



## INFORME DEL SERVICIO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

### N-227 IBERDROLA GENERACIÓN / GUADALCACÍN ENERGÍA / ENRON ESPAÑA GENERACIÓN

Con fecha 22 de febrero de 2002 ha tenido entrada en este Servicio de Defensa de la Competencia notificación relativa a la adquisición por parte de la empresa IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U. (en adelante, IBERDROLA GENERACIÓN) de las sociedades GUADALCACÍN ENERGÍA, S.A. (en adelante, GUADALCACÍN) y ENRON ESPAÑA GENERACIÓN, S.L. (en adelante, ENRON GENERACIÓN).

Dicha notificación ha sido realizada por IBERDROLA, S.A. 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 a). 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 13 de marzo de 2002 información de carácter necesario para la resolución del expediente. La información requerida fue cumplimentada con fecha 20 de marzo de 2002.

Según lo anterior, computados los plazos, si el expediente no es trasladado al Tribunal de Defensa de la Competencia antes del **30 de marzo de 2002**, inclusive, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

#### **I. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN**

Las operaciones notificadas consisten en la adquisición por parte de IBERDROLA GENERACIÓN del 100% de las acciones de la empresa GUADALCACÍN y del 100% del capital social de ENRON GENERACIÓN, ambas sociedades activas en la promoción, construcción, montaje y futura operación y mantenimiento de plantas de generación eléctrica de ciclo combinado, concretamente en Arcos de la Frontera (Cádiz).

En virtud de un contrato de compraventa y cesión de acciones de 29 de enero de 2002, IBERDROLA, a través de su filial IBERDROLA GENERACIÓN, se comprometió a adquirir el 100% del capital social de GUADALCACÍN, así como todos los bienes y derechos integrantes de su



patrimonio y los derechos que sobre dicha empresa ostenta la SOCIEDAD INVERSORA EN ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, S.A. (en adelante, SIEMA), filial del grupo ABENGOA y propietaria hasta el momento de GUADALCACÍN.

Por otro lado, según lo acordado entre IBERDROLA GENERACIÓN y SII ESPAÑA 2, B.V., la primera se compromete a adquirir el 100% del capital social de ENRON GENERACIÓN y la totalidad de los activos, bienes, derechos y obligaciones que integran su patrimonio, entre los que se incluyen permisos, autorizaciones, derechos reales y posiciones en determinados contratos para desarrollar el proyecto de una planta de ciclo combinado en Arcos de la Frontera. Adicionalmente, IBERDROLA GENERACIÓN adquirirá las turbinas de gas que se instalarán en las islas de potencia de dicha central, cuyo suministro ya había sido contratado por ENRON.

La eficacia de los contratos anteriores y la ejecución de las adquisiciones proyectadas está supeditada a la autorización de la operación por parte de las autoridades de defensa de la competencia españolas en un plazo no superior a 180 días naturales a contar desde su notificación. Por otro lado, la eficacia de la adjudicación de las participaciones y activos de ENRON GENERACIÓN a IBERDROLA GENERACIÓN se sujeta a las autorizaciones preceptivas del Tribunal de Quiebras norteamericano, competente en el procedimiento concursal en el que se halla inmersa ENRON Corp., cabecera del grupo ENRON.

Adicionalmente, dichas operaciones están sujetas a la Disposición Transitoria Decimoséptima de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, introducida por el Real Decreto-Ley 6/2000 de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

Finalmente, cabe señalar que, junto con la notificación, IBERDROLA GENERACIÓN ha presentado el compromiso de no incrementar su capacidad instalada de generación como consecuencia de las operaciones de concentración objeto de la presente notificación hasta junio de 2003, garantizándose la absoluta neutralidad de las mismas desde el punto de vista de la potencia instalada.

## **II. APLICABILIDAD DE LA LEY 16/1989 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA**

De acuerdo con la notificación, la operación no entra en el ámbito de aplicación del Reglamento (CEE) nº 4064/89, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas, modificado por el Reglamento (CEE) nº 1310/97, dado que no se alcanzan los umbrales previstos en su Artículo 1.

Las operaciones notificadas cumplen, sin embargo, los requisitos previstos por la Ley 16/1989 para su notificación, al superarse el umbral establecido en el artículo 14.1 a) de la misma.

## **III. EMPRESAS PARTÍCIPES**

### **III.1. Adquirente: “IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U.” (IBERDROLA GENERACIÓN)**

IBERDROLA GENERACIÓN, creada en febrero de 2000, es la filial 100% propiedad de IBERDROLA, S.A. en la que concentra la actividad de generación de energía eléctrica, en cumplimiento de la obligación de separación de actividades establecida por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.



Concretamente, el objeto social de IBERDROLA GENERACIÓN es la realización de toda clase de actividades, obras y servicios relacionados con el negocio de producción de energía eléctrica, mediante el proyecto, la construcción, explotación y el mantenimiento de todo tipo de instalaciones de generación a través de cualesquiera fuentes de energía primaria.

Asimismo, constituye su objeto social el aprovisionamiento de combustibles y materias o energías primarias de cualquier clase para instalaciones propias o ajenas, así como la realización de toda clase de actividades relacionadas con la comercialización y compraventa de productos energéticos y de materias primas en los mercados instituidos al efecto, tanto en operaciones propias como en operaciones de intermediación con terceros. IBERDROLA GENERACIÓN está inscrita en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados del Ministerio de Economía.

Finalmente, su actividad también incluye la promoción, creación y desarrollo de empresas industriales, comerciales y de servicios, así como la promoción de la innovación y el desarrollo tecnológico en relación con cualesquiera actividades que integran el objeto social de la empresa o están relacionados con él.

