

**LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO
Y SUS CONSECUENCIAS EN ARAGÓN
(DIVERSIFICACIÓN DEL NEGOCIO, ESCISIÓN
E INTEGRACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE ERZ
EN ENDESA)**

JOSÉ MARÍA GIMENO FELIÚ y JAIME SANAÚ VILLARROYA

SUMARIO: I. INTRODUCCIÓN. — II. EL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU REDEFINICIÓN EN LOS AÑOS 90: INCIDENCIA EN LA ESTRUCTURA Y FUNCIONES DE ERZ: 1. Características y evolución de la intervención pública en el sector eléctrico: A) La evolución de la intervención administrativa en el sector eléctrico: de los inicios reguladores a la nacionalización de 1984. B) La LOSEN como primer paso de liberalización y neorregulación. 2. La actual regulación del sector eléctrico: A) Los sujetos en el nuevo marco jurídico: la separación jurídica de las distintas fases económicas. B) Los títulos habilitantes para el ejercicio de las actividades eléctricas. C) Régimen económico de los operadores. D) Libre acceso de terceros a las redes y separación jurídica. — III. DIVERSIFICACIÓN DE ACTIVIDADES Y ADAPTACIÓN AL MARCO LIBERALIZADOR. 1. Diversificación de actividades y formación del GRUPO ERZ. 2. La adaptación al marco liberalizador. — IV. EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES MAGNITUDES TÉCNICO-ECONÓMICAS DE ERZ. — V. LA ESCISIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN EL GRUPO ENDESA. — VI. BIBLIOGRAFÍA.

I. INTRODUCCIÓN

En la década de los años noventa se ha producido un profundo cambio en el diseño de la regulación de la actividad eléctrica, motivado especialmente por la nueva normativa comunitaria. Tal cambio legislativo ha obligado, lógicamente, a una reestructuración de las empresas que operan en el sector. La finalidad de este estudio es analizar la incidencia de tal cambio normativo desde la perspectiva concreta de la empresa que tradicionalmente en Aragón ha prestado el suministro eléctrico, Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S. A., (ERZ). Esta empresa ha experimentado una profunda transformación al pasar

de un entorno regulado y monopolístico a un escenario caracterizado por la introducción de factores de competencia y liberalización así como por las transformaciones que los avances tecnológicos provocaron en el tejido empresarial y en la organización de la actividad económica mundial. En el presente trabajo se sintetizan tales mutaciones. En el epígrafe segundo se exponen las principales líneas del nuevo marco normativo del sector eléctrico. En el tercero se explica la diversificación de actividades en un conjunto de líneas de negocio complementarias a la principal y la adaptación de ERZ a la nueva regulación del sector. En el apartado cuarto se comenta la evolución de las principales magnitudes técnico-económicas de ERZ durante la década. En el quinto se repasa el proceso de escisión e integración de las actividades de ERZ y de sus distintas filiales en el GRUPO ENDESA.

II. EL MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU REDEFINICIÓN EN LOS AÑOS 90: INCIDENCIA EN LA ESTRUCTURA Y FUNCIONES DE ERZ

Para entender la evolución y situación jurídica de ERZ en el competitivo y complejo mercado de la electricidad en estos últimos diez años debe atenderse muy especialmente al diseño normativo que bajo los principios de liberalización y regulación inspirados desde las instancias comunitarias han transformado la situación, no solo jurídica sino sobre todo económica de los distintos operadores empresariales. A tal efecto, conviene analizar y destacar los aspectos más sobresalientes del vigente marco jurídico y sus concretas consecuencias en el devenir de un operador tradicional del mercado eléctrico como ERZ.

1. Características y evolución de la intervención pública en el sector eléctrico

La electricidad es una de las fuentes energéticas de mayor relevancia, dato que ha justificado el papel interventor del Estado a fin de obtener de una mayor integración que produjese una mejor calidad del servicio, así como una mayor eficacia desde un punto de vista económico⁽¹⁾. Dicho esto, hemos de advertir que este subsector energético puede ser individualizado en tres fases diferentes, pero que, por su carácter de monopolio natural, se encuentran claramente interrelacionadas. Son las fases de producción, transporte y distribución⁽²⁾. Y esta

(1) Sobre las especialidades técnicas y económicas del sector eléctrico puede consultarse ÁLVAREZ PELEGRÍ (1997).

(2) Vid. SALAS HERNÁNDEZ (1977) y GIMENO FELIÚ (1994 a).

distinción de fases no es baladí, pues supone la aplicación de un régimen jurídico distinto, con consecuencias bien recientes en la estructura, funcionamiento y evolución de ERZ.

El sector eléctrico reviste un carácter esencial que ha justificado tradicionalmente su configuración como servicio público a fin de garantizar a los ciudadanos su prestación de forma regular y continua. Ese fue el objeto de la primera declaración de servicio público del suministro de electricidad efectuada en España en 1924 y vigente hasta la aprobación de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. No obstante, en los últimos años ha surgido la presencia de dos nuevos condicionantes —el constitucional y el comunitario— que han dado pie a reavivar, respecto al sector eléctrico, la vieja polémica sobre los límites de la intervención pública en la actividad económica, y muy especialmente de su carácter de servicio público⁽³⁾.

Conviene advertir que nuestra incorporación a la Comunidad Europea ha repercutido en el papel del Estado de cara a la configuración del sector eléctrico, ya que el sector energético, en general, y el eléctrico, en particular, son trascendentales para el correcto desarrollo económico y para el progreso social de la Comunidad y, por ello, no será posible un mercado interior europeo sin la existencia de un mercado interior eléctrico⁽⁴⁾. Por ello la postura del Estado español —y puesto que la entrada en la Comunidad supone la aceptación de la normativa, principios y objetivos de ésta— ha sido la de aceptar la necesidad de liberalización del sector, para lo que se considera necesario favorecer la creación de una gran red de transporte interconectada a todos los países comunitarios, así como la aceptación del derecho de tránsito a través de ésta, implantándose para ello —debido a las peculiaridades del sector— el sistema de *common carrier* (ya sea en la modalidad de acceso de terceros a la red, ya sea a través del comprador único), tal y como exigía la Directiva 96/92/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽⁵⁾.

Ello ha repercutido notablemente en la configuración del sistema eléctrico español, porque ha supuesto una pérdida del protagonismo estatal en la regulación del sector eléctrico, tal y como está sucediendo en otros sectores energéticos, como es el caso de los hidrocarburos y, más concretamente, del petróleo. Esto es así porque nuestra entra-

(3) Vid. MUÑOZ MACHADO y BAÑO LEÓN (1991: 373).

(4) Vid. GIMENO FELIÚ (1994 a) y ARIÑO ORTIZ (1993). Más recientemente, DE LA CRUZ FERRER (1999).

(5) Vid. GIMENO FELIÚ (1994 b).

da en la Europa comunitaria supone una pérdida de soberanía en favor de dicha organización, lo que obliga a admitir el menor papel de los Estados sobre este mercado, que deberá ser ahora valorado desde una perspectiva comunitaria. La existencia de un mercado interior eléctrico en los términos descritos exige la definición de una política energética comunitaria, hasta ahora inexistente, destinada a satisfacer objetivos comunitarios y no simplemente nacionales. De esta manera, el sistema integrado español debe aceptar la idea de que la optimización del abastecimiento debe ser realizada desde la óptica *globalizadora* de la UE al considerarse a la electricidad como elemento clave de cara a la consecución de un auténtico mercado interior europeo⁽⁶⁾.

Esta nueva regulación comunitaria ha obligado a los Estados —por supuesto a España— a *reformular* su política reguladora en este sector que, a las puertas del nuevo milenio afronta importantes retos jurídicos y económicos⁽⁷⁾.

A) La evolución de la intervención administrativa en el sector eléctrico: de los inicios reguladores a la nacionalización de 1984

Como señalábamos, la primera intervención del poder público tiene su origen en la declaración formal como servicio público del suministro de electricidad efectuada por el Real Decreto-Ley de 12 de abril de 1924, a fin de garantizar su correcta prestación a los ciudadanos y corregir el ánimo de lucro de las compañías eléctricas⁽⁸⁾. A partir de este momento se inicia un proceso de integración en busca de una mayor eficiencia y calidad del suministro, y que permitió la reglamentación por parte de la Administración de *todas* las fases de la industria eléctrica —concretada a través del uso de las distintas potestades administrativas—, aunque sea sólo en la fase de suministro en la que se producen las prestaciones al público. Al declararse servicio público el suministro de electricidad a través del citado Real Decreto-Ley de 1924, se produjo sólo un reforzamiento de unas competencias que la Administración ya venía ejerciendo anteriormente, sin que ésta debiera otorgar una concesión administrativa formal en favor de las empresas del servicio *publicado* para ejercer la actividad. Esto resulta así porque la declaración de servicio público realizada no implica-

(6) Vid. GIMENO FELIÚ (1997).

(7) Vid. FERNÁNDEZ DE LA BUELGA, ONTIVEROS y ROJAS (1994).

(8) Sobre esta primera etapa de la regulación eléctrica resulta ya clásico el estudio SALAS (1977).

ba en este caso una asunción de la titularidad de la actividad por parte de la Administración, sino que imponía sólo la obligatoriedad de garantizar el correcto funcionamiento del suministro eléctrico. Ello supone que no existe una exclusión de la iniciativa privada, por cuanto dicha declaración de servicio público entra dentro de la categoría de servicio público concurrente (en régimen de competencia) y no en la de servicio público en sentido estricto (con monopolio público de la actividad). Por tanto, podemos afirmar que existían actividades formalmente declaradas servicio público —como sucede en este caso— cuya gestión a cargo de los particulares no se realizaba bajo el título de concesión administrativa, sino a través de una autorización administrativa. A su vez, dicha declaración afectaba exclusivamente a la fase de suministro y no a las fases de producción y transporte, que mantenían, por tanto, su configuración de actividades privadas, aunque, por su evidente interés público, se encontraban sometidas a una intensa reglamentación. Es decir, la iniciativa económica privada conservaba su operatividad en dicho sector (sin restricciones en cuanto a la posibilidad de acceso), ya que no existía un monopolio formalmente declarado en favor de la Administración. Ello no impedía que la Administración pudiera intervenir: así lo debería hacer para garantizar en todo momento el correcto suministro de energía eléctrica, ya que, por su calificación de servicio público, el Estado asumía con carácter obligatorio la responsabilidad de asegurar sin interrupción el cumplimiento de dicha actividad esencial desde el punto de vista de la comunidad. No obstante, en lo que respecta a la producción y transporte, dicha intervención presentaba un carácter potestativo, por no tener calificación de servicio público, aunque, por su indudable interconexión con el suministro, resultaba de hecho necesaria la intervención estatal en las mismas como medio de garantizar el suministro. Y prueba de todo esto fue la concentración del sector operada a través de la constitución de la *Red General Peninsular*, creada por la Administración a iniciativa de las propias empresas eléctricas como medida de optimización del sector, a través de la cual el Estado pretendía lograr un suministro más seguro y económico.

Tras la Constitución de 1978 la técnica de reserva de actividades económicas prevista en el artículo 128.2 CE⁽⁹⁾ fue la utilizada para declarar como servicio público de titularidad estatal la explotación unificada del sistema eléctrico nacional (art. 1 LEUSEN), debiendo entenderse el objeto de esta *publicatio* de la siguiente manera: el Estado realizaba una reserva en su favor para que sea gestionada por una empresa pública —la sociedad estatal REDESA— la fase de trans-

(9) Sobre esta cuestión nos remitimos, con carácter general, a GIMENO FELIÚ (1994 c).

porte de energía eléctrica a través de las redes de alta tensión, como medio para la obtención de una adecuada optimización del sistema⁽¹⁰⁾. Por tanto, esta declaración de servicio público no afectaba ni a la actividad de producción ni a la distribución, que mantenían un distinto régimen jurídico⁽¹¹⁾. Evidentemente estas actividades quedaban seriamente limitadas, al tener que someterse a un sistema de explotación unificada administrada por el gestor de la red de transporte primario. Pero eso era todo. A falta de una declaración expresa de *publicación* de dichas fases, hay que entender, de conformidad con lo dispuesto en nuestra Constitución —arts. 38 y 128.2 CE— que se encontraban dentro del ámbito de libertad de empresa⁽¹²⁾.

Esta nacionalización vino acompañada de medidas complementarias destinadas a reforzar el protagonismo estatal en el proceso de integración del sector⁽¹³⁾. Así, debe tenerse en cuenta el intercambio de activos financieros entre empresas eléctricas, que significó entonces la mayor operación financiera realizada en nuestra historia económica, y la instauración del llamado *marco legal estable* para fijación de tarifas de conformidad con criterios económicos y no meramente políticos —lucha contra la inflación— como hasta ahora. Estas medidas contribuyeron a la consecución del objetivo de mayor integración y mayor estabilidad del sector bajo el control del Estado. Sin embargo, a pesar de este incremento de la intervención estatal, cabe afirmar que existía un amplio margen para el correcto funcionamiento del derecho a la libertad de empresa de las compañías eléctricas, teniendo en cuenta que la Administración, con la regulación entonces vigente, no contaba con títulos habilitantes suficientes para excluir a la iniciativa privada del sector eléctrico. Ello era así porque la nacionalización afectó exclusivamente a la fase de transporte primario, y aunque su incidencia en las otras fases era notable, no supuso el cercenamiento del contenido esencial de las decisiones empresariales de las empresas eléctricas. Con todo, resulta también claro que dicho sistema jurídico se caracterizaba por un entendimiento global de la actividad eléctrica, configurada como una explotación

(10) Vid. BLANCO RODRÍGUEZ (1987). Sobre el significado y alcance de las técnicas de reserva al sector público puede consultarse GIMENO FELIÚ (1994 c).

(11) Vid. ARIÑO ORTIZ (1988).

(12) En este mismo se ha pronunciado MARTÍNEZ LÓPEZ-MUÑIZ (1991), para quien el objeto de la declaración de servicio público efectuada por la LEUSEN afecta exclusivamente a la red de alta tensión, aunque implica instrumentalmente importantes facultades de intervención ordenadora sobre la producción y el suministro. No obstante, estas dos fases no se encuentran en ningún caso publicadas por la LEUSEN.

