energía generada bajo régimen especial no entre en el mercado mayorista y, por tanto, no determine precio en el mercado diario, no significa que esa energía deba considerarse como un compartimiento estanco del sistema eléctrico absolutamente neutral de la oferta y la demanda del mismo”.

En dicho informe el TDC señala además que, a raíz de la promulgación del Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio, de medidas urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y servicios, los titulares de una potencia eléctrica superior a 50MW están obligados a realizar ofertas económicas al operador del mercado. Este cambio legislativo permite al Tribunal concluir que “el mercado relevante cabe delimitarlo como el mercado mayorista y el mercado de la energía contratada mediante contratos bilaterales”.

A la luz de las consideraciones expuestas, este SDC efectuará el análisis de la operación en el contexto de los siguientes mercados:

- Mercado mayorista o pool y mercado de energía contratada mediante contratos bilaterales.
- Mercado de generación eléctrica en régimen especial, considerando especialmente el segmento de la energía eólica.

b) Mercado de promoción y desarrollo de parques eólicos.

La notificación presenta las actividades de diseño, promoción, construcción y mantenimiento de parques eólicos y energías hidráulicas como un mercado global y único.

Como señala el TDC⁹ “la instalación y explotación de un parque eólico requiere la autorización administrativa que habrá de ser concedida por las con competencia en la materia. La solicitud de autorización para la construcción de un parque eólico se efectúa en competencia con otras eventuales solicitudes a través de un trámite de información pública. Para solicitar esta autorización se requiere la justificación de la capacidad legal, técnica y solvencia económico-financiera”.

En concreto, la puesta en explotación de un parque eólico entraña distintas fases que define el TDC:

1. La autorización previa para la instalación del parque en concurrencia con otras solicitudes.
En algunas Comunidades Autónomas esta autorización se otorga no a un parque eólico

⁹ Iberenova Gamesa



sino a un Plan Eólico. De esta manera se permite que la empresa investigue y demuestre las posibilidades eólicas de una determinada zona a cambio de la obtención de un derecho preferente para la posterior instalación de un parque eólico en la misma.

2. La autorización administrativa previa para la instalación del parque, para la que se suele ejecutar el derecho preferente atribuido a la empresa que ha obtenido la aprobación del Plan Eólico inicial, de forma que en la práctica no suele haber concurrencia a pesar de ser un trámite sujeto a información pública.
3. Construido el parque, se necesita una autorización especial de la Comunidad Autónoma para la puesta en funcionamiento, lo que permitirá su explotación en régimen especial.

Estas fases pueden ser ejecutadas por una sola empresa o dividirse entre varias, de forma que en el caso de Ibernova/Gamesa, el TDC “no considera necesario pronunciarse sobre si el mercado relevante es el de la instalación de parques eólicos o si debe identificarse un mercado distinto para la construcción de un parque eólico porque las conclusiones de la evaluación del efecto de la concentración sobre las condiciones de competencia efectiva no dependen de cuál sea la decisión adoptada al respecto”.

Por su parte, la CNE en su informe de 16 de octubre de 2003 sobre esta toma de control conjunto, en línea con lo que manifestó en el caso IBERENNOVA GAMESA, “considera que los efectos sobre la competencia efectiva de esta operación no se alterarían si se considerara un mercado diferenciado de promoción y construcción de parques eólicos y minicentrales hidráulicas”

En esta línea, el presente informe considerará el mercado de promoción y desarrollo de parques eólicos en su conjunto.

V. 2. Mercado geográfico

Los notificantes afirman que, desde el punto de vista geográfico, los mercados relevantes son de carácter nacional. Asimismo señalan que, en el caso del mercado de promoción y construcción de parques eólicos, podría incluso estimarse la existencia de un mercado supranacional de ámbito cuando menos europeo.

a) Mercado de generación de energía

Tanto el TDC como la CNE han indicado reiteradamente que tanto el mercado mayorista y de contratos bilaterales de electricidad como, de considerarlo relevante, el de generación en régimen especial engloban el territorio peninsular español.

b) Mercado de promoción y desarrollo de parques eólicos.

En este ámbito, el TDC y el SDC han considerado la existencia de un mercado geográfico de ámbito inferior al nacional.