Las actividades anteriores son desarrolladas tanto directamente por IBERDROLA GENERACIÓN como a través de sus filiales y participadas entre las que destacan Tarragona Power, S.L., Iberdrola Energías Renovables, S.A., Hidroeléctrica Ibérica, S.L., Fuerzas Eléctricas de Navarra, S.A., Energyworks Holding, S.L., Energyworks España, S.A., Nucleonor, S.A., Bahía Bizkaia Electricidad, S.A., Elcogás y las empresas titulares de las centrales nucleares de Almaraz, Trillo y Vandellós.

IBERDROLA, S.A. es la cabecera del grupo en el que se integra IBERDROLA GENERACIÓN y está presente en el sector de la energía eléctrica, del gas, las telecomunicaciones y la consultoría técnica. Según consta en la notificación, a 31 de diciembre de 2000, los principales accionistas de IBERDROLA eran The Chase Manhattan Bank, N.A. con el 10,2%, el BBVA con el 9,9%, la Bilbao Bizkaia Kutxa con el 5%, Franklin Resources Inc. Delaware con el 5% y EDP-Electricidad de Portugal, S.A. con el 2,25%. IBERDROLA cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo.

El siguiente cuadro muestra las participaciones industriales de IBERDROLA agrupadas sectorialmente.

Participaciones industriales de IBERDROLA		
Sector	Empresa	Porcentaje (%)
ELECTRICIDAD	Red Eléctrica de España	[...]*
	OMEL	[...]
	Elcogás	[...]
	Nucleonor	[...]
	Electricidade de Portugal	[...]
	Bahía de Bizkaia Electricidad	[...]

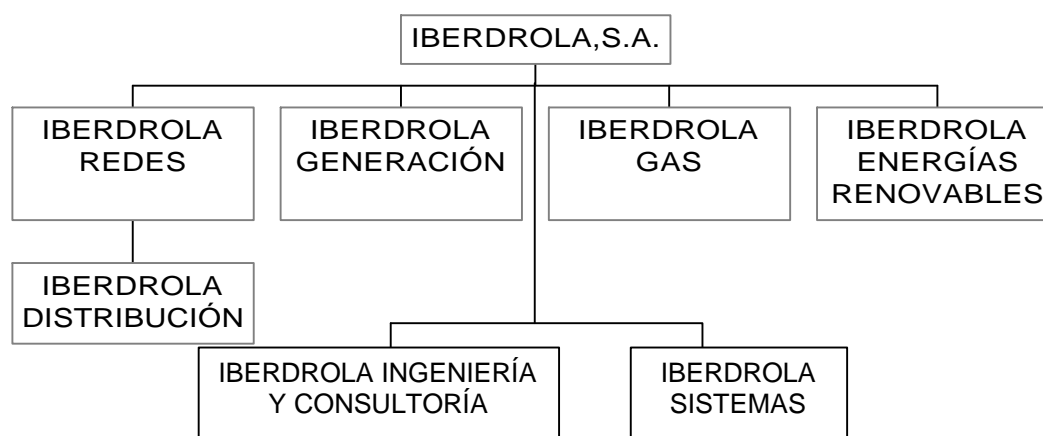
\* Se sustituye por puntos suspensivos entre corchetes las partes del informe con contenido confidencial.

Participaciones industriales de IBERDROLA		
Sector	Empresa	Porcentaje (%)
HIDROACARBUROS	Repsol	[...]
	Galp	[...]
	Bahía de Bizkaia Gas	[...]
TELECOMUNICACIONES	Euskaltel	[...]
	Abrared	[...]
	Telefónica Cable Castilla y León	[...]
	Telefónica Cable Madrid	[...]
	Telefónica Cable Catalunya	[...]
OTROS	Mediapark	[...]
	Cementos Portland	[...]

Fuente: Notificación.

Si bien IBERDROLA tiene intereses minoritarios en los sectores de telecomunicaciones, Internet y servicios de valor añadido, sistemas de información, ingeniería, consultoría e inmobiliario, su principal actividad se desarrolla en los mercados de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en España. Asimismo, IBERDROLA tiene varios proyectos en Portugal, Italia, la República Checa y Polonia y es titular de activos de generación y distribución en varios países latinoamericanos, concretamente, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Guatemala, Méjico y Uruguay.

La estructura societaria de IBERDROLA en el sector eléctrico responde al siguiente esquema:





La facturación de IBERDROLA en los tres últimos ejercicios económicos es la siguiente:

<b>Volumen de ventas de IBERDROLA</b>			
<b>(Millones euros)</b>			
	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
Mundial	5.855,8	6.250,1	7.048,2
Unión Europea	5.855,8	6.080,4	6.815,9
España	5.855,8	6.080,4	6.815,9

Fuente: Notificación.

### **III.2 Adquirida: “GUADALCACÍN ENERGÍA S.A.” (GUADALCACÍN)**

GUADALCACÍN es una sociedad anónima constituida en mayo de 1999 por ABENGOA, S.A. a través de su participada SIEMA.

El objeto social de GUADALCACÍN es la promoción, construcción, explotación, operación y mantenimiento de centrales de generación de electricidad, la venta de energía eléctrica y el comercio de productos derivados, sin que hasta el momento haya comenzado su actividad comercial.

Concretamente, GUADALCACÍN tiene en proyecto la construcción, futura operación y mantenimiento de una central de ciclo combinado de aproximadamente 400 MW de potencia en Arcos de la Frontera (Cádiz) cuyo inicio de actividad comercial está previsto para el primer trimestre de 2004, si bien IBERDROLA GENERACIÓN ha indicado que está desplegando sus mejores esfuerzos y mayor diligencia para reducir al mínimo el plazo de puesta en marcha de los grupos de generación de la central.