(13) Al efecto, puede consultarse BIESCAS FERRER (1990) y también GIMENO FELIÚ (1994 d).

tación unificada para todo el territorio nacional, superándose, por tanto, una visión individualizada —o fragmentada— de este sector tan complejo.

B) La LOSEN como primer paso de liberalización y neorregulación

Los postulados liberalizadores de los años noventa⁽¹⁴⁾, en el contexto de la política normativa de la Unión Europea en esta materia tuvieron su fruto en la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de 30 de diciembre de 1994 (LOSEN), que aportó como principal novedad el ser una ley que regula de forma completa y sistemática el sector eléctrico, dado que hasta la fecha, como se ha visto, la regulación era dispersa y, principalmente, en normas de rango reglamentario⁽¹⁵⁾. La LOSEN se dicta al amparo del artículo 149.1, 13, 22 y 25 de la CE, tratándose de una ley básica (Disposición adicional primera), que permite diseñar una política unitaria en la creación del Sistema Eléctrico Nacional, atendiendo a un doble criterio para determinar cuándo una instalación es de competencia eléctrica y cuándo es de competencia autonómica: por un lado al establecido en el artículo 149.1.22.ª CE y, por otro, al criterio de sometimiento de las instalaciones a explotación unificada⁽¹⁶⁾.

Esta ley tenía por objeto, junto al régimen de cada una de las fases mencionadas —producción, transporte, distribución y explotación unificada—, los intercambios internacionales, el suministro correcto en función de las necesidades de los consumidores, así como la racionalización, eficiencia y optimización de todas las fases, atendiendo muy especialmente a los objetos de política energética previstos en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

La principal novedad de esta regulación (que mantiene con carácter básico la planificación eléctrica⁽¹⁷⁾), por lo que se refiere a su contenido, consistía en la articulación del sector sobre dos sistemas paralelos: el sistema integrado y el sistema independiente (condicionado a previa autorización del Gobierno), si bien el sistema integrado se perfilaba como el principal elemento vertebrador del sector, abarcando a

(14) Un interesante debate doctrinal sobre esta cuestión se recoge en el número especial monográfico de la Revista *Economistas*, núm. 43.

(15) Vid. TRILLO-FIGUEROA MARTÍNEZ-CONDE y LÓPEZ-JURADO ESCRIBANO (1996) y MUÑOZ MACHADO (1998).

(16) Por todos, Vid. TORNOS MAS (1995) y ÁLVAREZ GARCÍA y DUARTE MARTÍNEZ (1997: 24-57).

(17) Sobre el significado de esta técnica vid. DUARTE MARTÍNEZ en el libro citado, pp. 143-196.

todas las actividades destinadas al suministro –producción, transporte, distribución e intercambios internacionales que son calificados como servicio público (en el sentido de actividad de servicio público)– realizando la actividad una vez obtenida la preceptiva autorización administrativa –y no concesión–, así como la explotación unificada del sistema, que se declaraba como servicio público de titularidad estatal a gestionar por una empresa pública (se trata, aquí sí, de una técnica de reserva al sector público)⁽¹⁸⁾.

Otra de las novedades importantes en la LOSEN era la creación de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional –asesorada por un Consejo Consultivo– con el carácter de entidad reguladora del sistema (art. 6.5 LGP) que tenía como fin primordial garantizar el correcto funcionamiento –objetividad y transparencia– del sistema (art. 6). Se establecía también la separación jurídica –y no sólo contable– para todas las empresas que actúan en el sistema integrado, lo que implicaba que el objeto social de las mismas debía ceñirse en exclusiva a estas actividades, con el fin de garantizar una adecuada transparencia (art. 14)⁽¹⁹⁾.

Otro aspecto a destacar es el relativo al régimen económico, que difería en función de que estuviéramos en el sistema *integrado* o en el sistema *independiente*⁽²⁰⁾. Así, en el sistema *integrado* la retribución a las empresas se efectuaba con cargo a la tarifa eléctrica, que correspondía determinar al Gobierno a través de una metodología de costes reconocidos para cada actividad calculados de forma estándar. Por contra, en el sistema *independiente* la retribución de la actividad eléctrica era pactada libremente entre las empresas eléctricas y los adquirentes.

En conclusión, la LOSEN introdujo, aunque de forma ambigua, principios de competencia en un sector que, por obligación comunitaria, se encontraba inmerso en un proceso de liberalización que, conjugando eficiencia económica, cumpliera adecuadamente con su carácter de actividad de interés público⁽²¹⁾.

2. La actual regulación del sector eléctrico

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (desarrollada por el RD 1955/2000, de 1 de diciembre, que regula las acti-

(18) Vid. COLOM PIAZUELO (1997).

(19) Sobre esta cuestión, de indudable trascendencia, vid. JIMÉNEZ DE PARGA (1995).

(20) Vid. BLANCO RODRÍGUEZ (1995).

(21) Especialmente crítico con este marco normativo, al que acusan de desincentivación económica y excesiva responsabilidad estatal, son ARIÑO y DE CASTRO (1998) y DE LA CRUZ FERRER (1999).

vidades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica) ha transformado radicalmente el régimen jurídico del mercado de la electricidad que, calificado como actividad esencial, ha dejado de tener la consideración de servicio público⁽²²⁾, introduciendo la competencia en aquellas fases del suministro no sujetas a restricciones de carácter técnico (producción y comercialización)⁽²³⁾.

La nueva regulación obedece no sólo a la tendencia liberalizadora de los distintos sectores económicos que guía la actuación del Gobierno, sino también –y fundamentalmente– a la incorporación de las disposiciones de la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽²⁴⁾, que se asienta sobre los siguientes principios: libertad de establecimiento y construcción de líneas; libertad de acceso a las redes; gestión independiente de la red; libertad de importación y exportación; separación de las actividades eléctricas⁽²⁵⁾. Destaca en la Ley, no obstante, entre las técnicas de intervención-regulación la planificación estatal (art. 4), que, con carácter vinculante, se reduce a las instalaciones de transporte, que deberá coordinar la planificación urbanística y la ordenación del territorio. La planificación, por tanto, se convierte en *indicativa* para la actuación del sector en las decisiones de inversión de las empresas eléctricas.

El artículo 3 de la Ley detalla la distribución de competencias administrativas entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas con competencias en la materia. Se reserva

(22) A tal extremo resulta clara la Exposición de Motivos de la Ley: Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. Así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional. La explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por dos sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

(23) Un amplio estudio sobre las consecuencias de este marco normativo puede verse en MUÑOZ MACHADO (1988) y ARIÑO y DE CASTRO (1998). Con carácter más esquemático, el artículo de DE CASTRO (2000).

(24) Vid. LÓPEZ-IBOR MAYOR (1998).

(25) Sobre el contenido de esta Ley y su problemática pueden consultarse los libros colectivos resultado de las Jornadas UNESA *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico y Regulación sectorial y competencia*.

la Administración General del Estado (con apoyo en el artículo 149.1.22ª, 24ª y 25ª de la Constitución) el ejercicio de la planificación eléctrica, establecer la retribución de la garantía de potencia; fijar el régimen económico de la producción en régimen especial; regular la estructura de precios –tarifas y peajes–; regular la organización y funcionamiento del mercado de producción; desarrollar la gestión económica y técnica del sistema; establecer la regulación básica de la generación, del transporte, de la distribución, y de la comercialización de energía eléctrica; y sancionar la comisión de las infracciones previstas en la propia Ley. En consecuencia, las Comunidades Autónomas podrán ejercitar el desarrollo legislativo y reglamentario, así como la ejecución de la normativa básica del Estado, en materia eléctrica; regular el régimen de derechos de acometidas; autorizar las instalaciones eléctricas y ejercer las facultades de inspección y sanción que afecten a dichas instalaciones; impartir instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes de transporte y distribución; inspeccionar las condiciones técnicas y económicas de las empresas titulares de las instalaciones; sancionar la comisión de las infracciones en el ámbito de su competencia.

A) Los sujetos en el nuevo marco jurídico: la separación jurídica de las distintas fases económicas

Dentro de la ordenación del suministro eléctrico, ciertamente complejo, se definen, en el artículo 9 de la Ley del Sector Eléctrico, aquellos sujetos que desarrollarán las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica:

– Los productores: Tienen la función de generar energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las centrales de producción. Debe destacarse en este apartado las peculiaridades de los productores acogidos al “régimen especial de producción”, que son aquellos titulares de instalaciones cuya potencia no supera los 50MW que generan energía por sistemas de energía renovable, etc. y cuya producción se excluye de las reglas de competencia del mercado retribuyéndose en muchos casos a través de precio primado⁽²⁶⁾. Modalidad desarrollada por el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

(26) Un ejemplo, en Aragón de este tipo de producción lo tenemos en el Decreto 279/1995, de 19 de diciembre, que regula la producción eólica y que, por cierto, no se ha adaptado en cuanto a los umbrales a lo dispuesto en la LSE. Al efecto puede consultarse GARCÉS SANAGUSTÍN(1999).

– Los *autoproduectores*: Son los que generan electricidad fundamentalmente para su propio uso siempre que *autoconsuman* al menos un treinta por ciento de la producción si la instalación no supera los 25MW y un cincuenta por ciento si supera dicha potencia.

– El importador, que se encarga de la incorporación a las redes de transporte y distribución nacionales de energía procedentes de otros sistemas exteriores.

– El operador del mercado, sociedad mercantil que tiene a cargo la gestión económica del sistema.

– El operador del sistema, sociedad mercantil que tiene a cargo la gestión técnica del sistema.

– Los transportistas, sociedades mercantiles que tienen la función de transportar energía eléctrica, así como mantener las instalaciones de transporte.

– Los distribuidores, sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, y mantener las instalaciones de distribución de energía eléctrica.

– Los comercializadores, personas jurídicas que accediendo a las redes de transporte o distribución tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores cualificados o a otros sujetos del sistema.

– Se establece, además, que los consumidores podrán adquirir la energía eléctrica a tarifa o, cuando sean clientes cualificados, por los procedimientos previstos en la Ley. La creación de la figura del consumidor cualificado, como aquel que puede elegir libremente su suministrador/comercializador o acudir directamente al mercado para la compra de energía, con independencia del distribuidor de la zona eléctrica en donde se localiza el suministro. Por el uso de las redes de transporte y distribución deberá pagar a este distribuidor un peaje regulado incluido en las denominadas tarifas de acceso. Mediante el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes, se establece que son consumidores cualificados aquellos que por punto de suministro o instalación superan determinados niveles de consumo anual⁽²⁷⁾:

(27) El Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de Abril establece que a partir del 1 de Julio del año 2000, todos los titulares de suministros en alta tensión (tensiones superiores a 1000 Voltios), con independencia del nivel de consumo serán consumidores cualificados. El resto de los consumidores serán cualificados a partir del 1 de Enero del año 2003, tal y como ha sido establecido por el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio (Artículo 19).

– Finalmente, como ente regulador, se mantiene la figura de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (ahora asumidas sus competencias por la Comisión Nacional de la Energía)⁽²⁸⁾ que se presenta en este contexto liberalizador como uno de los principales instrumentos vertebradores del sistema eléctrico, del que dependerá, en definitiva, su adecuado funcionamiento; que tiene por objeto velar por la competencia efectiva en el mismo y por su objetividad y transparencia. Entre sus principales facultades se pueden destacar: funciones consultivas, funciones normativas o de desarrollo reglamentario, funciones propiamente regulatorias, funciones inspectoras y sancionatorias de orden técnico y económico, funciones arbitrales, funciones con relación a la competencia en el sector eléctrico y funciones organizativas internas (art. 8, habiendo sido aprobado su Reglamento mediante RD 1339/1999, de 31 de julio, modificado por el RD 3487/2000, de 29 de diciembre)⁽²⁹⁾.

B) Los títulos habilitantes para el ejercicio de las actividades eléctricas

La regulación de las actividades necesarias para el suministro eléctrico se estructuran sucintamente de la forma siguiente:

– Producción: Se reconoce la libertad de instalación previa autorización administrativa de carácter reglado, y se organiza bajo el principio de libre competencia. Su funcionamiento –desarrollado por el RD 2019/1997, de 26 de diciembre– se asienta en la organización de un mercado mayorista basado en criterios económicos, mercado regido por el operador del mercado. Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas de venta a través del operador del mercado (Compañía Operadora del Mercado de la Electricidad, OMEL), el cual casará estas ofertas con las de adquisición, en función de su precio. Se abandona el sistema de retribución por costes fijados administrativamente. Todas las empresas autorizadas deben inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción Eléctrica.

– Transporte: Constituye una actividad regulada, no sometida a competencia (cuya regulación detallada es efectuada por el RD 2819/1998, que diseña el marco normativo de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica) si bien se liberaliza el acceso de terceros a las redes para facilitar la competencia en generación y la

(28) Para MUÑOZ MACHADO (1998: 172-173) se dan en este órgano las notas para que pueda pensarse que estamos ante un ejemplo de Administración independiente.

(29) Sobre la virtualidad práctica de esta Comisión resulta de gran interés el trabajo de SERRANO GONZÁLEZ (1999: 93-108).

comercialización, ya que la propiedad de las redes no garantiza su uso en exclusividad. Para ello existe un gestor de la red de transporte en alta tensión, que garantiza su funcionamiento; este gestor será Red Eléctrica de España, S. A. (REDESA), quién asume la función de garantizar la estabilidad y seguridad de todo el sistema diseñado por la LSE. La retribución económica del transporte se fijará administrativamente con el fin de evitar el abuso de posición de dominio. La explotación del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal y pasa a ser asumida por dos sociedades mercantiles privadas que se encargan de la gestión económica (Operador del Mercado) y de la gestión técnica del sistema (Operador del Sistema, actividad que realizará Red Eléctrica de España).

– Distribución: Al igual que el transporte, constituye una actividad regulada sometida a autorización administrativa. Se crea la figura del gestor de la red de distribución, en cada zona eléctrica de distribución, que tiene la obligación universal de suministro a clientes a tarifa. Se establece también el acceso de terceros en las redes de distribución.