El TDC en su informe C77/02 afirma que “la cuestión clave para determinar el ámbito geográfico...reside en la regulación específica autonómica aplicable que limita el campo de la Administración. No cabe argüir, por el contrario, que cualquier empresa promotora podría presentarse a la solicitud de autorización en cualquiera de las CCAA. Antes bien, corresponde a la Administración autonómica determinar las condiciones técnicas y económicas que los solicitantes



deben respetar y los parámetros en los que la decisión de adjudicación debe basarse y quien en última instancia decide la aprobación del solicitante”.

De la misma forma, el SDC señalaba en el informe N-298 Iberenova/ Gamesa que el aprovechamiento eólico es objeto de regulación específica en casi todas las Comunidades Autónomas¹⁰. Por tanto, dadas las especificidades de la generación en régimen especial a través de parques eólicos, la obligación de adquisición de la energía generada por parte del distribuidor más próximo físicamente a las instalaciones de generación, y la competencia de las Comunidades Autónomas al respecto - plasmadas en diversas normas autonómicas encaminadas a delimitar emplazamientos o a establecer moratorias en la concesión de autorizaciones para la promoción, desarrollo y construcción de parques eólicos -, sería posible considerar la existencia de mercados geográficos de **ámbito autonómico** para la generación de electricidad a partir de energía eólica y, concretamente, para la **promoción y desarrollo de parques eólicos**. Los parques objeto de la presente operación se encuentran enclavados fundamentalmente en Galicia, Andalucía y Navarra, y, en un futuro, Valencia.

En todo caso, la valoración de la operación no se ve alterada sea cual sea la dimensión geográfica de este mercado, y se analizará tanto desde la perspectiva autonómica como nacional.

VI. ANÁLISIS DEL MERCADO

VI.1.- Características y evolución

a) Mercado de producción de energía eléctrica, con especial referencia al régimen especial

El mercado de producción de energía eléctrica comprende una parte no organizada –los contratos bilaterales físicos- y otra organizada. La parte organizada incluye el mercado de electricidad (el mercado diario e intradiario) gestionados por el operador del mercado (OMEL) y los mercados de procesos de operación técnica (solución de restricciones, servicios complementarios y gestión de desvíos) gestionados por el operador del sistema (REE)-.

Como vendedores participan los productores de electricidad y agentes externos y como compradores los distribuidores, comercializadores, agentes externos y consumidores cualificados.

En 2002 se negociaron en el mercado eléctrico 207.887 GWh por un valor de 9.252 millones de euros. En el mercado participa en torno al 85% del parque de generación eléctrico. El número de agentes ha crecido aunque sigue estando muy concentrado e integrado verticalmente.

Según lo previsto en el Real Decreto- Ley 6/2000 de Medidas Urgentes e Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, desde enero de 2003 todos los consumidores han adquirido la condición de cualificados.

Hasta marzo de 2003 se habían incorporado al mercado organizado, como agentes del mismo, 21 productores de régimen especial que realizan ofertas, bien directamente o a través de agente vendedor, con una potencia de 1.249 MW. De ellos, 600 MW corresponden a instalaciones de potencia superior a 50MW.

¹⁰ Aragón, Asturias, Canarias, Cantabria, Castilla-La Mancha, Castilla-León, Cataluña, Galicia, La Rioja, Navarra, País Vasco y Valencia.



No obstante, hay 2.569 instalaciones en régimen especial, de las que 796 están acogidas al Real decreto 2366/94, fundamentalmente instalaciones de cogeneración, y 1773 al real decreto 2818/98, principalmente centrales minihidráulicas, instalaciones fotovoltaicas y parques eólicos.

Además del adelanto de la liberalización del mercado por el lado de los consumidores o las nuevas formas de contratación resulta interesante, a los efectos de la valoración de la operación en cuestión, observar la evolución reciente de la generación en los regímenes ordinario y especial en el pasado y las previsiones de futuro.

Durante los últimos años, la energía producida por el régimen especial ha registrado un crecimiento muy por encima de la demanda peninsular. Entre 1990 y 2002 el crecimiento de la demanda peninsular de energía eléctrica ha sido siempre inferior al 7%, mientras que la oferta de energía del régimen especial creció por encima del 10% medio anual. Así, el porcentaje de energía vendida por el régimen especial peninsular en relación con la demanda bruta pasó del 1% en 1990 al 17% en 2002.