A 22 de febrero de 2002, no se ha iniciado la construcción de la central. El proyecto cuenta con la declaración de impacto ambiental favorable y la concesión de aguas emitida por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir. Sin embargo, sigue en trámite de obtención la autorización administrativa previa exigida en el artículo 115 a) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En cuanto al acceso y conexión con la red de transporte, el proyecto cuenta con la autorización administrativa de la subestación “Arcos Sur” 400KV y la autorización administrativa de las líneas de entrada y salida en dicha subestación. Por último, está en trámite de firma el preceptivo contrato de ATR y prestación de servicios de transporte y/o regasificación con ENAGAS, de acuerdo con lo dispuesto por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

ABENGOA es un sociedad anónima activa en el negocio de ingeniería aplicada y equipamiento cuya actividad principal es la promoción, realización y gestión de proyectos de infraestructuras en los sectores de industria, telecomunicaciones, servicios, transporte, energía y medio ambiente. En estas dos últimas áreas de negocio, ABENGOA opera a través de la sociedad



de inversiones SIEMA, promotora de proyectos de construcción y operación de plantas de generación de electricidad como GUADALCACÍN.

### **III.3 Adquirida: “ENRON ESPAÑA GENERACIÓN, S.L.” (ENRON GENERACIÓN)**

ENRON GENERACIÓN es una sociedad de responsabilidad limitada unipersonal que fue constituida a finales de 1998 como filial 100% propiedad de la sociedad holandesa SII ESPAÑA 2, B.V., a su vez, íntegramente participada por la sociedad holandesa SII HOLDINGS, B.V., filial de ECT EUROPE Inc. y ésta de ENRON Corp.

El objeto social de ENRON GENERACIÓN es la construcción, financiación, explotación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de unidades de producción de electricidad. En concreto, ENRON GENERACIÓN tiene en proyecto una central de ciclo combinado de 1.200 MW en Arcos de la Frontera que tiene prevista su entrada en funcionamiento durante el segundo trimestre de 2004, si bien IBERDROLA GENERACIÓN ha indicado que está realizando sus mejores esfuerzos y mayor diligencia al objeto de reducir el mínimo, dentro de lo legal y técnicamente posible, el plazo para la puesta en marcha de los grupos de generación de la central.

Aunque dicho proyecto se encuentra en un estadio más avanzado que el de GUADALCACÍN, tampoco se han iniciado los trabajos de construcción de la central. En concreto, cuenta con la declaración de impacto ambiental favorable, así como con la autorización administrativa previa para su instalación exigida en el artículo 115 a) del Real Decreto 1995/2000. Sin embargo, está pendiente la aprobación del proyecto de ejecución según el artículo 115 b) del Real Decreto 1955/2000. Por otro lado, el proyecto dispone de la autorización administrativa para el acceso a la red de transporte y para la conexión a dicha red, otorgadas por Red Eléctrica de España (REE). Adicionalmente, cuenta con la autorización administrativa previa para la construcción, instalación y el mantenimiento del gasoducto a través del cual se suministrará y se conectará al sistema gasista del gasoducto Huelva-Córdoba. Asimismo, el proyecto tiene las concesiones administrativas necesarias para el cruce de varios ríos, arroyos, canales y acequias, así como la ocupación de cañadas reales. Sin embargo, está todavía pendiente [...]. Por último, se han firmado contratos de ATR, de regasificación y de prestación de servicios de transporte a largo plazo con ENAGAS para el suministro de la planta.

## **IV. MERCADOS RELEVANTES**

### **IV.1. Mercado de producto**

El Tribunal de Defensa de la Competencia (en adelante, TDC), en sus informes C54/00 Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico y C60/00 Endesa/Iberdrola, ha distinguido cuatro mercados dentro del sector eléctrico: generación, transporte, comercialización y distribución, dadas las diferentes estructuras que presentan, su regulación y las diferencias de los activos y recursos necesarios para operar en cada uno de ellos.



Dichos mercados comprenden las siguientes actividades:

- **Generación eléctrica**

Producción de electricidad para su uso y comercialización. Suele asociarse al término “mercado mayorista” e incluye tanto los contratos bilaterales físicos, cuyo peso es muy reducido, como el mercado organizado. Este último, a su vez, comprende el mercado diario, la solución de restricciones técnicas, el mercado intradiario, los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

- **Transporte de electricidad**

Recogida de la electricidad en los centros de producción y canalización de la misma a través de la red de transporte. Dicha red está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 Kv y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares, las instalaciones de Red Eléctrica de España y todos aquellos activos necesarios para el funcionamiento del resto de los elementos de transporte.

- **Distribución de electricidad**

Suministro de electricidad desde la red de transporte hasta los puntos de consumo, así como venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa.

- **Comercialización de electricidad**

Negociación y facturación de energía eléctrica a los clientes que en cada momento la Ley considere como cualificados, a precios negociados libremente.

A pesar de que el grupo IBERDROLA está presente en todos los mercados anteriores, atendiendo al objeto social de las empresas que participan en la presente operación, el mercado de producto afectado es el de generación de electricidad.

## **IV. 2. Mercado geográfico**

La Comisión Europea ha considerado habitualmente que el área geográfica de referencia para el mercado de generación es nacional. Esta apreciación se ha confirmado en numerosas decisiones referidas a España, entre las que destacan las relativas a los casos Amoco/Repsol/Iberdrola/Ente Vasco de la Energía<sup>1</sup>, EDP/Cajastur/Cáser/Hidroeléctrica del Cantábrico<sup>2</sup>, RWE/Hidroeléctrica del Cantábrico<sup>3</sup>, Grupo Villar Mir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico<sup>4</sup>, Enel/ Viesgo<sup>5</sup> y EnBW/EDP/Cajastur/Hidrocantábrico<sup>6</sup>.

Igualmente, el TDC, en los informes C54/00 Unión Eléctrica Fenosa/Hidroeléctrica del Cantábrico y C60/00 Endesa/Iberdrola, considera que el área geográfica relevante de la energía

---

<sup>1</sup> Decisión de 9 de julio de 1998.