– La comercialización actúa bajo los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador. Para que el proceso de libertad de elección del suministrador alcance a todos los clientes, se establece un período transitorio de diez años. El régimen retributivo vendrá determinado por las condiciones que establezcan las partes. La función principal de esta actividad –en palabras de G. ARIÑO y L. DE CASTRO– consiste en crear valor añadido para el cliente mediante la pluralidad de actuaciones entre las que pueden destacar el asesoramiento energético, el mayor poder de negociación frente al productor y la posibilidad de aplanar la curva de la carga de su demanda global mediante la agregación de consumos.

– Los intercambios intracomunitarios se podrán realizar libremente, de acuerdo con lo establecido en la Ley (art. 13 LSE, desarrollado por RD 2019/97 y OM de 14 de julio de 1998, que regula el régimen a aplicar a los agentes externos). Los intercambios internacionales estarán sometidos, en todo caso, a autorización administrativa del Ministerio de Industria y Energía.

C) Régimen económico de los operadores

La retribución económica de las actividades eléctricas se realizarán con cargo a tarifas, peajes y precios, establecidos con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios (arts. 17-19 LSE).

La retribución de cada una de las actividades incorporará los siguientes conceptos. En la producción, el precio del mercado mayorista, garantía de potencia y servicios complementarios; para el transporte, los costes de inversión, operación y mantenimiento; en la distribución, los costes de inversión, operación y mantenimiento, energía circulada, modelo de la zona de distribución, incentivos de calidad y otros costes; y finalmente, en el supuesto de comercialización, para los clientes a tarifa, los costes derivados de la actividad; y para los consumidores cualificados, la retribución libremente pactada.

Además se deberán retribuir los costes permanentes del sistema, entendiéndose por tales los derivados de las actividades *extrapeninsulares*, los del operador del mercado y del operador del sistema, y lo de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. También los controvertidos costes de transición a la competencia que regula la Disposición Transitoria Sexta de LSE (modificada, para adelantar el plazo, por la Ley 50/1998), que tienen como finalidad –habilitada, por cierto, por la Directiva comunitaria– compensar a las empresas por la modificación de un régimen jurídico que se abre a la competencia tras la realización de importantes inversiones económicas al abrigo de un escenario jurídico distinto⁽³⁰⁾.

Las tarifas serán únicas en todo el territorio nacional, e incluirán todos los costes señalados así como los de diversificación y seguridad de abastecimiento. Los peajes de transporte y distribución serán también únicos y se determinarán atendiendo a los niveles de tensión y a las características de los consumos. Los consumidores cualificados abonarán el precio pactado libremente, si bien deberán retribuir los costes permanentes del sistema y los de diversificación y seguridad del suministro.

El RD 2820/1998, sobre tarifa de acceso a las redes (y los sucesivos Reales Decretos de fijación de tarifas para el año concreto) ha establecido la distinción entre tarifa de *venta integral*, que integra los conceptos del artículo 17.1 LSE y la tarifa de *acceso a redes*, que sería la que regula el precio de la electricidad que pagan los consumidores que acceden al mercado.

Finalmente, por lo que hace referencia al cobro y liquidación de las tarifas y precios el artículo 19 de la LSE remite al desarrollo reglamentario –efectuado por el RD 2917/97) el establecer el concreto procedimiento de reparto.

(30) La finalidad y justificación de estos costes –considerados recientemente correctos por las autoridades comunitarias– puede verse el trabajo de G. ARIÑO y F. VELASCO (1998). Sobre su significado económico y concreto cálculo *vid.* QUINTO ROMERO (2000: 31-45).

D) Libre acceso de terceros a las redes y separación jurídica

Un aspecto importante, por el que se trata de conseguir el máximo grado de competencia, consiste en la obligación de permitir la interconexión y acceso a las redes de terceros competidores a las distintas redes públicas, que celebrarán contratos libremente. Es este principio una de las cuestiones que más polémica han suscitado en el debate sobre la implantación del mercado interior en el campo de la energía (donde tiene su origen), ya que la imposibilidad técnico-económica de duplicidad en los sistemas de transporte hace que el uso de éstos por terceras empresas sea una cuestión nada sencilla de resolver. Y es una cuestión esencial ya que, sin lugar a dudas, puede ser considerado como el instrumento principal de cara a la consecución del tan ansiado mercado interior, por cuanto sólo a través de él será posible una auténtica concurrencia en este sector.

El interés de la aplicación de este principio de acceso de terceros a redes, que sin duda supone una innovación en lo referente a la configuración de este sector, es doble: por un lado, permitir una cierta concurrencia al nivel de la explotación y prestación de servicios (óptica del mercado interior); por otro, mejorar la posibilidad de servicios en todo el territorio de la Comunidad (óptica de la calidad y seguridad). Nos detendremos por ello en el alcance de esta regla y en la problemática jurídica que plantea. A través de este principio, de origen anglosajón, se pretende una apertura de mercados monopolísticos, de tal manera que una negativa a la cesión del uso a los competidores de las instalaciones o medios físicos de acceso a un mercado por el que ostenta en el mismo una situación monopolística, de derecho o de hecho, pueda ser calificada como atentatoria a las normas comunitarias sobre competencia. Por ello, el principio de libertad de acceso de terceros a redes (*common carrier*) se concibe como una medida integradora que ha de servir tanto para permitir un funcionamiento más libre y competitivo de los agentes de mercado, como para potenciar el flujo intracomunitario de electricidad⁽³¹⁾.

Son cuatro, básicamente, los elementos o requisitos necesarios para que pueda aplicarse este principio:

1. Control de una instalación o sistema de transporte, sin el cual es imposible cualquier tipo de intercambio por una empresa en situación de posición dominante.

2. Imposibilidad práctica o razonable, por cuestiones técnicas o económicas, de que los competidores de esta empresa puedan duplicar la instalación.

(31) *Vid.* GIMENO FELIÚ (1994 b).

3. Negativa por la empresa distribuidora a permitir el uso de sus instalaciones a otras empresas.

4. Posibilidad real de que se pueda permitir la cesión del uso de las instalaciones.

Para garantizar el libre juego de la competencia en producción y comercialización, se liberaliza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. Se permite su uso a los sujetos y consumidores cualificados, y a sujetos no nacionales autorizados. Sólo podrá ser denegado el acceso por el gestor de la red en caso de que no tenga capacidad necesaria; esta denegación deberá ser motivada. El precio por el uso de redes de transporte y distribución vendrá determinado por el peaje aprobado por el Gobierno.

La Comisión Nacional de la Energía velará porque la interconexión se facilite en términos no discriminatorios, transparentes, proporcionales y basados en criterios objetivos. Asimismo, podrá, en su caso, establecer un conjunto de condiciones mínimas previas que se deberán incluir en dichos acuerdos entre operadores. El precio del acceso o intervención responderá a los principios de transparencia y de orientación de costes, pudiendo ser objeto de modificación por la Comisión del Mercado de Energía.

Asimismo, con la finalidad de salvaguardar la transparencia, se exige que las empresas eléctricas adopten una separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas⁽³²⁾. El artículo 14 de la Ley prevé que las sociedades que realicen alguna de las actividades reguladas (transporte, distribución y operación del mercado y del sistema) deberán tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas. Por tanto, es incompatible en una misma sociedad el ejercicio de una actividad regulada y el de otra no regulada (producción y comercialización). Esta incompatibilidad no alcanza al GRUPO de sociedades: sociedades de un mismo GRUPO podrán realizar actividades en principio incompatibles entre sí (reguladas y no reguladas)⁽³³⁾.

Otro principio importante para garantizar una efectiva libre competencia es la obligación de separación contable y suministro de información financiera así como separación jurídica a que se someten

(32) Como ejemplo reciente puede citarse la Resolución de la Comisión Nacional de la Energía de 4 de julio de 2000 por la que se autoriza la separación jurídica de la Sociedad Energías de Aragón S. A. mediante constitución de dos sociedades de responsabilidad limitada denominadas Energías de Aragón I, S. L. y Energías de Aragón II, S. L., a las cuales se aportarán respectivamente la rama de actividad de distribución y la rama de actividad de generación en régimen especial.

(33) J. NEBREDÁ PÉREZ (1998).

los operadores de actividades liberalizadas y los operadores de las actividades reguladas⁽³⁴⁾.

III. DIVERSIFICACIÓN DE ACTIVIDADES Y ADAPTACIÓN AL MARCO LIBERALIZADOR

A comienzos de la década de los años noventa, ERZ generaba energía eléctrica, además de en algunas pequeñas instalaciones, en las centrales de agua fluyente de Canalroya, Villanúa, Jaca, Sabiñánigo, Jabarrella, Javierrrelatre, Anzánigo, Marracos, El Berbel y en la central de Bombeo de Ip. Su producción eléctrica no llegaba a 400 GWh, con una potencia instalada de poco más de 200 MW. Adquiría unos 3.500 GWh de energía que —junto a la que generaba— la transportaba y distribuía a casi 600.000 clientes⁽³⁵⁾. Su actividad continuaba centrada en Aragón, aunque seguía distribuyendo energía eléctrica en algunos municipios de las provincias de Soria, Navarra, Valencia y La Rioja. Participaba, además, en el capital social de Energías Renovables, S. A. (ERSA), en el de Red Eléctrica de España, en el de Distribuidora de Gas de Zaragoza, S. A. y en el de Gas Huesca, S. A.⁽³⁶⁾

La empresa era consciente de que se iban a producir cambios en el sector tendentes a "introducir mecanismos para el fomento de la competitividad del sistema eléctrico sobre la base de una separación de las actividades de generación, transporte y distribución" con los que, en principio, se esperaba una mayor transparencia en costes⁽³⁷⁾. Por ello, decidió adaptar gradualmente sus actividades y organización, creando un grupo empresarial —al que nos referiremos en el apartado 2.1.— y agrupando el personal en torno a cuatro unidades de negocio: generación, distribución, comercial y diversificación.

El acuerdo para el intercambio de activos en el sector eléctrico puede considerarse como un antecedente inmediato de la adaptación al marco regulatorio que se aventuraba. En virtud del mismo, en 1994 ERZ adquirió a Iberdrola las centrales Bielsa, Lafortunada Cinca,

(34) Sobre esta cuestión *vid.* G. ARIÑO y L. DE CASTRO (1999: 586-590). El procedimiento se desarrolla por el RD 277/2000, de 25 de febrero.

(35) La mayoría de las centrales de producción hidroeléctrica se hallaban sujetas al régimen de concesión administrativa temporal y a la conclusión de los plazos (generalmente entre el año 2025 y el 2044) los activos debían revertir al Estado.

(36) En ERSA, constituida en 1983, controlaba el 30% de su capital social y en REDESA, empresa pública que poseía y gestionaba la red de alta tensión desde 1985, un 0,44% del capital social.

(37) *Vid.* ERZ (1992): *Informe Anual. 1991*, Zaragoza.

Lafortunada Cinqueta, Barrosa, Laspuña, Salinas y Urdiceto, todas ellas ubicadas en el Pirineo aragonés; así como las instalaciones de transformación, transporte y distribución de las Cinco Villas, de los valles de Bielsa y Gistaín y de Rubielos de Mora. La compra de estos activos, por un importe de 15.200 millones de pesetas de 1994, permitió aumentar la eficiencia en las instalaciones –tanto de generación como de distribución– y mejorar la calidad del servicio. Téngase en cuenta que significó un aporte adicional del 54% sobre la potencia instalada de la sociedad en 1993, un incremento de la producción hidroeléctrica fluyente de más de 73 puntos porcentuales⁽³⁸⁾ –que reducía el tradicional desequilibrio entre producción y mercado eléctrico–, y una incorporación de 32.000 nuevos clientes (un 5% de los que entonces tenía ERZ). En suma, fue una operación que facilitó la adaptación de ERZ al escenario normativo de los años noventa.

1. Diversificación de actividades y formación del GRUPO ERZ

La diversificación de actividades se llevó a cabo a través de un complejo entramado de empresas cuya estructura operativa fue adaptándose –y en algunas ocasiones improvisándose– en función de las necesidades de la empresa y de la evolución de la regulación sectorial. Fue un proceso largo, tortuoso y muy enrevesado que obligó a modificar el objeto social de ERZ. Si hasta 1995 sólo era “la adquisición, producción, transporte, distribución y venta de energía eléctrica, así como la planificación y racionalización del uso de la misma”, a partir de entonces también fue “la prestación de servicios de tratamiento, distribución y depuración de aguas y alcantarillado; la adquisición, producción, distribución y venta de gas; la instalación y explotación de sistemas de telecomunicación destinados a la transmisión de imagen, sonido, voz, datos y cualquier otra señal susceptible de transmisión por cable, ondas o cualquier otro medio técnico”. Modificado su objeto social, ERZ pudo operar en diversos frentes y extender su ámbito geográfico a buena parte de la geografía española.

A efectos expositivos nos referiremos sucesivamente, al desarrollo de la actividad gasística, a la producción de energía eléctrica por procedimientos alternativos, al abastecimiento de agua, a la adquisición de otras centrales hidráulicas, a las telecomunicaciones y al cable, así como a las distintas reorganizaciones del GRUPO ERZ.

ERZ realizaba la actividad gasística –desde los años ochenta– a través de Distribuidora de Gas de Zaragoza, S. A. y Gas Huesca,

(38) No debe olvidarse que la producción del GRUPO ERZ en los años noventa apenas superó el 3 por cien de la producción hidroeléctrica española.

S. A. Distribuidora de Gas de Zaragoza, S. A., controlada por ERZ en un 60%, disponía a principios de la década de una red de poco más de 200 kilómetros y suministraba unos 20 millones de metros cúbicos de gas en las ciudades de Zaragoza y Alcañiz. En la segunda de las empresas, Gas Huesca, S. A., en la que ERZ poseía el 45% de su capital social, la red apenas alcanzaba 30 kilómetros y sus ventas no superaban los 4,5 millones de metros cúbicos de gas.