Esta tendencia se ha mantenido en el pasado reciente, a pesar del menor crecimiento de la generación en régimen especial debida a la estabilización de la energía cedida por las instalaciones de cogeneración. Así, el crecimiento de la demanda bruta peninsular en 2002 fue totalmente absorbido por el régimen especial y los intercambios internacionales, mientras que la producción en régimen ordinario retrocedía ligeramente.

BALANCE ELÉCTRICO DEL SISTEMA PENINSULAR			
- en GWh y % de incremento-			
	2001	2002	%02/01
Producción régimen ordinario	171.906	170.822	-0.6
Intercambios internacionales	3.458	5.329	54
Régimen especial	30.431	38.007	15
Demanda bruta	205.795	211.158	3
Fuente: CNE y REE			

La potencia de generación peninsular en régimen ordinario instalada a 31 de diciembre de 2002 era de 46.255 MW (un 5% más que en 2001) y la del régimen especial de 12.400MW (un 16% más que en 2001), lo que representa el 21% de la potencia instalada en la península.

POTENCIA INSTALADA EN RÉGIMEN ORDINARIO Y ESPECIAL PENINSULAR			
- en MW y % de incremento -			
	2001	2002	% 02/01
Hidráulica	15.586	16.586	0
Nuclear	7.816	7.816	0
Carbón	11.565	11.565	0
Fuel/Gas	8.214	10.288	25
Régimen Ordinario	44.181	46.255	5
Cogeneración	5.280	5.505	4



POTENCIA INSTALADA EN RÉGIMEN ORDINARIO Y ESPECIAL PENINSULAR			
- en MW y % de incremento -			
	2001	2002	% 02/01
Eólica	3.248	4.458	37
Hidráulica	1.457	1.492	2
Otros	703	994	34
Total Régimen Especial	10.870	12.400	16
Total peninsular	54.780	58.655	7

Fuente:CNE

La energía eólica sigue siendo, como en años anteriores, la tecnología de régimen especial de mayor progresión. La potencia instalada en régimen especial en España creció un 16% en 2002 lo que se debe, principalmente, a la nueva instalación de parques eólicos (1200 nuevos MW en 2002). Con ello, representa, aproximadamente, un 36% de la potencia instalada en régimen especial.

La Planificación de los Sectores de electricidad y Gas 2002-2011 apuesta por el mantenimiento de esta tónica: para garantizar la cobertura de la demanda hasta 2011 se prevé la instalación hasta ese año de unos 11.200 MW de nueva capacidad en régimen especial, además de 14.800 MW en régimen ordinario, es decir, 26.000 MW más en el parque de generación peninsular.

La estructura de generación registrará un cambio importante en el periodo de previsión, pasando del tradicional peso dominante del carbón y la energía nuclear al predominio del gas natural y las energías renovables. Esto implica, como señala el documento de Planificación, no sólo la sustitución de energías primarias sino también de tecnologías de generación, pasando a ser el ciclo combinado de gas la dominante (33,1% del total) sustituyendo significativamente la actual generación eléctrica con productos petrolíferos. Le seguirán en importancia las tecnologías de generación renovables (28,4%), con especial importancia de la eólica. En particular, según la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011* la generación con fuentes eólicas llegará a representar un 38% de la producción eléctrica con energías renovables.

En todo caso, no es posible saber por anticipado qué cantidad de esta nueva potencia eólica o de ciclo combinado entrará realmente en servicio ni cuándo, ya que su construcción puede retrasarse por razones económicas, administrativas o medioambientales.

b) Promoción de parques

En 2002 había un total de 254 instalaciones eólicas, un 23% más que el año anterior. España, con sus 4.458 MW de potencia eólica instalada, se sitúa en segundo lugar tras Alemania (12.001 MW), por delante de Dinamarca (2.880 MW), en el ranking de potencia instalada en Europa. De acuerdo con la CNE, las posiciones alcanzadas por los países europeos responden más a la efectividad de las medidas de apoyo utilizadas que a los recursos eólicos disponibles. Alemania, España y Dinamarca, entre otros, son los países donde se han utilizado tarifas que garantizan un precio fijo (o prima fija) a los productores de energías renovables. A nivel mundial, España ocupa el segundo lugar, tras adelantar a EEUU, país que alcanzó a finales de 2002 los 4.150 MW de potencia eólica.