<sup>2</sup> Decisión de 5 de marzo de 2001.

<sup>3</sup> Decisión de 19 de marzo de 2001.

<sup>4</sup> Decisión de 26 de septiembre de 2001.

<sup>5</sup> Decisión de 20 de noviembre de 2001.

<sup>6</sup> Decisión de 19 de marzo de 2002.



generada y negociada en el *pool* o mercado mayorista organizado es el territorio peninsular español.

Los argumentos que justifican la delimitación nacional del mercado son, entre otros, las características específicas de la regulación nacional en materia de generación eléctrica, tanto en el plano técnico como en lo referido a las condiciones de acceso y de fijación de tarifas.

Asimismo, la condición de “isla eléctrica” que caracteriza al mercado español, debido a la escasa capacidad de interconexión comercial con Francia y el reducido nivel de importaciones de electricidad, refuerza el carácter nacional del mercado.

Concretamente, en la Decisión Grupo Villar Mir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico, la Comisión Europea señala que *“las importaciones en el mercado español están restringidas (y lo estarán por lo menos durante algún tiempo) por la limitada capacidad de interconexión disponible en la actualidad. La capacidad comercial teórica de interconexión entre España y sus países vecinos asciende aproximadamente a 1.900-2.000 MW (1.000-1.100 con Francia, 600-650 con Portugal y 300-350 con Marruecos).”*

La delimitación nacional del mercado afectado ha sido confirmada por la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE). En su informe sobre las presentes operaciones<sup>7</sup>, ha reiterado las consideraciones realizadas en el referido a la operación Endesa/Iberdrola, apuntando no obstante que la dimensión nacional podría cambiar en el futuro.

Esta perspectiva dinámica es importante dado que las operaciones notificadas suponen la adquisición de dos proyectos cuya entrada en funcionamiento no está prevista a corto plazo. En este sentido, no cabe ignorar la reciente firma del Protocolo de Colaboración entre las Administraciones española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), cuya entrada en funcionamiento está prevista para el 1 de enero de 2003, y que podría llevar a definir como mercado geográfico relevante la Península Ibérica.

## **V. ANÁLISIS DEL MERCADO**

### **V.1. Características y evolución**

La generación de electricidad está regulada por la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, que incorpora al ordenamiento español las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En un nuevo marco liberalizador, la Ley define como fin básico la garantía del suministro eléctrico, la calidad del mismo y que éste se realice al menor coste posible, sin olvidar la protección del medio ambiente.

---

<sup>7</sup> Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición por parte de IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U. de GUADALCACÍN ENERGÍA, S.A. y ENRON ESPAÑA GENERACIÓN, S.L.





Se configura así un sistema eléctrico que funciona bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, sin perjuicio de la necesaria regulación sobre la coordinación económica y técnica de su funcionamiento.

La explotación del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal y pasa a estar desempeñada por dos sociedades mercantiles privadas, responsables de la gestión económica y técnica del sistema, el Operador del Mercado (OMEL) y el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España REE).

La planificación estatal queda restringida a las instalaciones de transporte, mientras que la gestión del sistema se basa en las decisiones de los agentes económicos en el marco de un mercado mayorista organizado de la energía eléctrica.

Tras la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, la aprobación de nuevas medidas de liberalización como las contenidas en los Reales Decretos-Ley 6/1999<sup>8</sup> y 6/2000<sup>9</sup> han tenido por objeto flexibilizar la oferta del mercado mayorista y avanzar en el proceso de liberalización.

## V.2. Estructura de la oferta

El mercado mayorista o de producción de electricidad es aquél en el que se establece el precio de la energía generada y el grado de explotación de las centrales eléctricas.

El TDC en su informe C60/00 incluye dentro del mercado de generación los contratos bilaterales, en tanto en cuanto se realizan en régimen de libre competencia. Así, el mercado de producción consta de una parte organizada, donde se realiza la práctica totalidad de las transacciones en la actualidad, y de otra no organizada, formada por los contratos físicos, cuyos términos económicos son acordados por las partes y cuya ejecución debe ser comunicada al Operador del Mercado.

En el mercado organizado concurren en régimen de libre competencia por el lado de la oferta la energía eléctrica ofertada por el régimen ordinario, la ofertada por el régimen especial de más de 50 MW y la importada. Además, el Real Decreto-Ley 6/2000 reconoce a los autoprodutores con una potencia superior a 5 MW la posibilidad de realizar ofertas al mercado organizado o *pool*, pudiendo optar por el régimen especial o por el ordinario.

El mercado mayorista organizado consta de varias fases: mercado diario (en el que se realizan la mayoría de las transacciones), solución de restricciones técnicas, mercado intradiario, servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos. No obstante, a los efectos de la presente notificación se considerará el mercado de generación en su conjunto.

Según la CNE, a principios de 2001 la generación en régimen ordinario representaba aproximadamente el 87,1% del mercado, siendo alrededor del 12,9% régimen especial.

En términos de cifra de negocios de la actividad de producción y de capacidad instalada, las cuotas de mercado de los cinco principales operadores sobre el total del régimen ordinario se recogen en el siguiente cuadro:

<sup>8</sup> Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

<sup>9</sup> Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.



Cuotas de mercado en generación (%)		
Empresa	Volumen de ventas <sup>1</sup>	Capacidad instalada <sup>2</sup>
Endesa	47,7	40,9
Iberdrola	29,9	36,9
Unión Fenosa	14,7	12,1
Hidrocantábrico	6,9	3,9
Viesgo	---	5,5
Elcogas	0,8	0,7
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

1. Volumen de ventas de la actividad de generación a 31 de diciembre de 2000.

2. Capacidad instalada en 2001.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos ofrecidos por la CNE.

El siguiente cuadro refleja la composición aproximada del parque de generación de los principales operadores a principios de 2001.