En 1993, Distribuidora de Gas de Zaragoza, S. A. absorbió a Gas Huesca, S. A. y pasó a denominarse Gas Aragón, S. A. A partir de entonces comenzó la expansión de la actividad gasística, suministrando primero en los principales municipios aragoneses y, posteriormente, en distintas comunidades autónomas, aspirando a convertirse en el segundo operador a nivel nacional. A la altura de 1996, último año en que el GRUPO ERZ se ocupó *autónomamente* de la distribución del gas, se habían promovido sociedades en aquellos puntos donde la red de gasoductos lo aconsejaba y se habían presentado 200 solicitudes para la obtención de concesiones para la distribución de gas en las comunidades de Madrid, Andalucía, Murcia, Valencia, Castilla-León y Extremadura. Concretamente, a través de ERD –a la que luego nos referiremos– el GRUPO ERZ formaba parte del accionariado de Gas Capital, S. A. (por compra de sus acciones) y era socia fundadora de Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A, Meridional de Gas, S.A, Distribuidora de Gas Canalizado de Soria, S. A., Distribuidora de Gas Canalizado de la Comunidad Valenciana, S. A. y Distribuidora de Gas Canalizado de Murcia, S.A, Distribuidora de Gas Canalizado de Castilla y León, S. A. y Distribuidora de Gas Canalizado de Castilla-La Mancha, S. A.⁽³⁹⁾.

No obstante, no debe olvidarse que el GRUPO ERZ formaba parte de otro mayor, el GRUPO ENDESA, a cuyos intereses y organización estaba subordinado, máxime en una época en la que se estaban formando grandes grupos empresariales a escala internacional. Ello explica el traspaso de las distintas actividades del GRUPO ERZ al GRUPO ENDESA. El primer paso de ese proceso se dio en septiembre de 1997, cuando ENDESA Desarrollo, S. A. (con un 70%) y ERD (con el 30% restante) constituyeron ENDESA Gas, S. A. Esta última sociedad con unos recursos propios de 6.000 millones de pesetas (la mitad eran capital y la otra mitad prima de emisión) surgió para

(39) En aquellos años, se pensaba en repartir territorialmente los centros de decisión de las principales líneas de negocio de ENDESA. El centro operativo podía quedar en Madrid, las actividades de diversificación en Sevilla, las telecomunicaciones en Barcelona y el gas, en Zaragoza.

potenciar y agrupar la actividad de distribución de gas del GRUPO ENDESA, en un contexto de creciente expansión de esta energía primaria. En diciembre de ese mismo año se aprobó la compra por ENDESA Gas de las acciones que el GRUPO ERZ mantenía en Distribución y Comercialización de Gas Extremadura (10%), Megasa Meridional de Gas, S. A. (42%), Distribuidora de Gas Canalizado de Murcia, S. A. (99,8%), Distribuidora de Gas Canalizado de la Comunidad Valenciana (99,8%), Distribuidora de Gas Canalizado de Castilla y León, S. A. (50%) y Distribuidora de Gas Canalizado de Castilla-La Mancha, S. A. (50%). Se trataba de un conjunto de empresas que, en ese momento, contaba con 22 concesiones para la distribución de gas canalizado para usos doméstico, comercial y pequeño industrial en Cáceres, Badajoz y Jaén y que había solicitado unas cien concesiones⁽⁴⁰⁾. Posteriormente, ENDESA GAS adquirió un 30% de Gasificadora Regional Canaria, S. A. (a Unelco Participadas, S. A.) y un 45% de Distribuidora Regional de Gas (en Castilla-León). En el exterior, la primera compra de ENDESA Gas fue la del 49% del capital social de NQF Gas S.G.P.S., S. A., entidad portuguesa con intereses accionariales en las distribuidoras lusas Setgas y Portgas. Al final de los años noventa, tal como veremos en el apartado cuarto, ENDESA Diversificación, S. A., se hizo con el control de ENDESA Gas, S. A. y, por tanto, con el control de la distribución de gas en Aragón y en las regiones citadas.

Respecto a la generación de energía eléctrica por procedimientos alternativos, cabe destacar que en 1991 ERZ adquirió la totalidad del capital social de Energías Renovables, S. A. (ERSA), filial con la que pretendía estar presente en proyectos de cogeneración, de puesta en marcha de minihidráulicas, de otras formas de generación de energía eléctrica, así como en cualquier otra actividad que permitiera impulsar el desarrollo regional y aportar oportunidades de negocio por la implantación de nuevas tecnologías. La nueva ERSA —que comenzó sus actividades en 1992— estableció acuerdos con SAICA, Campo Ebro Industrial, S. A. General Motors, S. A., Turolense de Tableros, S. A., Grancasa, Metosa, Releco Santiago e Inquevap para la puesta en marcha de plantas de cogeneración, cuya tecnología permite un ahorro para la industria directamente involucrada como para el conjunto nacional. En las citadas plantas de cogeneración ERSA participó bien a través de distintas Uniones Temporales de Empresas (UTE)

(40) En 1998 ENDESA GAS aumentó su participación en Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S. A., Distribuidora de Gas Canalizado de la Comunidad Valenciana, S. A. y Distribuidora Regional de Gas, S. A.. Asimismo, en mayo de 1998 constituyó Gas XXI, S. A., suscribiendo el 40% de su capital social.

bien a través de Agrupaciones de Interés Económico. Por otra parte, creó parques eólicos —como los Parques Eólicos Aragón I, II y III (en La Muela), el Parque Eólico El Pilar, los Parques Eólicos Sierra del Madero I y II (en los términos sorianos de Ólvega, Noviercas)— y centrales minihidráulicas —como La Pardina, Pequera, la de Cinco Villas—. Para su ejecución contó con la tecnología creada y experimentada por el GRUPO ENDESA, tanto en lo que se refiere a autogeneradores como en lo relativo a los aspectos de diseño y explotación.

ERSA también se interesó por la gestión, abastecimiento y saneamiento de agua, centrandose sus actuaciones en los municipios del área de cobertura de ERZ. A finales de 1994, constituyó y aportó el 85% del capital social de Gestión de Aguas de Aragón, S. A. —empresa con la que comenzó a gestionar el servicio municipal de agua de La Muela— y, en 1995, creó —junto a Industrias Auxiliares de Abastecimientos, S. A., empresa filial del Grupo Aguas de Barcelona— la UTE Aguas Zaragoza para suministrar, instalar, conservar y leer los contadores de agua del Servicio Municipal de Aguas del Ayuntamiento de Zaragoza, a partir de enero de 1996. Tras la aprobación, en noviembre de 1997, de la Ley de Saneamiento aragonesa, que determinó la ejecución y explotación de la depuración de aguas residuales en Aragón, Gestión de Aguas de Aragón, S. A. se propuso suministrar las 67 depuradoras que antes del año 2005 debían instalarse en la región, según lo establecido por la legislación europea para los municipios de más de 2.000 habitantes. Por otra parte, dado que el suministro de agua apenas se encontraba privatizado a finales de los años noventa (tan sólo el 8% del mercado), ERSA concurría a cuantos procesos de privatización o concursos de adjudicación se celebraban.

Por último ha de subrayarse que el GRUPO ERZ, a través de ERSA, también se inició en el campo de las telecomunicaciones, tomando parte en un proyecto de TV por cable en la zona del Bearn, a través de Bearn Bigorre Videopole, sociedad en la que ERSA controlaba un 26,4% de su capital social.

La adquisición de centrales hidráulicas se llevó a cabo a través de otra sociedad, Energías de Aragón, S. A. (EASA), constituida en junio de 1992. Con los 5.901 millones de pesetas que ERZ desembolsó (el 42,15% del capital social) y con las aportaciones de los restantes socios, EASA adquirió los activos eléctricos de Energía e Industrias Aragonesas, S. A., empresa que generaba y distribuía energía eléctrica en los Valles de Tena y Benasque. Se trataba de las centrales de La Sarra, Sallent, Escarra, Baños, Pueyo, Lanuza, Biescas I y Biescas II en la cuenca del Gállego y las de Eriste y Sesué en la

cuenca del Ésera. Desde el inicio de actividades –julio de 1992– la energía hidráulica generada por EASA superó las necesidades del mercado –los valles de Tena y Benasque y las comarcas de Ayerbe y Sabiñánigo– permitiendo vender los excedentes al *pool* Red Eléctrica de España, S.A.⁽⁴¹⁾ y, posteriormente, al sistema nacional en competencia con los demás agentes.

Con la participación en el capital social de EASA se pretendía aprovechar las sinergias que se derivaban de la explotación coordinada de estas instalaciones y las de ERZ, ya que la mayor parte de las centrales adquiridas se encontraba en la misma cuenca (la del Gállego) y tenían sistemas eléctricos colindantes. Los beneficios de la adquisición comenzaron a ser nítidos a partir de enero de 1995, cuando ERZ adquirió –por 3.104 millones de pesetas– la participación que Uralita mantenía en el capital social de EASA y pasó a controlar el 60,01% de su capital social. En 1998, último año de existencia del GRUPO ERZ, EASA aportaba en torno al 40 por cien de la producción energética del GRUPO ERZ (medida en Gwh) y sobre el 20 por cien de sus resultados consolidados, y ello a pesar de que en agosto de 1997, había arrendado a EASA las centrales de Escarra, Biescas I y Baños para que ésta las explotara en régimen especial.

La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) de 1994 afectó al proceso de diversificación de actividades, ya que –como se señalaba en el epígrafe primero de este capítulo– introdujo el sistema de producción *independiente* y la separación de las actividades de generación, transporte y distribución –inicialmente desde el punto de vista contable– y, posteriormente, exigió que la separación jurídica de tales actividades se llevara a cabo antes de finales del año 2000. La LOSEN, por otra parte, impidió a las sociedades del sistema integrado ejercer *directamente* actividades distintas de las netamente eléctricas (es decir, las relacionadas con el gas, el agua, las telecomunicaciones o la propia internacionalización⁽⁴²⁾). Asimismo, el sistema *integrado* representaba la continuidad y perfeccionamiento del sistema hasta entonces vigente, garantizando el suministro a todos los consumidores, por tratarse de un servicio público. En cambio, el sis-

(41) En 1994 las centrales de la red de EASA se incorporaron al Centro de Control de Generación de la Electricidad que ERZ tenía en Zaragoza. También contaba con concesiones que no estaban en explotación en las cuencas de los ríos Aragón (saltos de Santa Cilia, Oza, Sigüés, Santa Lucía y Biniés), Gállego (salto de Murillo) y Ésera (saltos de Torno de Estós y Cregüeña).

(42) Aunque la internacionalización se llevó a cabo por ENDESA años más tarde, puede resaltarse que en 1996 el GRUPO ERZ actuó como participante técnico en la privatización de la Compañía de Electricidad de Río de Janeiro, asumiendo las funciones de toma de datos, estudio, elaboración y presentación de la propuesta.

tema *independiente*, se basaba en la libre contratación entre clientes y generadores y podía desarrollarse siempre que no se perjudicara al sistema *integrado*.

En consecuencia, para mantener el grado de actuación en las líneas de negocio ya consolidadas (Gas Aragón, S. A. y EASA) e impulsar nuevos servicios en el marco establecido por la LOSEN (aguas, telecomunicaciones o la apertura hacia nuevos mercados internacionales), ERZ constituyó, en diciembre de 1994, Eléctricas Reunidas Diversificación, S. A. (ERD) con un capital de 1.000 millones de pesetas íntegramente suscrito por la matriz.

En ERD se agruparon las participaciones que, hasta entonces, ERZ ostentaba. Para ello, en 1995 se aprobó una ampliación del capital social de ERD hasta los 11.481 millones de pesetas. Con los fondos obtenidos, ERD compró las acciones que ERZ poseía en Gas Aragón, S. A. y Energías Renovables, S. A. (ERSA) y adquirió –como aportación no dineraria de ERZ en la citada ampliación de capital– el 60,01 por cien de EASA. Ese mismo año, ERD también compró a ERSA las participaciones en las sociedades Kromschroeder, S. A. y Gestión de Aguas de Aragón, S. A.⁽⁴³⁾ y, en diciembre de 1996, adquirió al Banco Santander de Negocios, S. A. un 20% adicional de participación en EASA, pasando ERD, de esta forma, a ostentar el 80,01 por cien de su capital.

Aunque se pretendió agrupar en ERD las participaciones de las filiales del GRUPO ERZ que realizaran actividades de diversificación hubo una excepción: Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. Esta empresa fue constituida –con un capital social de 1.000 millones de pesetas– por ERZ en enero de 1995 con objeto de diseñar, construir y comercializar sistemas y servicios de comunicaciones y telecomunicaciones, así como sistemas y servicios de tratamiento de la información. Es por ello que, a finales de 1995, las filiales del GRUPO ERZ dependían de dos sociedades de cabecera. Por un lado, Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. que desarrollaba actividades de telefonía móvil⁽⁴⁴⁾ –a través de Grupo Eléctrico de Telecomunicaciones, S. A. en cuyo capital social participaba en un 3 por cien⁽⁴⁵⁾– y transmisiones de comunicaciones por cable –televisión,

(43) ERSA mantuvo las acciones en Beam Bigorre Videopole.

(44) En mayo de 1996 inició la comercialización de telefonía móvil a través de un centro profesional Airtel.

(45) Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. colaboró con el Grupo Electrónico de Telecomunicaciones, S. A. en los estudios previos para la creación del segundo operador de telefonía fija en España y en la preparación de la oferta para la privatización de Retevisión.

datos y voz— a cuyo fin participaba en un 25% del capital social de Zaragoza de Cable, S. A. y Altoaragonesa de Telecomunicaciones, S. A.⁽⁴⁶⁾. El otro pilar del GRUPO ERZ lo constituía ERD con las participaciones en el resto de áreas de negocio. No obstante, en 1997, Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. (99,99%) junto a Gas Aragón, S. A. (en un 60,67%), EASA (80,01%)⁽⁴⁷⁾, ERSA (99,50%), Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. (99,99%)⁽⁴⁸⁾, Gestión de Aguas de Aragón, S. A. (85%)⁽⁴⁹⁾, ENDESA Gas (30%), Kromschröder, S. A. (27,93%), Gas Capital, S. A. (50%) y Distribuidora de Gas Canalizado de Soria, S. A. (99,6%)⁽⁵⁰⁾ pasaron a depender de ERD, sociedad, a su vez, controlada totalmente por ERZ.