Sin embargo, aunque en los dos últimos años el crecimiento ha sido mayor (en torno a los 1.000 MW), el número de emplazamientos es un recurso limitado y los ya utilizados son los más atractivos en términos de rentabilidad. Según el PFER el potencial eólico existente en España es de 15.100 MW (con la tecnología disponible en 1999 y sin considerar la tecnología *offshore*) límite que supera con creces el objetivo de 13.000 MW para 2011.

Es preciso subrayar, tal y como hace el TDC¹¹, que las empresas que compiten por las autorizaciones de instalación de parques eólicos son filiales de empresas con poder financiero, entre las que destacan las filiales de otras empresas presentes en el mercado de generación eléctrica, y otras como Desarrollos Eólicos (filial del Grupo Abengoa), Alabe (filial del Grupo Acciona implicada en la operación objeto de este informe), Urbaenergía (filial del Grupo Dragados), Neg Micon Ibérica (filial del grupo danés Neg Micon), CESA (filial del Grupo Guascor), Enerfin (filial del Grupo Elecnor), etc.

Galicia es la Comunidad Autónoma líder en potencia eólica instalada a 31.12.02 (1264 MW), seguida de Castilla la Mancha, Aragón y Navarra (en torno a 700 MW en cada una de ellas).

VI.2.- Estructura de la oferta

a) Mercado de generación

La distribución por empresas de la potencia peninsular instalada en régimen ordinario indica una fuerte concentración de la oferta en manos de Endesa e Iberdrola. El 76 % de la capacidad de generación está en manos de ambas empresas.

Las cuotas de las empresas concernidas por la operación en el mercado de generación en su conjunto son insignificantes. Si se considera únicamente la potencia correspondiente a los parques de ACCIONA para los que existe un compromiso firme de integración, la cuota combinada de CEHN sería del [0-10]% de la potencia instalada y del [0-10]% de la energía vendida.

CUOTAS EN EL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TOTAL						
- en MW, GWh y % -						
	2000		2001		2002	
	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)
TOTAL	55.994	205.804	57.973	217.210	61.767	222.247
CEHN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota (%)	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Acciona	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota (%)	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Cuota Acciona+CEHN	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10

Fuente: notificación

¹¹ Informe IBERENOVA GAMESA



CEHN y ACCIONA sólo operan en régimen especial. Sus cuotas conjuntas de potencia y producción en dicho régimen son de [0-10]% y [0-10]% respectivamente, lo que representaría el peso de CEHN en caso de que se integraran en ella el 100% de los activos eólicos de Acciona. Si únicamente se consideran los parques de ACCIONA cuya integración está comprometida, las cuotas resultantes serían del [0-10]% y del [0-10]% de la capacidad instalada y de la energía vendida, respectivamente.

CUOTAS EN GENERACIÓN EN REGIMEN ESPECIAL						
	2000		2001		2002	
	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)
TOTAL	8.944	27.316	10.765	31.116	12.438	34.858
CEHN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota (%)	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Acciona	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota (%)	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Cuota Acciona+CEHN	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10

Fuente: notificación. Hasta 2001 EHN. 2002 con activos escindidos a favor de CEHN

Por último, las cuotas de mercado en relación con la generación eólica son más significativas, aunque se reducen al [10-20]% de la potencia y el [10-20]% de la demanda si únicamente se consideran los parques de ACCIONA cuya integración es firme:

CUOTAS EN GENERACIÓN EÓLICA						
	2000		2001		2002	
	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)	Potencia instalada (MW)	Demanda total (GWh)
TOTAL	2.228,32	4.700	3.360,83	6.932	4.589,55	9.564
CEHN	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota (%)	10-20	10-20	10-20	10-20	0-10	10-20
Acciona	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota (%)	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Cuota Acciona+CEHN	10-20	20-30	10-20	10-20	10-20	10-20

Fuente: notificación. Hasta 2001 EHN. 2002 con activos escindidos a favor de CEHN



De esta forma, se observa que tomando como referencia los datos de 2002 la cuota de mercado del Grupo CEHN y ACCIONA conjuntamente es de:

- Un [0-10]% de la potencia del sistema y un [0-10]% de su producción.
- Un [0-10]% de la producción del régimen especial y un [0-10]% de su potencia
- Un [0-10]% de la potencia eólica y un [0-10]% de su producción.