Potencia instalada por empresa y fuente de generación (MW)						
Empresa/ Fuente	Hidrául. bombeo	Hidrául. Convenc.	Térmica carbón	Térmica fuel-gas	Nuclear	Total
Endesa	1.774	4.224	6.648	3.151	3.583	19.379
Iberdrola	2.876	5.492	1.220	3.218	3.230	16.035
Unión Fenosa	208	1.471	2.057	783	742	5.262
Hidrocantábrico	133	275	1.588		165	2.161
ELCOGAS				335		335
Régimen especial						8.695
<b>TOTAL</b>	<b>4.991</b>	<b>11.462</b>	<b>11.513</b>	<b>7.487</b>	<b>7.720</b>	<b>51.867</b>
Intercambio Francia						1.100
Intercambio Portugal						970
<b>Total</b>						<b>53.937</b>

Fuente: Estimación propia a partir de datos de la CNE..

Durante los próximos años, está previsto un incremento significativo de la potencia instalada en el sistema eléctrico español mediante la construcción de numerosas centrales de ciclo combinado cuya situación administrativa y fecha prevista de inicio de operaciones se adjuntan en el anexo I.



El siguiente cuadro recoge las previsiones de capacidad hasta el año 2005, según estimaciones propias a partir de datos de la CNE de 2001.

Previsión de potencia total instalada (MW)				
	2002	2003	2004	2005
Endesa	17.850	18.250	18.250	18.250
Iberdrola	16.857	17.657	18.457	18.857
Unión Fenosa	5.333	5.881	8.281	11.481
Hidrocantábrico	2.574	2.574	2.574	2.574
Electra de Viesgo	2.609	2.609	2.609	2.609
Gas Natural-Repsol	800	1.000	1.600	1.600
Enron	1.200	1.200	1.200	1.200
AES Energía, SRL	0	1.200	1.200	1.200
Edison Mission Energy	0	400	400	400
BP	0	200	800	800
Bizkaia Energía	0	0	750	750
Entergy Power	0	0	800	2.000
Otros	335	1.318	1.318	1.318

Fuente: Estimación propia a partir de datos de la CNE..

Adicionalmente, cabe prever un incremento de la energía importada, a medida que se realicen los proyectos de aumento de la capacidad de interconexión con Francia y Portugal que, de acuerdo con las conclusiones del Consejo Europeo de Barcelona, deberá llegar al 10% de la capacidad instalada en cada Estado miembro.

### V.3. Estructura de la demanda

Como han señalado tanto el TDC como la Comisión Europea, por el lado de la demanda concurren al mercado mayorista de generación de energía eléctrica los distribuidores, los clientes cualificados y los comercializadores.

En cuanto a los distribuidores, se trata de sociedades cuyo objeto es distribuir la energía eléctrica, construir, operar y mantener sus instalaciones y vender la energía a tarifa en los términos previstos en el artículo 9 de la Ley 54/1997.

Además de existir numerosos pequeños distribuidores de ámbito exclusivamente local, los cinco principales grupos empresariales activos en generación están presentes también en el mercado de distribución a través de filiales con personalidad jurídica propia. Esta actividad tiene la consideración de monopolio natural y como tal se encuentra absolutamente regulada.

Los consumidores cualificados son aquellos que, de acuerdo con la normativa, pueden adquirir la energía a precio libre en el *pool* o a tarifa si lo desean. El Real Decreto 2820/1998 y los Reales Decretos-Ley 6/1999 y 6/2000 han ido adelantando el calendario de liberalización del suministro, de forma que el 1 de enero de 2003 todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de cualificados. Ello, no obstante, no supone la desaparición del



mercado de la distribución, puesto que los consumidores finales podrán optar por seguir consumiendo energía eléctrica a tarifa o negociar las condiciones de suministro con los comercializadores.

Finalmente, los comercializadores son los encargados de la relación comercial con los consumidores cualificados de energía eléctrica que hayan hecho uso de la posibilidad de elegir suministrador. El Real Decreto-Ley 6/2000 contempla que los comercializadores de energía eléctrica puedan realizar contratos de adquisición con empresas autorizadas para su venta en países de la Unión Europea o en terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial y, a partir del 1 de enero de 2003, también con productores nacionales en régimen ordinario.

La demanda de energía eléctrica en España se ha caracterizado por sus elevadas tasas de crecimiento (alrededor del 5-7%) durante los últimos años, existiendo previsiones de continuidad del crecimiento a ritmos superiores al 3% anual. Concretamente, la CNE prevé que en el cuatrienio 2001-2005 el consumo de energía eléctrica crezca más de un 12%.

#### V.4. Fijación de precios y otras condiciones comerciales

Como se ha señalado anteriormente, el grueso de la energía generada se negocia en el mercado diario, en el que se llevan a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y de compra al operador de mercado (OMEL). Éste procede a su casación, obteniendo de manera independiente el precio marginal así como el volumen de energía eléctrica que se adapta para cada unidad de producción y adquisición en cada período horario de programación.

Al margen de la contratación bilateral y de determinados mecanismos especiales como el de solución de restricciones técnicas, el sistema preponderante de fijación del precio marginal se basa en un mecanismo ciego de cruce de ofertas y demandas en el que los operadores introducen sus órdenes, siendo el precio marginal para cada período horario el correspondiente a la oferta económica de venta de energía eléctrica realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender a la demanda.