La instalación del cable fue la última actividad de diversificación emprendida por el GRUPO ERZ. Se llevó a cabo a través de Aragón de Cable, S. A., sociedad creada el 18 de abril de 1998, con un capital de 1.000 millones de pesetas que suscribieron ERD (20%), Ibercaja (20%), Grupo Eléctrico de Telecomunicaciones, S. A. (15%), CAI (15%), TUZSA (10%), Heraldo de Aragón (10%), Litodea (10%) y Retevisión (5%). Aragón de Cable, S. A. ganó la concesión para la prestación del servicio público de telecomunicaciones por cable en la demarcación territorial aragonesa, firmando el contrato en diciembre de 1998. Cuando se escribían estas líneas, verano del año 2000, se estaban realizando las principales instalaciones y se preveía suministrar el servicio en ese mismo año a las ciudades de Zaragoza, Huesca y Teruel. Con ello la población aragonesa iba a acceder a los servicios de televisión por cable, telefonía (en competencia con otros operadores) e *internet*. Por otra parte, Aragón del Cable, S. A. se integró en la Agrupación de Operadores de Cable con una participación del 6%.

Tras esta azarosa historia que concluye a finales de 1998, las líneas de negocio del GRUPO ERZ abarcaban la generación de ener-

(46) Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. realizó labores de apoyo a Zaragoza de Cable, S. A. en el desarrollo de su plan de negocios y el diseño de su red de fibra óptica. También preparó ofertas para la concesión de una red de telecomunicaciones por cable en las demarcaciones de Sevilla y ENDESA.

(47) En Septiembre de 1998 EASA adquirió el 4,1% de Electra Molinera de Biescas, sociedad que, posteriormente, fue disuelta.

(48) En diciembre de 1998 se acordó la fusión por absorción de Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. por parte de ERD.

(49) En 1997 ERD vendió un 15% del capital social de Gestión de Aguas de Aragón, S. A. a la Caja de Ahorros de la Inmaculada. Tras esta operación CAI e Ibercaja mantenián un 15% del capital social en la entidad y ERD el 70% restante.

(50) Distribuidora de Gas Canalizado de Soria, S. A. se disolvió en 1998.

gía eólica, la cogeneración, el abastecimiento de agua, el alcantarillado y la depuración de aguas residuales, en sus aspectos técnico y de gestión comercial, y las telecomunicaciones. El Grupo estaba integrado por las siguientes empresas:

A) Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S. A.	
B) Eléctricas Reunidas de Diversificación, S. A.	(100%)
C) Gas Aragón, S. A.	(60,67%)
D) ENDESA GAS	(30%)
E) Kromschröder, S. A.	(27,93%)
F) Energías de Aragón, S. A.	(80,01%)
G)	
a. Electra Molinera de Biescas, S. A.	(94%)
b. Aragonesa de Actividades Energéticas, S. A.	(100%)
– Energías Renovables, S. A.	(100%)

EÓLICA

– Parque Eólico La Muela	(46%)
– Parque Eólico Aragón, A.I.E.	(40%)
– Eólica Valle del Ebro, S. A.	(16,5%)
– Sistemas Energéticos de La Muela	(30%)
– Corporación Eólica de Zaragoza, S. L.	(25%)
– Parque Eólico Sierra del Madero, S. A.	(24%)
– Compañía Eólica de Tierras Altas, S. A.	(30%)

COGENERACIÓN

– UTE-IDAE-Campoebro	(15%)
– UTE-IDEA-Opel España	(10%)
– Oxagesa, A.I.E.	(33,3%)
– UTE Alabe-Moínsa	(20%)
– Ercasa Cogeneración, S. A.	(50%)
– Cogeneración El Salto, S. L.	(20%)
– UTE Ermetosa	(20%)
– Inquevap, A.I.E.	(25%)
– Releco Santiago, A.I.E.	(20%)

MINIHIDRÁULICA

- Minicentrales del Canal de las Bardenas, A.I.E. (15%)
- Minicentrales Acequia Cinco Villas, A.I.E. (15%)
- Minicentral de Pequera, S. L. (40%)

AGUAS

- Gestión de Aguas de Aragón, S. A. (85%)
- UTE Aguas Zaragoza (50%)

TELECOMUNICACIONES

- Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S. A. (100%)
- Grupo Eléctrico de Telecomunicaciones, S. A. (3%)

A partir de 1999, ERZ se escindió en distintas empresas y se pasaron sus actividades a ENDESA. Ambos procesos se describen con detalle en el apartado cuarto de este capítulo.

2. La adaptación al marco liberalizador

De forma paralela al desarrollo de las actividades de diversificación y las operaciones mercantiles comentadas se negoció un nuevo marco regulador en el que debían actuar las empresas eléctricas. El impulso definitivo se produjo tras la formación del primer Gobierno de Aznar y la firma del denominado Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional de diciembre de 1996. Tomando como referencia la LOSEN y el Proyecto de Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad en la Unión Europea, el Protocolo sentó las bases para el establecimiento de la libre competencia en el sector en aras a reducir el coste de la electricidad, mejorar la calidad del servicio y fijar las nuevas reglas para el desarrollo de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de la electricidad. Tras este acuerdo, el Gobierno presentó el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico que fue definitivamente aprobado por el Parlamento en noviembre de 1997. La Ley permitió que las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica —entre ellas las del GRUPO ERZ— recibieran durante diez años unas compensaciones por los *costes de la transición a la competencia*, por un importe máximo —para la totalidad de las empresas nacionales— de 1.988.561 millones de pesetas⁽⁵¹⁾.

(51) La compensación se estableció vía recuperación parcial de los costes e inversiones incurridos con anterioridad por exigencias del antiguo sistema de tarifa única y planificación centralizada.

En virtud de la Ley del Sector Eléctrico, la gestión de la capacidad de producción del GRUPO ERZ cambió, a partir del 1 de enero de 1998, al tener que ofertar energía al sistema nacional en competencia con el resto de agentes. La nueva regulación entró en vigor en un momento en el que ERZ funcionaba satisfactoriamente y presentaba ratios técnico-económico favorables que analizaremos en el apartado siguiente. Aunque la apertura del mercado eléctrico coincidió con descensos sucesivos en los precios de la energía (3,63% en 1998 y 5,6% en 1999), el GRUPO ERZ pudo hacer frente a la nueva situación —que exige la continua mejora de la posición competitiva— gracias a un importante aumento de la demanda eléctrica (en torno al 6,4 por ciento en el mercado nacional), a la citada compensación por los *costes de transición a la competencia*, y a una considerable reducción de gastos.

En este sentido ha de tenerse en cuenta que el GRUPO ERZ generaba energía hidráulica con bajos costes unitarios. Disponía, además, de embalses reguladores en algunas centrales que permitían modular la producción para ofertar en las horas de mejor precio o para corregir desvíos en tiempo real y, de esta forma, obtener una retribución superior. Otro tanto ocurría con la prestación de servicios complementarios, como el mercado de regulación secundaria, único servicio entonces retribuido y que representaba una oportunidad plenamente aprovechada por el Grupo, al proporcionarle importantes ingresos⁽⁵²⁾. Adicionalmente, los clientes que —en 1998— podían haber adquirido la condición de *consumidores cualificados* —esto es, los puntos de suministro que superaban los 15 GWh y los de tracción— apenas significaban el 23,59% de la energía total suministrada por el Grupo. De ellos, sólo el 7% pasó a consumir energía en el mercado liberalizado, lo que suponía un volumen de 88 GWh. Por otra parte, y dado que el GRUPO ERZ distribuía más energía que la que generaba, a partir de 1998, también comenzó a adquirirla al mercado mayorista y a los *autoproduectores* en régimen especial conectados a la red de distribución para suministrar a sus clientes a tarifa regulada.

En 1999, la liberalización del sector eléctrico se desarrolló más rápidamente de lo previsto. De hecho, a finales de este año, se había alcanzado un grado de apertura del mercado equivalente al 48 por cien de la energía consumida (cuando la Directiva comunitaria sobre el mercado de la energía, tan sólo exigía el 25 por ciento), el merca-

(52) Así, por ejemplo, en la central de bombeo de Ip, la flexibilidad que supone consumir o producir alternativamente y de forma casi inmediata permitió, con el nuevo sistema de explotación, duplicar el nivel de utilización de la planta, tanto de bombeo como de generación.

do mayorista de generación funcionaba satisfactoriamente y la capacidad de elección de suministrador se había extendido a todos los clientes con más de 1 GWh de consumo anual. Sin embargo, el GRUPO ERZ no vivió la adaptación aisladamente, puesto que comenzó a escindir sus actividades y a traspasarlas al GRUPO ENDESA, procesos ambos que repasamos en el apartado cuarto.

IV. EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES MAGNITUDES TÉCNICO-ECONÓMICAS DE ERZ

La evolución de ERZ en el período 1992-1998 puede estudiarse a partir de las magnitudes técnico-económicas recogidas en los Cuadros 1 y 2 y en los Anexos I a II. Los indicadores técnicos de ERZ -Cuadro 1- muestran cómo la potencia instalada por la sociedad matriz pasó de los 204 MW al inicio del período a unos 315 MW en 1994, año en el que -como se comentaba- se adquirieron las instalaciones de Iberdrola en Aragón. Esta última cifra se mantuvo hasta el traspaso de los activos de generación a ENDESA. La compra de los activos a Iberdrola, segundo grupo eléctrico español, permitió elevar la producción hidroeléctrica de ERZ de los 451 GWh de 1993 a los 857 GWh de 1994 y que, a partir de entonces, oscilara básicamente en función de la hidráulicidad y las aportaciones de los ríos pirenaicos y de la cuenca del Cinca. También permitió aumentar el número de clientes en un 5% -cuyo crecimiento se situó entre el 0,1 y el 1,4% en los restantes años- y mejorar significativamente un importante indicador de calidad de servicio, el denominado *tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada* (TIEPI) -que pasó de las cuatro horas y 26 minutos de 1993 a menos de dos horas en 1998-.

Salvo esa importante adquisición de activos, las inversiones realizadas en inmovilizado material por ERZ oscilaron, en el período 1992-1998, entre los 3.319 millones de 1997 y los 4.983 millones de 1998. Obsérvese, por cierto, que, tras la actualización de balances del año 1996, las inversiones fueron inferiores a las dotaciones anuales a la amortización, lo cual significó la reducción del valor contable del inmovilizado material neto. Afortunadamente, durante el período analizado las inversiones se centraron en el mantenimiento del parque de generación en condiciones óptimas y, sobre todo, en la mejora tecnológica de la red de transporte, transformación y distribución, a la que ERZ logró incorporar un conjunto significativo de innovaciones. Pueden destacarse, en este sentido, la construcción y modernización de subestaciones y centros de

transformación⁽⁵³⁾, los avances en la instalación de los cuadros de control que permitieron *telemandar* las distintas instalaciones desde el Centro de Control de Zaragoza, la mejora y ampliación de las líneas eléctricas de transporte y distribución, tanto aéreas como subterráneas, la electrificación de numerosos polígonos industriales y ganaderos, barrios y municipios periféricos de muchos municipios, la electrificación de repetidores de televisión y los avances en el desarrollo del Sistema de Información de la Red (SIR) para explotar los sistemas de producción, transporte y distribución con mayor fiabilidad y garantía. Se trata, en definitiva, de inversiones que permitieron la automatización de muchas tareas y que -al conseguir la mejora de las redes de media y baja tensión, la implantación del telemando en subestaciones y redes de reparto, el aumento de los trabajos en tensión junto a la coordinación de las interrupciones programadas del suministro y la utilización de grupos electrógenos para evitar descargos- redujeron el TIEPI.

El Cuadro 1 también permite apreciar el continuo aumento de los recursos procedentes de las operaciones en la década de los años noventa, a pesar de que las tarifas crecieron por debajo del IPC entre 1992 y 1996⁽⁵⁴⁾ y que, a partir de entonces, decrecieron. Dos tipos de argumentos permiten explicarlo. En primer lugar, que la mayor parte de los ingresos de ERZ provengan de la distribución de energía eléctrica y no de su producción. De hecho, la *ratio* Compras de energía y compensaciones/Ventas de energía fue del 60 al 70% hasta la liberalización del mercado eléctrico. En otras palabras, aunque las tarifas disminuyeron en términos reales también lo hicieron los costes de adquisición de la energía. En segundo lugar, el aumento de los recursos procedentes de las operaciones se explica por una destacable contención de costes. Si en el apartado anterior apuntábamos que ERZ generaba energía hidráulica con bajos costes unitarios, en éste nos detendremos brevemente en otros dos capítulos de costes, los financieros y los de personal.

Los gastos financieros se redujeron no sólo por la caída de los tipos de interés que registró la economía española en su proceso de

(53) En los primeros años ERZ recibió importantes subvenciones de capital para la realización de las instalaciones contempladas en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER), que se imputaban a resultados en diez años.

(54) En ocasiones, la normativa que aprobó las tarifas retocó determinados coeficientes de participación en las tarifas y, por tanto, el incremento neto resultó algo distinto. Así, por ejemplo, el incremento real de 1993 fue del 4,5%; el de 1994 superó el 3%; en 1995, las tarifas para usos domésticos se incrementaron en un 3 por cien y las de usos industriales disminuyeron en un 1,8 por cien, lo que llevó a un aumento medio del 1,48%. En todo caso, fueron subidas inferiores a las del IPC que llevaron a un descenso real del precio de la electricidad.

convergencia nominal con los países de la Unión Europea sino también porque el incremento de los recursos procedentes de las operaciones permitió una significativa disminución del endeudamiento financiero, particularmente durante el trienio 1996-1998. Hasta entonces la adquisición de determinados inmovilizados financieros y materiales impidió la reducción del endeudamiento neto. En este sentido puede señalarse, por un lado, que para la suscripción del 42,15 por cien del capital social de EASA en junio de 1992 (por un importe de 5.901 millones de pesetas) se acudió —en gran parte— al endeudamiento financiero, ya que los recursos generados en el ejercicio se destinaron mayoritariamente a inversiones en inmovilizado material. Por otro lado, para la adquisición de los activos de Iberdrola en 1994 (por un importe de 15.200 millones) se acudió a la financiación externa en la parte no cubierta por la ampliación del capital social ya comentada. En cualquier caso, el esfuerzo realizado en la década fue relevante, ya que la *ratio* endeudamiento financiero/fondos propios pasó del 48,4% en 1992 al 10,8% en 1998. Y si bien la actualización de balances de 1996 influyó en la evolución de ese cociente, la *ratio* de los gastos financieros sobre el total de ventas de energía es ilustrativa del esfuerzo realizado, puesto que se redujo del 6,5% de 1992 al 3,2% en 1998.