En definitiva, a medida que se amplía la definición del mercado relevante disminuye considerablemente la cuota de mercado de CEHN y ACCIONA por concentrar su actividad, fundamentalmente, en la energía eólica.

Desde un punto de vista geográfico, CEHN cuenta con una presencia importante en Navarra y Acciona en Galicia y Andalucía.

CUOTA DEL MERCADO DE ENERGÍA EÓLICA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS						
- en % -						
	2000		2001		2002	
	Potencia	Producc	Potencia	Producc	Potencia	Producc
CEHN						
Navarra	70-80	60-70	50-60	60-70	60-70	50-60
Resto CCAA	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Total CCAA	10-20	10-20	10-20	10-20	0-10	10-20
ACCIONA						
Galicia	0-10	10-20	10-20	0-10	0-10	0-10
Andalucía	20-30	30-40	10-20	20-30	10-20	20-30
Resto CCAA	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
Total CCAA	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10

FUENTE: NOTIFICACIÓN

CEHN había elaborado, antes de la entrada de ACCIONA, un plan estratégico para el período 2003-2006, ampliable al 2012, en el que la principal actividad prevista continua siendo la generación de energía mediante energías renovables, fundamentalmente eólica, tanto en el mercado nacional como en el internacional. La expansión prevista de la capacidad de generación de CEHN es íntegramente eólica, en mayor medida en el mercado internacional. La potencia instalada solar, hidráulica o de biomasa permanece estable o incluso decrece.



POTENCIA INSTALADA DEL GRUPO CEHN ACUMULADA					
- en MW -					
	2003	2004	2005	2006	2012
▪ Eólica Nacional	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Eólica Internacional	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Hidráulica	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Biomasa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Solar	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Total	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
PRODUCCIÓN ANUAL DE CEHN -GWH					
	2003	2004	2005	2006	2012
▪ Eólica Nacional	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Eólica Internacional	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Hidráulica	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Biomasa	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
▪ Solar	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Total Producción	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Ingresos por generación eléctrica (€ Millones)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: notificación

Así, de acuerdo con el Plan la cuota de potencia de generación eólica de CEHN instalada sobre el total de España seguirá una senda creciente, si bien tal cuota será sustancialmente menor si se toma como referencia el régimen especial o el mercado mayorista de electricidad.

PREVISIONES DE CUOTA DE POTENCIA INSTALADA DE ENERGÍA EÓLICA ACUMULADA				
- en MW y % sobre el total nacional -				
	2003	2004	2005	2006
▪ Total España (*)	6.130	7.430	8.730	10.030
▪ Grupo CEHN	[...]	[...]	[...]	[...]
Cuota CEHN	0-10%	0-10%	0-10%	0-10%

FUENTE: notificación. (*) Previsiones obtenidas a partir del documento de "Planificación de los sectores de electricidad y gas. 2002-2011". Septiembre 2002



Desde un punto de vista geográfico, las previsiones indican que, si bien el grueso de la potencia instalada de CEHN está hoy ubicado en Navarra, la mayor parte del crecimiento futuro se basará en el desarrollo de su actividad en [...].

Ni CEHN ni Acciona realizan actividades de distribución y/o comercialización. En todo caso, y desde un punto de vista geográfico conviene subrayar que el grueso de la potencia y producción eólica de CEHN se centra en Navarra, mientras que el de Acciona lo hace en Galicia en términos absolutos y en Andalucía en términos de cuota de mercado.

b) Mercado de promoción y construcción de parques eólicos

Es importante señalar que CEHN no realiza la actividad de promoción en el sentido de captación de derechos para la instalación de parques eólicos destinados a su venta a terceros. Ello sin perjuicio de que, esporádicamente, pueda prestar servicios de construcción llave en mano de instalaciones para sus sociedades participadas o para terceros. En este sentido, CEHN está realizando la instalación de parques eólicos, con una potencia total pendiente de instalación de [...], únicamente para las sociedades Energías Eólicas Europeas (EEE) y Energías Renovables de la Región de Murcia (ERRM), que pertenecían al Grupo antes de la escisión de EHN.