La energía contratada y los precios medios mensuales ponderados del mercado diario durante los últimos meses quedan reflejados en el siguiente cuadro:

<b>Energía contratada y precios medios mensuales ponderados</b>		
<b>Mercado diario</b>		
<b>Mes</b>	<b>Energía (GWh)</b>	<b>Precio Medio Ponderado (cent/KWh)</b>
Febrero	14.209	2,045
Marzo	14.856	1,825
Abril	12.924	2,084
Mayo	13.970	2,731
Junio	14.726	3,685



<b>Energía contratada y precios medios mensuales ponderados</b>		
<b>Mercado diario</b>		
<b>Mes</b>	<b>Energía (GWh)</b>	<b>Precio Medio Ponderado (cent/KWh)</b>
Julio	15.318	3,603
Agosto	14.670	2,991
Septiembre	14.206	3,791
Octubre	14.511	4,047
Noviembre	15.173	3,646
Diciembre	16.459	4,892
Enero	17.106	6,494

Fuente: OMEL.

En los últimos meses se observa la tendencia creciente de los precios de la electricidad en el mercado mayorista organizado.

Los ingresos de las empresas generadoras tienen dos componentes:

- Ingresos por la participación en el mercado de producción; dentro de los cuales, además de los ingresos en función de la energía vendida y del precio de las transacciones, habría que incluir los ingresos por garantía de potencia, proporcionales a la potencia disponible que cada generador garantiza al sistema.
- Retribución que incluye los costes de transición a la competencia (CTCs), establecidos como indemnizaciones o compensación a los generadores instalados por las fuertes inversiones en activos fijos realizadas en los años anteriores a 1996, bajo unas expectativas de rentabilidad ligadas a un mercado no liberalizado, así como las primas por el consumo de carbón autóctono fijadas, en su caso, para cada una de las centrales.

## **V.5. Competencia potencial - Barreras a la entrada**

En los informes C54/00, C60/00 y C66/00, el TDC ha analizado las barreras de entrada existentes en el sector eléctrico español, concluyendo que su grado de contestabilidad es reducido. Las principales barreras a la entrada específicas del sector en la actualidad se derivan de la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas, del difícil acceso a activos estratégicos (como emplazamientos, recursos hidroeléctricos o combustibles), de las limitaciones de la red de transporte, de los costes de instalación y la necesaria diversificación del parque de generación, de la integración vertical de los principales operadores y del propio riesgo regulatorio.

A pesar de esta situación, desde una perspectiva dinámica es preciso recordar que en los últimos meses se han producido importantes actuaciones que previsiblemente atenuarán la incidencia de dichas barreras a la entrada. Entre estas actuaciones, cabe destacar los compromisos de incremento de la capacidad de interconexión tanto con Portugal como con Francia.



El funcionamiento del mercado de generación de electricidad se basa en que los oferentes pueden realizar sus pujas con energía procedente de unidades localizadas en el territorio español o de sistemas externos, mediante importaciones, de forma que la energía importada participa en el *pool* de la misma manera que la energía generada por el sistema. Así, la competencia a los operadores ya instalados en el sistema español podría venir no sólo de los nuevos generadores sino también de los importadores, como ha reconocido el TDC en su informe C54/00. Además, esta vía permitiría acelerar la competencia, dado que no habría que esperar varios años como en el caso de las nuevas centrales.

Sin embargo, la capacidad comercial de intercambios internacionales se sitúa en unos 1.900-2.000 MW, por lo que no supera hasta la fecha el 6% de la demanda punta del sistema. La capacidad comercial de interconexión con Francia, una vez excluidas las reservas por motivo de seguridad, se limita a un máximo de 700-900MW dependiendo de las condiciones de explotación de los sistemas español y francés. La interconexión con Portugal, que permite en determinados momentos unas transacciones de mayor volumen que la interconexión con Francia, está también muy afectada por las condiciones de explotación de ambos países, así como por el hecho de que Portugal constituye un sistema de tamaño muy inferior. La interconexión con Marruecos funciona, en la práctica y en el corto y medio plazo, en un solo sentido, al ser este país importador neto de energía. Y por último la interconexión con Andorra es de muy escasa capacidad, dado el propio tamaño de su sistema.

El aumento de la interconexión con Francia se argumenta generalmente como el principal elemento para reducir el aislamiento del mercado español. Como ha señalado la Comisión Europea en el expediente M2434 Grupo Villar Mir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico, un incremento de 3.000 MW adicionales, es decir, un escenario de unos 4.000 MW de capacidad comercial de interconexión total, conllevaría un incremento de la oferta de aproximadamente unos 20 a 24 TW/h anuales. Adicionalmente, desde un punto de vista cualitativo, la energía exportada a España estaría previsiblemente constituida por electricidad producida a partir de instalaciones con bajos costes marginales, que, por tanto, podría llegar al mercado mayorista español a precios inferiores a los practicados tradicionalmente en el mismo.

Por ello, un aumento de la interconexión, con el consiguiente incremento de las exportaciones de electricidad hacia España, tendría efectos destacados tanto en el nivel de precios practicado en el mercado mayorista español como en el actual *statu quo* oligopolístico existente en el mismo. Los agentes externos, de este modo, verían facilitada su entrada en el mercado organizado y su acceso a la contratación bilateral directa, al tiempo que se incrementaría la oferta de electricidad en el mercado eléctrico español. Todo ello provocaría una disminución en el aislamiento del mercado eléctrico español, impulsando notablemente las presiones competitivas en el mismo y provocando una disminución de los precios de la electricidad.

En este sentido, es importante recordar los compromisos presentados por EDF/RTE y EDF, con el apoyo explícito del Gobierno francés, en el marco del citado expediente de concentración comunitario, que tienen como objetivo fundamental incrementar la capacidad comercial de interconexión España-Francia hasta 4.000MW a medio plazo. Estos compromisos se han visto recientemente reforzados por la inclusión dentro de las Conclusiones del Consejo de Barcelona<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Conclusiones de la Presidencia. Consejo Europeo de Barcelona 15 y 16 de marzo de 2002.



del objetivo de que los Estados miembros tengan un nivel mínimo de interconexiones eléctricas del 10% de su capacidad de producción instalada en 2005.