La contención de los gastos de personal fue posible no sólo por el desarrollo, a mediados de los años noventa, de una estructura organizativa del Grupo ERZ en torno a cuatro grandes unidades de negocio (generación, distribución, comercial y diversificación) sino también porque la automatización de instalaciones y la introducción de sistemas informativos en los distintos departamentos permitió reducir significativamente la plantilla. Del Cuadro 1 se desprende un indicador de esa optimización de inversiones: en 1998 se habían amortizado uno de cada cuatro de los puestos de trabajo que existían en 1992.

La regulación de la plantilla se negoció con los representantes de los trabajadores, quienes la aceptaron a cambio de compromisos de ERZ en materia de jubilaciones y otras prestaciones. De esta forma, y aunque inicialmente se efectuaron dotaciones a provisiones para el pago de pensiones, posteriormente se cuantificaron las obligaciones existentes y se sentaron las bases para la constitución de un plan de pensiones bajo la modalidad de empleo y aportación definida, así como para la creación de un *subplan* contributivo al 50 por cien entre la empresa y el partícipe, para el personal ingresado a partir de 1995. A partir de julio de 1997, una vez externalizados los compromisos de pensiones con el personal activo, comenzó a negociarse un expediente de regulación de empleo para *prejubilarse* a 250 empleados entre los

años 1998 y 2002. El expediente se pactó en diciembre de 1997 y fue aprobado por la Dirección General de Trabajo del Gobierno de Aragón en enero de 1998, logrando —ya en dicho año— amortizar uno de cada seis puestos de trabajo, es decir, más de 140 empleos.

Tal como se muestra en el Cuadro 1, la distinta evolución de ingresos y gastos permitió a ERZ alcanzar niveles crecientes de beneficios con menores ingresos por ventas de energía. De esta forma, el beneficio de ERZ pasó de los 3.058 millones de pesetas en 1992 a los 7.293 millones de 1998, con una media superior a los 4.500 millones durante el período que mantuvo la rentabilidad de los fondos propios entre el 7 y el 10,1 por cien. El beneficio atribuido a la sociedad dominante, por su parte, que se situaba en 2.953 millones de pesetas en 1992 se multiplicó, en términos nominales, por tres para acabar en los 10.276 millones de 1998. No obstante, conviene precisar que los resultados de los últimos ejercicios —particularmente los de 1998— se vieron condicionados por distintos motivos. En primer lugar, por el aumento de las dotaciones a la amortización del inmovilizado que significó la actualización de balances de 1996. En segundo lugar, por el considerable aumento de la carga impositiva que se produjo una vez que desapareció la posibilidad de aplicar desgravaciones fiscales por inversión en activos fijos nuevos y se agotaron las cantidades pendientes de desgravación. Finalmente, por algunos resultados extraordinarios como los ingresos por los desvíos de la tarifa de los años 1996 y 1997 que se contabilizaron en 1998 o los complementos para incentivar las inversiones en distribución correspondientes a 1994 y 1995 que se aprobaron por Resoluciones de la Dirección General de Energía en 1998.

Teniendo presente, por tanto, que el último ejercicio de ERZ fue excepcional puede observarse cómo el beneficio por acción osciló entre las 196 pesetas de 1994 y las 270 pesetas de 1996 para acabar situándose en las 375 pesetas de 1998 y cómo la rentabilidad de los fondos propios estuvo entre el 7,8 y el 9,4 por cien, llegando en 1998 al 14,2 por cien. Con estos resultados se pasó página a los difíciles años ochenta en los que ERZ incurrió en pérdidas de miles de millones de pesetas⁽⁵⁵⁾. Quizá de esa época *triste* provenga el pesimismo e incertidumbre con que se redactaban algunos apartados de los sucesivos *Informes Anuales* y particularmente el que recogía la “Evolución previsible del Grupo” y la inquietud por mantener el endeudamiento en niveles controlables por la sociedad. En todo caso, el Consejo de

(55) Hasta 1991 ERZ compensó bases imponibles negativas del ejercicio 1986. A partir de entonces el pago por el Impuesto de Sociedades creció hasta los 6.344 millones de pesetas de 1998.

Administración —en el que lógicamente se notaba la influencia de ENDESA— optó por repartir entre la tercera parte y la mitad de los beneficios obtenidos, lo que significó pasar de distribuir 1.011 millones de pesetas en 1992 a casi 3.900 millones de pesetas en 1998. En porcentaje del capital social, el dividendo bruto se elevó del 13% en 1992 (65 pesetas por acción) al 40% en 1998 (200 pesetas por acción).

Dada la importancia y desarrollo que a lo largo de la década de los años noventa adquirieron las filiales del GRUPO ERZ, resulta ilustrativo analizar los indicadores del GRUPO ERZ (Cuadro 2) así como la evolución de sus cuentas consolidadas (Anexos I y II) a partir del año 1992, primer año para el que se consolida contablemente la información⁽⁵⁶⁾. Del estudio de las magnitudes recogidas en el Cuadro 2 y en los Anexos y de su comparación con las de ERZ, pueden destacarse los siguientes aspectos:

- A) A pesar de que el mercado del gas, medido en millones de termias, se duplicara, el negocio del Grupo se basaba fundamentalmente en la venta de electricidad en Aragón y, en menor medida, en algunos municipios de las provincias de Soria, Navarra, Valencia y La Rioja. De hecho, la distribución de electricidad siempre le reportó más del noventa por ciento de los ingresos consolidados por ventas de energía.
- B) Si bien la potencia y producción eléctrica de la matriz representaban entre un 40 y un 50 por cien de la del Grupo, ésta abastecía a más del 85 por cien de sus clientes. Téngase en cuenta que la mayor parte de la producción del Grupo —que suponía sólo una pequeña parte de las ventas de energía— era hidráulica y provenía de los ríos aragoneses más septentrionales. Sólo en los últimos años estudiados la energía eólica y las actividades de cogeneración pudieron compensar parcialmente la menor pluviometría.
- C) Con el transcurso del tiempo, el porcentaje que las inversiones en inmovilizado material realizadas por la matriz significaban en el conjunto de inversiones del Grupo fue reduciéndose, de manera que las inmovilizaciones materiales netas de ERZ perdieron peso específico en el total.

(56) Adelantándose a la normativa legal que exigió la consolidación contable del GRUPO ERZ, (Real Decreto 1815/1991, de 20 de diciembre) la empresa ofreció, en sus *Informes Anuales*, el Balance y la Cuenta de Pérdidas y Ganancias consolidadas —por integración global— de ERZ, Distribuidora de Gas Zaragoza, S. A. y Gas Huesca, S. A.. Hasta 1992 ERZ no estuvo obligada a presentar información consolidada, al tratarse de una empresa dependiente de ENDESA, sociedad sometida a la legislación española que lo hacía con ERZ y sus filiales.

- D) A diferencia de lo que ocurría en ERZ, las empresas del grupo financiaron una mayor parte de sus inmovilizados con endeudamiento externo, especialmente a partir de 1995. Tal como se deduce de los Cuadros 1 y 2, el endeudamiento externo de ERZ a finales de 1998 suponía algo menos del 30 por cien de las cifras consolidadas de endeudamiento; por el contrario, los fondos propios de la matriz representaban el 90 por cien de los del grupo. Por otra parte, la *ratio* Endeudamiento financiero/ Fondos propios del Grupo siempre fue superior a la de la matriz.
- E) Mediada la década de los noventa, los recursos procedentes de operaciones generados por las empresas filiales crecían más que los de la matriz. De hecho los recursos generados por ERZ pasaron de representar, a principios de lo noventa, más del 90 por cien de los consolidados a estabilizarse, al final del período analizado en torno al 75 por cien de los del Grupo.
- F) Al igual que en el caso de ERZ, el aumento de los recursos procedentes de las operaciones se producía en un contexto de decrecimiento de las tarifas en términos reales⁽⁵⁷⁾. Ello fue posible, tal como habíamos comentado, por dos motivos principales. En primer lugar, porque las compras de energía y compensaciones suponían entre la mitad y las dos terceras partes de las ventas de energía consolidadas, permitiendo que la disminución de ingresos en términos reales fuera acompañada de menores costes de adquisición de la energía⁽⁵⁸⁾. En segundo lugar, por la contención de costes de generación, transporte, distribución, personal y financieros. Sobre los gastos de personal conviene precisar que la reducción de puestos de trabajo se concentró en la matriz y en EASA, dado que la mayoría de las filiales desarrollaba su actividad con reducidas plantillas. Y, respecto a los gastos financieros de las filiales, su disminución se explica más bien por la caída de los tipos de

(57) Dado que el 90% de los ingresos por venta de energía del Grupo en los años noventa provenían de la electricidad no nos detendremos en detallar los precios del gas. Tan sólo señalaremos que el 1 de mayo de 1994 Gas Aragón, S. A. entró en el nuevo sistema de tarifas y precios de compra. El sistema se basaba en la separación de los costes de aprovisionamiento, transporte, almacenamiento y distribución, así como en la relación de todo ello con el precio de venta, siendo, a su vez, el coste de aprovisionamiento más el de transporte el precio de transferencia.

(58) ERZ satisfizo la demanda de energía eléctrica en casi un 80 por cien, mediante adquisición de la misma a ENECO (hasta el 30 de junio de 1994), a ENDESA (que desde 1994 reemplazó a ENECO, al Fondo de Energía de Red Eléctrica y, en menor medida, a autogeneradores).

interés que registró la economía española, ya que el endeudamiento aumentó, tal como se comentaba anteriormente.

- G) La distinta evolución de los ingresos y los gastos permitió que el Beneficio del Grupo ERZ pasara de 3.191 millones de pesetas en 1992 a los 11.754 de 1998, multiplicándose, por tanto, por un factor de 3,7. Obsérvese, tal como se recoge en el Anexo II, que las filiales fueron ganando importancia relativa en el resultado consolidado, permitiendo que la rentabilidad de los fondos propios del Grupo superara a la de la matriz.

V. LA ESCISIÓN E INTEGRACIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN EL GRUPO ENDESA

En 1998, concluida la privatización del GRUPO ENDESA, del que, recordemos, ERZ formaba parte desde mediados de la década de los años ochenta, el Consejo de Administración del GRUPO ENDESA decidió "asentar las bases necesarias para su consolidación y para mantener el ritmo de creación de valor para el accionista" en un nuevo entorno caracterizado por la introducción de factores de competencia y liberalización. Para conseguir su propósito, ENDESA —convertido ya en el primer productor, comercializador y distribuidor de energía eléctrica en España— optó por la consolidación corporativa y por la racionalización y reordenación de su estructura societaria.

En este contexto, el 4 de noviembre de 1998, el Consejo de Administración de ENDESA y el 5 de noviembre de 1998 los de sus empresas filiales aprobaron el *Proyecto de Fusión por Absorción de ENDESA de sus filiales Sevillana de Electricidad, S. A., Empresa Hidroeléctrica Ribagorzana, S. A. (FECSA-Enher), Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S. A., Gas y Electricidad, S. A., Unión Eléctrica de Canarias, S. A., Electra del Viesgo, S. A. y Saltos de Nansa, S. A.* Se trataba de la primera fase del proceso de consolidación corporativa, en virtud del cual ENDESA adquirió en bloque y por sucesión universal los patrimonios de las sociedades absorbidas, que se extinguieron sin liquidación una vez que el acuerdo de fusión se inscribió en el Registro Mercantil. Se contemplaba asimismo en esta primera fase de consolidación corporativa, la integración de los accionistas minoritarios de las compañías extinguidas en el capital social de ENDESA. En el caso concreto de ERZ, se estableció un canje de dos acciones de nueva emisión de ENDESA de 200 pesetas por cada acción de ERZ de 500 pesetas de nominal, más una compensación complementaria en efectivo de 38 pesetas. La relación de cambio se estableció sobre la

base del valor real del patrimonio de las sociedades que se fusionaban y considerando los dividendos a distribuir por ambas⁽⁵⁹⁾.

Con carácter previo a la fusión, cada una de las filiales acometió, mediante operación de aportación no dineraria, el traspaso de activos y pasivos de distribución y generación eléctrica que poseían a unas filiales expresamente constituidas a tal efecto. En el caso que nos ocupa, el 22 de diciembre de 1998 se constituyó Eléctricas Reunidas de Zaragoza I, S. A. (ERZ I), sociedad participada, al 100% por ENDESA, cuyo objeto social era el desarrollo de actividades de generación no nuclear, transporte y distribución de energía eléctrica. En esa misma fecha también se creó Eléctricas Reunidas de Zaragoza II, S. A. (ERZ II) que —como se comenta más adelante— recibió, con posterioridad, el traspaso de los activos y pasivos de generación de ERZ. A través de este mecanismo, ENDESA mantenía el arraigo territorial de las filiales absorbidas y preparaba una estructura societaria del Grupo con capacidad para la segregación de negocios prevista en la LOSEN.

El *Proyecto de Fusión por Absorción de ENDESA de sus filiales* se aprobó por las correspondientes Juntas de Accionistas el 28 de abril de 1999. Con fecha 1 de julio de 1999 las absorbidas realizaron la aportación no dineraria de todos los activos y pasivos de distribución y generación no nuclear a las sociedades anónimas unipersonales previamente constituidas (*sociedades I*). ERZ I recibió —por el mismo valor que figuraban en los registros de ERZ— todos los bienes, derechos y obligaciones de los negocios de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. De esta forma, el 16 de julio de 1999 se llevó a cabo formalmente la fusión, si bien tuvo efectos contables de 1 de enero de 1999.