En consecuencia, la promoción, captación de derechos y/o construcción de instalaciones llave en mano para su venta a terceros no es una actividad relevante para las empresas que participan en la operación de concentración.

Sin embargo, las partes sí operan en la promoción de parques que serán explotados por sus respectivos grupos, actividad que queda reflejada en la tabla siguiente

POTENCIA INSTALADA, DERECHOS Y PARQUES EN CONSTRUCCIÓN								
- en MW y % sobre el total -								
Por CC.AA.	Grupo CEHN			Acciona			OBJETIVO 2011 (1)	CUOTA
	Potencia instalada a 01.01.03	En construcción y derechos obtenidos	Total Grupo CEHN	Potencia instalada a 01.01.03	En construcción y derechos obtenidos	Total Acciona		
Navarra	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	1.536	40-50
Aragón	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	3.200	0-10
C. Valenciana	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	2.800	20-30
Galicia	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	4.000	0-10
Andalucía	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	4.000	0-10
Castilla La Mancha	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	4.452	0-10
Castilla y León	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	6.579	0-10
Cataluña	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	1.073	0-10
Resto CC.AA.	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	2.385	--
Totales	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	30.025	0-10

Fuente: notificación.

(1) Objetivo nacional fijado por el Gobierno; objetivos de las CC.AA. incluidos en el documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. 2002-2011". Acuerdo de Consejo de Ministros de septiembre de 2002. A los datos de la sociedad dominante CEHN se han sumado los correspondientes a las sociedades participadas en proporción a la participación mantenida en las mismas, aun cuando no se ostente el control de dichas sociedades.



Como refleja la tabla anterior, el principal solapamiento en derechos obtenidos y construcción de nuevos parques se da en la Comunidad de Valencia, donde, de momento, Acciona y CEHN controlan un [...] de la potencia instalada que se considera como objetivo para esa Comunidad Autónoma en 2011, y que previsiblemente construirán por sí mismos.

VI.3.- Estructura de la demanda

Como ya se ha mencionado, desde enero de 2003 todos los consumidores han adquirido la condición de cualificados y pueden optar por acogerse a alguna modalidad de contratación libre mediante contratos con comercializadores, acudiendo directamente al mercado organizado o mediante contratos bilaterales con productores.

En 2002¹² parte de los consumidores volvió a la tarifa por encontrar mejores precios que en el mercado y otra parte encontró en el mercado mejores oportunidades que en la tarifa. El resultado final de este proceso migratorio de los consumidores entre las distintas modalidades de contratación es que en diciembre de 2002, algo más de 33.000 consumidores (el 42% de los entonces cualificados) habían ejercido su derecho de acceso al mercado, adquiriendo libremente el 56% de la energía total que podría haberse comprado en el mercado, es decir, el 30% de la energía eléctrica total consumida en el sistema eléctrico.

En cuanto a las comercializadoras, cabe decir que dos empresas, IBERDROLA y ENDESA, controlan casi el 80% del mercado (39% y 37% respectivamente). Un 12% corresponde a unión FENOSA, un 8% a Hidrocantábrico y un 4% a Gas natural, quedando un 1% para otros comercializadores.

Un 78% de los consumidores que durante 2002 adquirieron su electricidad a través de comercializador firmaron su contrato de compra con el comercializador del mismo grupo empresarial que su distribuidor, y sólo un 22% compró su electricidad a comercializadores ajenos al grupo empresarial del distribuidor al que están conectados.

Aunque existe la posibilidad de venta de la producción en régimen especial a comercializadoras por medio de contratos bilaterales físicos, el grueso de la energía producida en régimen especial se traslada a distribuidores y, en mucha menor medida, al mercado de producción. Es el caso de CEHN.

VI.4.- Estructura de la distribución

Como señala la CNE¹³, desde la publicación del Real Decreto 2818/98, los productores de régimen especial tienen la opción de ceder su energía a la productora correspondiente o bien participar en el mercado de energía eléctrica. Sin embargo, no es hasta septiembre de 2002, con la publicación del RD 8412/2002, cuando éstas comienzan a participar en el mercado. Este RD de desarrollo del RD Ley 6/2000 establece la obligación para las instalaciones del real decreto 2366/94 de potencia mayor a 50MW de vender sus excedentes al mercado, y por otra parte, establece un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración, para animar al resto a participar voluntariamente en el mercado.