Adicionalmente, aunque la relevancia estratégica es claramente menor que la de las interconexiones con Francia, es preciso recordar también el recientemente firmado Protocolo de Colaboración entre las administraciones española y portuguesa para la creación del MIBEL, que incluye el compromiso de reforzar las interconexiones entre ambos países hasta lograr una capacidad comercial de entre 1.800 y 2.400 MW a medio plazo.

## VI. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

### VI.1. Posición en el mercado

IBERDROLA es el segundo operador del sector eléctrico español, verticalmente integrado y con una fuerte presencia tanto en generación, como en transporte, distribución y comercialización.

En términos de capacidad instalada y de producción de electricidad en el sistema peninsular español, IBERDROLA representa alrededor del 36,5% y del 30%, respectivamente, ocupando el segundo lugar tras ENDESA.

IBERDROLA cuenta con un equipo de generación muy competitivo, flexible y diversificado. Alrededor del 52% de su potencia instalada es hidráulica, el 20,3% nuclear, el 19,9% térmica de fuel-gas y el 7,7% térmica de carbón.

En cuanto a la generación hidráulica, IBERDROLA cuenta con centrales en los sistemas Sil, Duero, Tajo y Este-Norte que le permiten generar un elevado porcentaje de la producción hidráulica peninsular total y le otorgan una ventaja considerable sobre sus costes de generación.

Por otro lado, IBERDROLA proyecta ampliar significativamente su parque de generación de ciclo combinado. Las operaciones analizadas en el presente expediente suponen una potencia instalada de 1.600 MW y, hasta 2005, IBERDROLA tiene proyectado ampliar en 4.000MW adicionales su capacidad de generación de ciclo combinado con el siguiente calendario:

<b>Proyectos de ciclo combinado de IBERDROLA GENERACIÓN</b>		
<b>Central</b>	<b>Potencia aprox.</b>	<b>Fecha prevista puesta en servicio</b>
Castellón A	800 MW	[...]
Castejón A	400 MW	[...]
Tarragona Power	400 MW	[...]
Santurce	400 MW	[...]
Aceca A	400 MW	[...]
Escombreras A	800MW	[...]
Castellón B	800MW	[...]

Fuente: Notificación.



Para aprovisionar las centrales anteriores, IBERDROLA GAS, filial al 100% de IBERDROLA, tiene suscritos contratos de abastecimiento con diversos operadores gasistas [...] que le permitirán cubrir sus necesidades hasta [...], así como comercializar gas a clientes finales.

Asimismo, el grupo IBERDROLA está verticalmente integrado y participa activamente, no sólo en el mercado de generación, sino también en transporte, distribución, comercialización y otros negocios relacionados con el sector eléctrico.

En este contexto, cabría considerar que las operaciones notificadas podrían reforzar la posición actual de IBERDROLA en el mercado de generación, que aumentaría su potencia instalada en 1.600 MW. Ello supondría un aumento de la cuota de IBERDROLA en aproximadamente un 3,5% del total de la potencia instalada en el régimen ordinario peninsular en 2001. Según la CNE, teniendo en cuenta que se producen todas las incorporaciones de ciclos combinados previstos tanto de IBERDROLA como de otros agentes entre el momento actual y el momento previsto de entrada en funcionamiento de las dos centrales a adquirir, la potencia anterior representaría alrededor del 2,8% sobre la potencia total del régimen ordinario en 2004.

No obstante, IBERDROLA GENERACIÓN ha presentado junto con la notificación el compromiso de que no se producirá un incremento de su capacidad instalada de generación como consecuencia de las operaciones de concentración objeto de esta notificación hasta junio de 2003, garantizándose la absoluta neutralidad de las mismas desde el punto de vista de la potencia instalada.

Por tanto, estas operaciones no resultarán a corto plazo en un aumento de la cuota de mercado medida en términos de capacidad instalada. Aunque cabría plantearse que sí se produzca un aumento en términos de producción por la eventual mayor eficiencia de las centrales que se proyecta construir, dicho refuerzo no sería significativo, como indica la propia CNE en su informe.

## **VI.2. Competencia actual – Competencia potencial y barreras a la entrada**

El TDC y la Comisión Europea, al analizar las operaciones Unión Fenosa/ Hidrocantábrico y Endesa/Iberdrola, y Grupo Villar Mir/EnBW/Hidroeléctrica del Cantábrico, respectivamente, han concluido que existe una situación de dominio colectivo por parte de Endesa e Iberdrola en el mercado de generación español, fundamentalmente como consecuencia de la existencia de las barreras a la entrada anteriormente mencionadas.

Aunque en el momento actual no cabe afirmar que esta situación se haya modificado, es indiscutible que se han producido cambios en los últimos meses que apuntan a que en los próximos años se podría producir una reducción de las barreras a la entrada y a un refuerzo de la estructura competitiva del mercado. Entre estos elementos, cabe señalar el incremento de la interconexión con Francia y Portugal y la futura expansión de las importaciones de energía eléctrica ya desarrolladas en el punto V.5, el compromiso de creación del MIBEL, la segregación de Viesgo como quinto operador en el mercado, y la entrada de nuevos agentes de fortaleza económica y financiera, tanto extranjeros (EnBW, EDF, EDP y ENEL) como nacionales (fundamentalmente empresas del sector gasista).

Por otro lado, es preciso destacar que la adquisición de ENRON GENERACIÓN no supone la eliminación de un competidor potencial viable, ya que la compañía se encuentra en situación de





quiebra, sujeta a un procedimiento concursal. De esta forma, la adquisición de ENRON GENERACIÓN por parte de IBERDROLA permite continuar el proyecto de construcción, futura operación y mantenimiento de la planta de ciclo combinado de 1.200 MW de potencia que ENRON tenía previsto realizar.