Una segunda fase del proceso de consolidación corporativa de ENDESA fue la de la separación de las actividades de generación y distribución de electricidad que ejercían las sociedades I, de acuerdo con lo establecido en la LOSEN. En el caso de ERZ, el 21 de septiembre de 1999, el Consejo de Administración de ERZ I y los Administradores Mancomunados de ERZ II Sociedad Unipersonal —participada también sólo por ENDESA— acordaron la escisión parcial de ERZ I, mediante la segregación del negocio de generación eléctrica que se traspasó a ERZ II con efectos contables de 1 de enero de 2000. Para ello, la Junta General de Accionistas de ERZ II aprobó el aumento de su capital social en 8.000 millones de pesetas, con una prima de emisión de 13.768 millones de pesetas, que fue íntegramente suscrito

(59) Quizá el momento de la fusión favoreció los intereses de los pequeños accionistas de ERZ, ya que como se recordará 1998 fue un año de excepcionales resultados.

por ENDESA. Simultáneamente, la Junta General de Accionistas de ERZ I aprobó una reducción del capital social en la misma cuantía. La escritura de escisión parcial se otorgó el 20 de diciembre de 1999 y se presentó al Registro Mercantil al día siguiente⁽⁶⁰⁾.

De forma paralela a estas operaciones mercantiles, ENDESA constituyó las Compañías ENDESA Generación, S. A. y ENDESA Distribución, S. A., que acabaron controlando los activos de generación y distribución de energía eléctrica ubicados en Aragón. ENDESA Generación, creada el 20 de septiembre de 1999, concentró los activos de generación y minería de ENDESA y sus antiguas filiales y operaba, en dicho año, un total de más de 22.576 MW de potencia instalada en todo el territorio nacional. Desde su nacimiento fue líder en el mercado con una producción neta de 88.552 GWh que suponía el 41,4 del mercado nacional, disponiendo de una estructura del parque productor diversificada. Las centrales que consumen carbón nacional (6.837 kt) y de importación (9.714kt) tenían el 31,9% de la potencia instalada; las de combustibles líquidos (y parte de ellas gas natural), el 25,3%; las nucleares, el 15,6%, y las instalaciones hidroeléctricas, el 27,2%. Adicionalmente, con energías alternativas (eólicas, minihidráulicas...) producía 6.133 GWh.

Con efectos de 1 de enero de 2000, ENDESA –propietaria única de ERZ II y del resto de las compañías II– acordó traspasar a ENDESA Generación la totalidad de las acciones representativas de las mismas, junto con los activos de generación y minería que poseía la propia ENDESA, tras la fusión de sus filiales, incluidas sus participaciones en centrales nucleares. En junio de 2000, ENDESA Generación S. A. anunció la fusión por absorción del patrimonio en bloque de las empresas II –incluida, por tanto, ERZ II–, que perdió su personalidad jurídica con efectos de 31 de julio de 2000. Desde esa fecha todos los activos de generación eléctrica ubicados en Aragón –incluidas las térmicas de la provincia de Teruel– dependen de ENDESA Generación, S. A. Dada la fuerte posición que ostentaba en el mercado nacional el segundo Gobierno de Aznar le impidió aumentar su potencia instalada en un plazo de cinco años.

Por su parte, ENDESA Distribución, S.A, creada el 20 de septiembre de 1999, recibió el 100 por cien del capital de las sociedades de distribución regionales: Fecca-Enher I, Sevillana I, ERZ I, Gesa I, Unelco I y Viesgo I, mediante la aportación de la totalidad de las

(60) Como se señalaba en el epígrafe primero, la Comisión Nacional de la Energía autorizó en julio de 2000 la separación jurídica de EASA en dos sociedades limitadas, una destinada a la distribución y otra a la generación en régimen especial.

acciones representativas del capital de estas compañías que ostentaba ENDESA. De esta forma, ENDESA Distribución, S. A. mantuvo una filial principal de distribución en cada uno de sus mercados tradicionales.

Junto a ENDESA Generación, S. A. y ENDESA Distribución, S.A, hay que referirse a otras cuatro filiales, a través de las cuales ENDESA gestiona las demás líneas de negocio. Se trata de ENDESA Servicios, S. A., ENDESA Energía, S. A., ENDESA Internacional, S. A. y ENDESA Diversificación, S. A.

ENDESA Servicios, S. A., creada el 15 de enero de 1999, agrupó los activos materiales correspondientes a telecontrol y comunicaciones, equipos informáticos no externalizados, desarrollos informáticos y determinados activos inmobiliarios relacionados con estas actividades. Con fecha 1 de diciembre de 1999 el Consejo de Administración de ERZ I y las sociedades similares de ENDESA acordaron, mediante una operación de aportación no dineraria de rama de actividad, el traspaso de activos y pasivos asociados a tales actividades a ENDESA Servicios, S. A. En función de las aportaciones realizadas en escritura pública otorgada en diciembre de 1999, ERZ I recibió el 9,388% del capital social de ENDESA Servicios, S. A., acciones que posteriormente vendió a ENDESA.

ENDESA Energía, S.A inició sus actividades el 21 de enero de 1998 para responder a las exigencias derivadas de la liberalización del mercado eléctrico. Fue la primera empresa en el mercado eléctrico español que comercializó energía a clientes con libertad de elección de suministrador. ENDESA Internacional, S. A., por su parte, se creó el 21 de enero de 1998 para canalizar la expansión internacional de ENDESA. Por último, ENDESA Diversificación, S. A. controló las participaciones en telecomunicaciones, distribución de gas canalizado, cogeneración y energías renovables, gestión integral del ciclo del agua y medio ambiente que mantenían las filiales absorbidas por ENDESA. Era la sociedad que, a finales del año 2000, controlaba el 100 por cien del capital social de ENDESA Gas, S.A., empresa que, a su vez, agrupaba todas las participaciones accionariales de sociedades que distribuían gas canalizado en Portugal, Aragón, Andalucía, Baleares, Castilla-León, Extremadura y la Comunidad Valenciana a unos 265.000 clientes. Desde el 29 de julio de 1999, también participó en un 80% del capital social de la Compañía Transportista de Gas Canarias, S. A.

En suma, tras estas operaciones mercantiles los activos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de Aragón, así

como los activos adquiridos durante el proceso de diversificación de actividades de la década de los años noventa quedaron en manos de ENDESA. A partir de entonces, la influencia aragonesa en el GRUPO ENDESA se articuló a través del Consejo de Administración de la matriz en el que inicialmente figuraban dos aragoneses. Uno era el turolense Manuel Pizarro Moreno, presidente de la CECA e Ibercaja, que ostentaba la Vicepresidencia del Consejo de Administración, por la participación patrimonial que poseía Ibercaja en ENDESA. El otro, era el oscense Sebastián Martín-Retortillo Baquer, Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad que actuaba como vocal del Consejo y, además, presidía la Fundación ENDESA.

A mediados del 2000, el GRUPO ENDESA mantenía seis líneas de negocio: generación, distribución, comercialización de energía eléctrica, internacional, diversificación y servicios. Seguía, además, en negocios con elevadas expectativas de crecimiento que pudieran generar sinergias con el negocio principal, es decir, en telecomunicaciones, cogeneración y energías renovables, gas y agua y medio ambiente. En este sentido, puede destacarse que ENDESA poseía el 28,67 por cien en Retevisión (segundo operador de telefonía fija) o el 23 por cien de Amena (operador de telefonía móvil que comenzó a ofrecer sus servicios en 1999).

En la época de la economía globalizada, se consideraba que ENDESA era prototipo de consolidación internacional, ya que desarrollaba su actividad en trece países de tres continentes -América, Europa y África-. Desde 1999 controlaba el 64% del capital social del Grupo Enérsis de Chile. Además, controlaba directamente un 25 por cien del capital social de ENDESA de Chile y, a través de Enérsis, un 35% adicional. Ello le había convertido en la primera multinacional eléctrica en Iberoamérica. Por otra parte y también en ese mismo año, había adquirido el 10 por ciento del primer operador del mercado libre europeo de energía eléctrica, el *Amsterdam Power Exchange*, estaba presente en la creación del *pool* de electricidad en Polonia y se había aliado con Morgan Stanley Dean Witter para desarrollar el negocio de la compraventa de electricidad en el mercado europeo.

La dimensión económica del Grupo ENDESA era considerable y mantenía una cuota en el mercado de generación español del 47,5 por cien. Su capital social, a principios del año 2000, se elevaba a 211,4 miles de millones de pesetas y se distribuía entre 1,5 millones de accionistas; sus activos ascendían a 8, 27 billones de pesetas (46% fuera de España y un 4% correspondía a nuevos negocios, especialmente, las telecomunicaciones); sus ingresos consolidados suponían 2,245 billones de pesetas y los beneficios después de impuestos eran

de 212,7 miles de millones de pesetas⁽⁶¹⁾. Contaba con una potencia instalada de 36.538 MV, distribuía 148.540 GWh a 22 millones de clientes (de los que sólo el 30 por cien eran españoles) y demandaba 33.612 empleos directos (de los que 15.413 eran en el extranjero).

VI. BIBLIOGRAFÍA

- ÁLVAREZ GARCÍA y DUARTE MARTÍNEZ (1997): *Administración Pública y electricidad*, Civitas, Madrid, pp. 24-57
- ÁLVAREZ PELEGRÍ, E. (1997): *Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación*, Civitas, Madrid.
- ARIÑO ORTIZ, G. (1988): "Servicio público y Delegación del Gobierno en el sector eléctrico", en VV.AA. *Libro Homenaje al profesor Villar Palasi*, Civitas, Madrid.
- ARIÑO ORTIZ, G. (1993): "El mercado único de la energía: los sectores del gas y la electricidad", *Noticias CEE*, nº 100.
- ARIÑO, G. y L. DE CASTRO (1999): *El sistema eléctrico español, Regulación y competencia*, Madrid, Montecorvo, pp. 317-417.
- ARIÑO, G. y F. VELASCO (1998): "Los costes de transición a la competencia. Perspectiva jurídica", en VV. AA.: *Competencia y sector eléctrico*, Civitas, Madrid, pp. 149-192.
- BIESCAS FERRER, J. A. (1990): "Expansión económica y racionalización del sector eléctrico (1985-1990). ERZ integrada en el Grupo Endesa, en GERMÁN, L., et al.: *ERZ (1910-1990). El desarrollo del sector eléctrico en Aragón*, Institución Fernando el Católico, Zaragoza, pp. 205-217.
- BLANCO RODRÍGUEZ, B. (1987): "El servicio público de explotación unificada del sector eléctrico y la nacionalización de la red de alta tensión", XXV Ciclo de Conferencias Hidroeléctrica Española, S. A., *Mimeo*.
- BLANCO RODRÍGUEZ, B. (1995): "Producción: sistema integrado y sistema independiente. Perspectiva jurídica", en VV. AA.: *Jornadas UNESA/FECSA*, Barcelona, pp. 77-88.
- COLOM PIAZUELO, E. (1997): *El transporte de energía eléctrica*, Civitas, Madrid.

(61) El aumento de la energía suministrada, la reducción de los costes de operación y mantenimiento, y la venta de activos no estratégicos hablan permitido -en los últimos años- que los beneficios siguieran creciendo, a pesar de la caída en los ingresos.

- DE CASTRO, L. (2000): "La nueva configuración del sector eléctrico tras la Ley 54/197", *Documentación Administrativa* núm. 256, pp. 11-30.
- DE LA CRUZ FERRER, J. (1999 a): "El mercado interior de la electricidad: perspectiva jurídica", en libro col. *Regulación sectorial y competencia*, Civitas, Madrid, pp. 25-62.
- DE LA CRUZ FERRER, J. (1999 b): *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid.
- ELÉCTRICAS REUNIDAS DE ZARAGOZA: *Informe anual*. Zaragoza. Varios años.
- ENDESA (2000): *Informe Anual 1999*, Madrid, ENDESA.
- L. FERNÁNDEZ DE LA BUELGA, E. ONTIVEROS y A. ROJAS (1994): *El sector eléctrico del año 2000*, Civitas, Madrid.
- GARCÉS SANAGUSTÍN, A. (1999): "Régimen jurídico de la utilización de la energía eólica en Aragón"; *Revista Aragonesa de Administración Pública* núm. 15, pp. 259-279.
- GIMENO FELIÚ, J. M. (1994 a): *El servicio público eléctrico en el mercado interior europeo*, Civitas, Madrid.
- GIMENO FELIÚ, J. M. (1994 b): "Mercado interior eléctrico: A propósito del "Common carrier"", *Noticias de la Unión Europea*, núm. 115/116, pp. 49-59.
- GIMENO FELIÚ, J. M. (1994 c): "Sistema económico y derecho a la libertad de empresa versus reservas al sector público de actividades económicas", *Revista de Administración Pública*, núm. 135, pp. 141-212.
- GIMENO FELIÚ, J. M. (1994 d): "Reordenación del sector eléctrico y libre competencia de las empresas: referencia al llamado Marco Legal Estable", *Cuadernos Aragoneses de Economía*, IV (1), pp. 181-189.
- GIMENO FELIÚ, J. M. (1997): "Reflexiones sobre el diseño de una política energética comunitaria", *Noticias de la Unión Europea*, núm. 148, pp. 49-56.
- JIMÉNEZ DE PARGA, R. (1995): *La separación jurídicas de las actividades eléctricas*, en VV.AA.: *IV Jornadas UNESA/FECSA*, Barcelona, pp. 243-254.
- LÓPEZ-IBOR MAYOR, V. (1998): "La liberalización del Sector Eléctrico", *Revista Española de Derecho Administrativo*, núm. 98, pp. 191-210.