¹² CNE en "EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN 2002"

¹³ Informe régimen especial

A finales de 2002, 23 instalaciones de una potencia conjunta de 1.090 MW, fundamentalmente cogeneradores, habían solicitado participar en el mercado de producción. De éstos, 604 MW correspondían a instalaciones con una potencia superior a 50 MW y 486 MW a instalaciones de menos de 50MW. Algunas de estas instalaciones participan en el mercado de producción a través de un agente vendedor y otras lo hacen directamente.

La energía de las instalaciones en régimen especial que se ha negociado en el mercado de producción en el mes de diciembre de 2002 supone aproximadamente un 11% del régimen especial en ese mes. En términos de número de instalaciones de régimen especial, aunque algunas han comenzado a participar en el mercado de producción¹⁴, la mayoría (97%) vende sus excedentes a la distribuidora correspondiente según su área geográfica.

En el ejercicio 2002, de la energía de régimen especial comprada por las distribuidoras, un 41% fue adquirido por ENDESA, un 30% por IBERDROLA, un 18% por UNIÓN FENOSA, un 9% por VIESGO y un 1% por HIDROCANTÁBRICO y las distribuidoras sujetas a tarifa D.

Por su parte, el régimen Especial representó el 30% de la demanda de los distribuidores en 2002, lo que supone un importante incremento con respecto al 26% en 2001 y al 13% en 1998. Este crecimiento de la importancia de las compras de los distribuidores al régimen especial obedece al incremento de la producción de las instalaciones a él acogidas y a la disminución de la energía comprada por los distribuidores en el mercado como consecuencia del incremento de la participación de los consumidores cualificados (las compras de las distribuidoras han descendido un 4% en 2002 respecto al año anterior).

El porcentaje de 30% de compras a instalaciones en régimen especial en relación con la demanda total de los distribuidores esconde grandes diferencias; entre los casos extremos de Hidrocantábrico cuya ratio apenas supone un 3% y Viesgo con un 460% (sus compras al régimen especial superan a sus compras al mercado), se encuentran Unión FENOSA (37%), Endesa (32%) e Iberdrola (23%).

VI.5.- Fijación de precios

Como ya se ha señalado la remuneración de las instalaciones de generación en régimen especial está regulada. El siguiente cuadro recoge las primas y precios de los últimos años:

PRIMAS Y PRECIOS FIJOS PARA LOS AÑOS 2002 Y 2003					
		2002		2003	
		Primas (ptas / Kwh)	Precios Fijos (ptas/kWh)	Primas (ptas / Kwh)	Precios Fijos (ptas/kWh)
Biomasa primaria		4,64	10,27	5,53	11,40
Biomasa secundaria		4,29	9,92	4,18	10,07
Eólica		4,82	10,45	4,43	10,34

¹⁴ En virtud del Real Decreto 841/2002

PRIMAS Y PRECIOS FIJOS PARA LOS AÑOS 2002 Y 2003					
		2002		2003	
		Primas (ptas / Kwh)	Precios Fijos (ptas/kWh)	Primas (ptas / Kwh)	Precios Fijos (ptas/kWh)
Minihidráulica	=<10MW	5,00	10,62	4,9	10,79
Fotovoltaica	=<5 kW	60	66	60	66
	> 5 kW	30	36	30	36
Geotérmica, Olas y Mareas		5,00	10,62	5,00	10,62

Fuente: notificación

VI.6.- Competencia potencial - Barreras a la entrada

Como señala el TDC¹⁵ el análisis de las características del mercado “debe completarse con la valoración de su contestabilidad”, es decir en qué medida la entrada al mercado puede tener lugar en un periodo de tiempo corto y si es probable y suficiente. Además del propio riesgo regulatorio como barrera de entrada al mercado eléctrico, cabe referirse a las siguientes, en línea con el TDC:

- Escasa capacidad de interconexión con otros sistemas.
- Acceso a activos estratégicos: los emplazamientos que cuentan con acceso a redes de alta tensión y recursos energéticos (hidráulicos, eólicos, combustibles) son limitados y su posesión constituye una barrera que frena o dificulta la entrada de nuevos agentes en el mercado.
- Integración vertical: pese a la separación jurídica de las actividades reguladas (actividades de red-transporte y distribución-) y no reguladas (generación y comercialización) la participación de las mismas empresas en todas las fases entraña el riesgo de intercambio de información y la recuperación del “margen total” en la fase en que no hay competencia.
- Excesivo grado de concentración: la actual estructura de mercado otorga una fuerte posición de dominio a determinadas empresas, situación que obligará a nuevos operadores a ser precio aceptantes al precio fijado por empresas dominantes.