La incertidumbre asociada al procedimiento concursal y efectiva ejecución del contrato de adquisición de las acciones de ENRON GENERACIÓN, su patrimonio y las turbinas a instalar en las islas de potencia de la central de Arcos de la Frontera, así como la posibilidad de tener que hacer frente a obligaciones y deudas previamente asumidas por el proyecto de ENRON GENERACIÓN son factores de riesgo que desincentivan que otras compañías se hagan cargo del mismo.

Como señala la CNE en su informe sobre las presentes operaciones, *“su celebración puede permitir la efectiva ejecución del proyecto de la central ENRON, que ya ha sido objeto de autorización administrativa, eliminando así las incertidumbres causadas por la grave situación financiera por la que atraviesa la sociedad ENRON.”*

### **VI.3. Conclusiones**

Del análisis efectuado se desprende que las operaciones de concentración económica notificadas podrían suponer, de no garantizarse su neutralidad en términos de potencia instalada, el refuerzo de la posición de IBERDROLA en el mercado de generación. Ello podría suscitar dudas desde el punto de vista de la competencia, dado que se trata del segundo operador en un mercado actualmente caracterizado por una situación de dominio colectivo

No obstante, es preciso tener en cuenta los siguientes elementos:

En primer lugar, IBERDROLA GENERACIÓN se ha comprometido a que no se producirá un incremento de su capacidad instalada de generación como consecuencia de las operaciones de concentración objeto de esta notificación hasta junio de 2003, garantizándose la absoluta neutralidad de las mismas desde el punto de vista de la potencia instalada.

En segundo lugar, la adquisición del proyecto de ENRON no supone la desaparición de un competidor potencial viable, dada la situación de quiebra en la que se encuentra la compañía.

En tercer lugar, las operaciones no desplegarán sus efectos en la actualidad sino en el momento de entrada en funcionamiento de centrales cuya construcción todavía no se ha iniciado. Ello exige un análisis dinámico de la estructura competitiva del mercado. En este contexto, es preciso incorporar en la valoración los recientes cambios en el marco regulatorio y empresarial del mercado de generación que previsiblemente resultarán en una disminución de las barreras a la entrada y un refuerzo sustancial de la competencia en el mismo en los próximos años. Entre estos cambios, destaca la ampliación del parque de generación, el refuerzo de las interconexiones y el consiguiente aumento de las importaciones, la entrada de nuevos operadores nacionales y extranjeros, la aparición de un quinto competidor independiente verticalmente integrado, y el compromiso de creación de un Mercado Ibérico de Electricidad.

Por todo ello, no cabe considerar que las operaciones notificadas puedan resultar en un deterioro de la competencia efectiva.



## VII. 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.

<b>ANEXO I</b>				
<b>TABLA DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO EN PROYECTO</b>				
<b>Central</b>	<b>Propietarios</b>	<b>Potencia Nominal (MW)</b>	<b>Operación Comercial Prevista</b>	<b>Autorización Administrativa</b>
Fecha de inicio de operación comercial durante 2002				
San Roque	Gas Natural y Endesa	800	1T 2002	Aprobado
S. Adriá de Besós	Gas Natural y Endesa	800	2T 2002	Aprobado
Castejón	Hidrocarbónico	400	3T 2002	Aprobado
Castellón	Iberdrola	800	3T 2002	Aprobado
Fecha de inicio de operación comercial durante 2003				
Puerto de Bilbao	Bahía de Bizkaia Electricidad	800	1T 2003	Aprobado
Tarragona	Endesa	400	3T 2003	No
Castejón	Iberdrola	400	1T 2003	Aprobado
Tarragona	Tarragona Power (Iberd.- RWE)	410	2T 2003	No
Fecha de inicio de operación comercial durante 2004				
Escombreras	Repsol y BP	1.200	2T 2004	No
Arcos de la Frontera	Guadalcañín Energía	400	1T 2004	No
Escombreras	AES Energía	1.200	1T 2004	Aprobado
Santurce	Iberdrola	400	1T 2004	No
Castellnou	Entergy Power	800	1S 2004	No
San Roque	Nueva Generación Sur (UF-Cepsa)	400 400	09.03-02.04 12.03-06.04	Aprobado
Arrabal	Gas Natural	800	1S 2004	No
Plana del Vent	Gas Natural	800	1S 2004	No
Arcos de la Frontera	Enron Europe	1.200	2T 2004	Aprobado
Amorebieta	Bizkaia Energía	800	3T 2004	Aprobado
Menuza	Edison Mission Energy	400	3T 2004	No
Aceca	Unión Fenosa	400	3T 2004	No
Aceca	Iberdrola	400	3T 2004	No
Colón	Endesa	380	4T 2004	No
Fecha de inicio de operación comercial durante 2005				
Palos de la Frontera I	Unión Fenosa	400 400	06.04-12.04 11.04-04.05	No



**ANEXO I**  
**TABLA DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO EN PROYECTO**

<b>Central</b>	<b>Propietarios</b>	<b>Potencia Nominal (MW)</b>	<b>Operación Comercial Prevista</b>	<b>Autorización Administrativa</b>
Sabón	Unión Fenosa	400 400	08.04-01.05 01.05-06.05	No
Escombreras	Iberdrola	800	1T 2005	Aprobado
Morata de Tajuña	Entergy Power	1.200	1S 2005	No
Catadau	Intergen	1.200	2T 2005	No
Arcos de la Frontera/ Osera del Ebro	Unión Fenosa	400 400	06.05-12.05 10.05-03.06	No
Sagunto Fase I	Unión Fenosa	400 400 400	06.05-12.05 01.06-06.06 10.07-03.08	No

Fuente: Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. CNE