- MARTÍNEZ LÓPEZ-MUÑIZ, J.L. (1991): "El sector eléctrico en España", *Revista del Instituto de Estudios Económicos* nº 4, pp. 315 y 320-321.
- MUÑOZ MACHADO, S. (1998): *Servicio público y mercado*, vol. IV, *El sistema eléctrico*, Civitas, Madrid.
- MUÑOZ MACHADO, S. y J. M. BAÑO LEÓN (1991): "La intervención administrativa en el sector eléctrico: exigencias constitucionales y comunitarias frente a una futura reforma legislativa", *Revista del Instituto de Estudios Económicos* nº. 4, p. 373.
- NEBREA PÉREZ, J. (1999): "En torno a la obligación de objeto social exclusivo en el ámbito de las empresas de estructura vertical" en VV.AA.: *Regulación sectorial y competencia*, Civitas, Madrid.
- QUINTO ROMERO (2000): "Definición, Método y procedimiento de cálculo de los CTCs eléctricos en España", *Documentación Administrativa* nº 256, pp. 31-45.
- SALAS HERNÁNDEZ, J. (1977): *Régimen jurídico-administrativo de la energía eléctrica*, Publicaciones del Real Colegio de España, Bolonia.
- SERRANO GONZÁLEZ, M. (1999): "La Comisión Nacional de la Energía: el ejercicio de sus funciones en el nuevo entorno competitivo", en VV. AA.: *Regulación sectorial y competencia*, ob. Cit., pp. 93-108.
- TORNOS MAS, J. (1995): "Competencias del Estado y las Comunidades Autónomas. Régimen de colaboración y principio de unidad económica", en VV. AA.: *IV Jornadas UNESA/FEC-SA*, Barcelona. pp. 21-38.
- TRILLO-FIGUEROA MARTÍNEZ-CONDE, J y B. LÓPEZ-JURADO ESCRIBANO (1996): *La regulación del sector eléctrico*, Civitas, Madrid.
- VV.AA. (1990): "Sector eléctrico: ¿Regulación o liberalización?", *Economistas*, núm. 43. VV AA. (1998): *Competencia y sector eléctrico: un nuevo régimen jurídico*, Civitas, Madrid.
- VV.AA. (1999): *Regulación sectorial y competencia*, Civitas, Madrid.

**ANEXO I. BALANCE CONSOLIDADO DEL GRUPO ERZ
(DATOS ECONÓMICOS EN MILLONES DE PESETAS CORRIENTES)**

	1992		1993		1994		1995		1996		1997		1998	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Disponibles	9.289	10.847	11.680	11.528	12.701	12.701	12.107	12.701	12.701	12.701	12.107	12.701	13.027	13.027
Realizables	96.659	101.240	120.931	165.107	197.658	202.121	208.317	197.658	197.658	202.121	208.317	197.658	208.317	208.317
Inmovilizaciones en explotación	-37.334	-40.839	-44.830	-52.293	-57.942	-65.725	-73.908	-57.942	-57.942	-65.725	-73.908	-57.942	-73.908	-73.908
Fondo de amortización	1.528	2.293	3.077	4.289	3.320	3.248	3.725	3.320	3.320	3.248	3.725	3.320	3.725	3.725
Inmovilizaciones materiales en curso	10.646	12.205	13.957	9.726	13.757	20.252	23.997	9.726	13.757	20.252	23.997	9.726	23.997	23.997
Otras inmovilizaciones y gastos a amortizar	80.789	85.754	104.816	138.359	169.496	172.004	175.160	138.359	169.496	172.004	175.160	138.359	175.160	175.160
TOTAL ACTIVO	23.232	27.243	20.534	22.910	23.221	24.335	28.230	23.221	24.335	23.221	24.335	28.230	28.230	28.230
Exigible a corto plazo	12.828	10.165	19.845	39.383	41.200	34.994	41.157	39.383	41.200	34.994	41.157	39.383	41.157	41.157
Exigible a largo plazo	1.524	1.590	1.581	1.476	1.581	1.770	1.581	1.476	1.581	1.770	1.581	1.476	1.770	1.770
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	4.345	5.843	8.714	11.535	23.670	30.079	33.582	11.535	23.670	30.079	33.582	11.535	30.079	33.582
Provisiones para riesgos y gastos	929	1.157	1.144	7.504	5.539	5.793	6.335	7.504	5.539	5.793	6.335	7.504	5.793	6.335
Diferencias negativas consolidación y socios externos	37.931	39.756	52.998	55.551	74.285	75.033	80.545	55.551	74.285	75.033	80.545	55.551	80.545	80.545
Fondos propios	80.789	85.754	104.816	138.359	169.496	172.004	175.160	138.359	169.496	172.004	175.160	138.359	175.160	175.160
TOTAL PASIVO	80.789	85.754	104.816	138.359	169.496	172.004	175.160	138.359	169.496	172.004	175.160	138.359	175.160	175.160
Promemoria:														
Financiación del inmovilizado = Activo fijo/Exigible a largo + Fondos propios)	129,8%	134,3%	114,2%	119,1%	112,7%	114,1%	118,8%	114,2%	119,1%	112,7%	114,1%	118,8%	114,1%	118,8%
Endeudamiento a corto = Exigible a corto/Fondos propios	61,2%	68,5%	38,7%	41,2%	31,3%	32,4%	35,0%	38,7%	41,2%	31,3%	32,4%	35,0%	31,3%	35,0%
Endeudamiento a largo = Exigible a largo/Fondos propios	45,3%	40,3%	53,9%	91,7%	87,3%	86,7%	69,4%	40,3%	53,9%	87,3%	86,7%	69,4%	40,3%	53,9%
Endeudamiento total = Exigible/Fondos propios	106,5%	108,8%	92,6%	132,9%	118,6%	119,2%	104,4%	106,5%	108,8%	118,6%	119,2%	104,4%	106,5%	108,8%

Observaciones: Se incluyen las cifras de Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A. y de las siguientes filiales:

- En 1992, Distribuidora de Gas de Zaragoza, S.A. y Energías Renovables, S.A. (ERSA) se incorporan por integración global y Energías de Aragón, S.A. (EASA) y Gas Huesca, S.A. por puesta en equivalencia.
- En 1993, Gas Aragón, S.A. y ERSA se incorporan por integración global y EASA por puesta en equivalencia.
- En 1994, Gas Aragón, S.A., ERSA y Eléctricas Reunidas Diversificación, S.A. (ERD) se incorporan por integración global y EASA por puesta en equivalencia.
- En 1995 y 1996, Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S.A. y ERD (junto a sus filiales Gas Aragón, S.A., EASA y ERSA) se incorporan por integración global.
- En 1997, ERD (junto a sus filiales Gas Aragón, S.A., EASA, ERSA y Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S.A.) se incorporan por integración global y Endesa Gas, S.A. por puesta en equivalencia.
- En 1998, ERD (junto a sus filiales Gas Aragón, S.A., EASA y ERSA) se incorporan por integración global y los Fondos propios (RD Ley 7/1996, de 7 de junio).
- En 1996 se actualizan los valores del inmovilizado y los Fondos propios (RD Ley 7/1996, de 7 de junio).

Fuente: Elaboración propia a partir de ERZ. Informe anual. Varios años

**ANEXO II. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DEL GRUPO ERZ
(DATOS ECONÓMICOS EN MILLONES DE PESETAS CORRIENTES)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Ventas de energía y otros	58.697	62.777	70.776	75.874	76.930	76.384	72.577
Otros ingresos	782	549	611	905	1.041	1.129	898
TOTAL INGRESOS	59.479	63.326	71.387	76.779	77.971	77.513	73.475
Compras de energía, compensaciones y materiales	39.534	41.815	47.642	45.580	44.251	41.587	35.927
Personal	3.477	6.377	7.007	7.932	8.307	7.820	6.293
Financieros netos	5.449	3.679	3.382	5.268	4.625	3.647	2.675
Amortizaciones	3.510	3.798	4.716	6.084	6.812	8.934	9.535
Trabajos, suministros y servicios exteriores y otros	3.386	3.608	4.084	4.483	4.638	4.513	4.371
SUMA	55.756	59.277	66.831	69.722	68.238	66.501	58.801
Trabajos para el inmovilizado	-605	-691	-636	-638	-563	-407	-418
TOTAL GASTOS	55.151	58.586	66.195	69.084	67.675	66.094	58.383
Participaciones puestas en equivalencia	81	164	590	0	0	4	-105
Resultados actividades ordinarias	4.409	4.904	5.782	7.695	10.276	11.415	14.987
Resultados extraordinarios	-19	109	44	350	-79	148	3.111
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	4.390	5.013	5.826	8.045	10.197	11.563	18.098
Impuesto sobre Sociedades	1.199	1.238	1.315	1.979	3.092	4.046	6.344
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.191	3.775	4.511	6.066	7.105	7.517	11.754
RESULTADO ATRIBUIDO A SOCIOS EXTERNOS	238	337	364	1.025	1.072	1.004	1.478
ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.953	3.438	4.147	5.041	6.033	6.513	10.276
Promemoria							
Rotación de los recursos propios = Ventas/Fondos propios	154,7%	157,9%	133,5%	136,6%	103,6%	101,8%	90,1%
Rotación de activos fijos = Ventas/Activos fijos	82,1%	83,8%	76,0%	59,8%	49,1%	47,8%	44,8%
Aportación de las empresas del Grupo al resultado consolidado							
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ERZ, S.A.	2.327	2.429	2.667	3.413	4.334	4.059	6.818
Energías Renovables, S.A.	103	256	329	84	85	112	205
Distribuidora de Gas de Zaragoza, S.A.	442						
Gas Huesca, S.A.	56						
Gas Aragón, S.A.		519	561	694	928	987	1.573
Energías de Aragón, S.A.		25	164	590	708	1.457	1.836
Eléctricas Reunidas Diversificación, S.A.				-9	27	-62	-156
Telecomunicaciones y Sistemas de Aragón, S.A.				-4	-49	-40	
Total	2.953	3.368	4.147	5.041	6.033	6.513	10.276

Observaciones: Véanse las señaladas para el Balance

Fuente: Elaboración propia a partir de ERZ. Informe anual. Varios años

CUADRO 1. PRINCIPALES MAGNITUDES DE ERZ (DATOS ECONÓMICOS EN MILLONES DE PESETAS CORRIENTES)							
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Potencia instalada (MW)	204	204	315	315	315	315	314
Producción eléctrica (GWh)	480	451	857	716	985	932	846
Demanda eléctrica a ERZ (GWh)	4.225	4.382	4.999	4.803	4.964	5.145	5.275
Ciudadanos	607.499	608.270	645.852	653.646	659.473	667.938	677.513
TIEMI (en minutos)	nd	266	221	180	150	157	119
Inmovilizaciones materiales netas	57.208	58.218	74.125	74.887	96.659	93.716	92.171
Inversiones realizadas en inmovilizado material	4.221	4.284	19.860	5.373	4.055	3.319	4.983
Fondos propios	38.036	39.726	52.679	54.522	70.215	69.432	72.153
Endeudamiento financiero	18.426	20.044	21.186	22.552	18.440	13.457	7.808
Recursos procedentes de las operaciones	7.199	7.935	9.690	11.141	12.120	13.065	16.489
Ventas de energía	33.480	36.714	63.281	62.657	62.540	60.754	60.227
Compras de energía y compensaciones	36.926	38.857	44.390	42.358	40.590	37.989	33.183
Dotaciones a la amortización	3.260	3.487	4.358	4.612	5.264	7.075	7.584
Gastos de personal	5.542	5.958	6.472	7.627	7.207	6.923	5.689
Gastos financieros	3.471	3.664	3.412	3.235	2.910	2.322	1.930
Beneficios	3.058	3.305	3.806	4.331	5.254	4.831	7.293
Beneficio atribuido a la sociedad dominante	2.953	3.438	4.147	5.041	6.033	6.513	10.276
Beneficio por acción ERZ (pesetas)	197	212	196	223	270	248	375
Dividendos	1.011	1.089	1.556	1.789	2.236	3.403	3.889
Dividendo por acción (pesetas)	65	70	80	92	115	175	200
Promemoria:							
Plantilla a 31 de diciembre	1.022	1.007	999	972	924	892	749
Evolución de las tarifas eléctricas	3,20%	2,90%	2,06%	1,48%	0,00%	-3,00%	-3,65%
Capital social	7.778	7.778	9.722	9.722	9.722	9.722	9.722
Renabilidad de los fondos propios = Beneficio/Fondos propios	8,0%	8,3%	7,2%	7,9%	7,5%	7,0%	10,1%
Rentabilidad del accionista = Dividendos/Fondos propios	2,7%	2,7%	3,0%	3,3%	3,2%	4,9%	5,4%
Dividendos brutos repartidos = Dividendos/Capital social	13,0%	14,0%	16,0%	18,4%	23,0%	35,0%	40,0%
Endeudamiento financiero/Fondos propios	48,4%	50,5%	40,2%	41,4%	26,3%	19,4%	10,8%
Compras de energía y Compensaciones/Ventas de energía	69,0%	68,5%	70,1%	67,6%	64,9%	62,5%	55,1%
Gastos financieros/Ventas de energía	6,5%	6,5%	5,4%	5,2%	4,7%	3,8%	3,2%

Observaciones:

- En 1996 se actualizaron balances de acuerdo con el Real Decreto-Ley 7/1996.
- En 1997 se modifica el procedimiento de subvención a la minería del carbón, disminuyendo los ingresos y gastos públicos.
- En 1998 desaparecen las compensaciones por consumos y otros gastos.

Fuente: Elaboración propia a partir de ERZ. Informe anual. Varios años

CUADRO 2.- PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARAGÓN					
	Producción bruta (GWh)			Consumo neto	
	Hydroeléctrica	Termoeléctrica	Total	Hydroeléctrica	Total
1990	1.465	1.352	2.817	2.431	9.875
1991	1.468	1.369	2.838	2.865	10.755
1992	1.474	1.371	2.845	3.360	11.852
1993	1.474	1.429	2.903	3.264	12.043
1994	1.483	1.482	2.965	3.037	12.100
1995	1.486	1.483	2.969	2.687	12.435
1996	1.513	1.503	3.016	3.972	12.663
1997	1.536	1.580	3.115	3.934	15.313
1998	1.534	1.641	3.175	3.692	11.846

Fuente: Elaboración propia a partir de Estadística de la Energía Eléctrica.