En cuanto a las barreras a la entrada en el mercado de promoción y desarrollo de parques eólicos, destaca la necesidad de obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas y licencias, para lo cual es preciso contar con la capacitación legal y técnica adecuada, así como con los recursos necesarios para la explotación de los proyectos autorizados.

Adicionalmente, cabe destacar que los obstáculos físicos y la dificultad de encontrar emplazamientos adecuados para el desarrollo y promoción de parques eólicos, así como para generar electricidad por esta tecnología, constituyen otra importante barrera a la entrada a ambos mercados.

¹⁵ Informe Iberenova/Gamesa



Concretamente, debe señalarse que a fecha de hoy varias Comunidades Autónomas han decretado prolongadas moratorias para la instalación de nuevos parques. En todo caso, la capacidad para evacuar la energía producida por los mismos es limitada, debido al elevado coste de instalación de las redes eléctricas precisas para conectar los parques con las redes de distribución.

No obstante, la barrera que supone la disponibilidad de derechos eólicos firmes podría verse matizada por nuevos desarrollos tecnológicos, como los parques *offshore*, en cuya promoción es pionera CEHN.

VII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

En esencia, la operación consiste en la integración de cara al futuro de los negocios eólicos de ACCIONA y CEHN. Así, su principal efecto es el refuerzo de ACCIONA y CEHN como operadores en generación de energía eléctrica y, en particular, la producción en régimen especial. La posición es más significativa en el ámbito de la generación con fuentes eólicas.

No obstante, CEHN se mantendrá como un operador de escasa importancia en el mercado de generación de energía eléctrica peninsular, tanto desde la perspectiva de la generación en su conjunto como en el régimen especial, en el que se sitúa a gran distancia del líder, Iberdrola.

Es preciso señalar que, de momento, CEHN no lleva a cabo actividades de comercialización ni de distribución de la energía que produce. Vende su energía a distribuidores a precios fijados reglamentariamente. Por tanto, las implicaciones verticales de esta concentración, al contrario que otras del sector, no son significativas. Más aún, la operación en última instancia supone que ACCIONA reemplace a IBERDROLA como socio industrial de parte del negocio que antes integraba EHN, lo que redundará en una disminución de la integración vertical en este ámbito.

Desde la perspectiva de la promoción y desarrollo de parques eólicos, la operación supone la integración de dos operadores presentes en ámbitos geográficos complementarios. CEHN ya disponía de una posición importante en Navarra, en donde Acciona estaba ausente y la consolidación de los derechos de CEHN y Acciona en Valencia resulta en una cuota de mercado significativa pero inferior al 25%, tomando como referencia los objetivos previstos por la administración para esa Comunidad Autónoma.

Por último, visto el gran desarrollo que han registrado en los últimos años las energías renovables y el vuelco en las tecnologías de generación en los próximos años a favor de la cogeneración y la eólica, cabe afirmar que se trata de un mercado en franca expansión lo que facilitará, cuando menos, el crecimiento de los operadores ya implantados así como la aparición de otros nuevos, tal y como ya ha ocurrido en el pasado.

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, y en línea con lo señalado por la Comisión Nacional de Energía en su informe, no cabe esperar que la operación suponga una amenaza para la competencia efectiva en el mercado.



VIII. PROPUESTA

En atención a todo lo anterior, se propone **no remitir** el expediente de referencia al Tribunal de Defensa de la Competencia para su informe en aplicación del apartado 1 del artículo 15 bis de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, por lo que la operación de concentración notificada quedaría tácitamente autorizada conforme al apartado 2 del mencionado artículo.

Dicha propuesta se entiende sin perjuicio de cualquier otra autorización que resultase preceptiva en aplicación de la normativa vigente.