

LA REGULACIÓN JURÍDICA DEL SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÉS Y LA APLAZADA EMERGENCIA DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MIBEL)

SUZANA TAVARES DA SILVA
Facultad de Derecho de la Universidad de Coimbra

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA: EL MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MIBEL) COMO MARCO DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS GENERALES EN RELACIÓN CON LOS EFECTOS DE LA FUTURA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO: 1.1. *El significado económico del sector eléctrico*. 1.2. *La estructura del MIBEL*.—2. LA EVOLUCIÓN LEGISLATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN PORTUGAL Y EL NACIMIENTO DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MIBEL).—3. LAS SEMEJANZAS CON EL MODELO ESPAÑOL.—4. LA ECONOMÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO: 4.1. *El principio de la eficiencia*: 4.1.1. La determinación del precio. 4.1.2. El desarrollo sostenible económico y ambiental de las fuentes de producción. 4.1.3. La gestión de la red. 4.2. *Un sector especial*.—5. LAS DIFICULTADES EN LA PUESTA EN MARCHA DEL MIBEL.—6. CONCLUSIÓN.

RESUMEN

El trabajo examina la llamada reforma del sector eléctrico —la transformación de un monopolio público sustentado desde una empresa integrada verticalmente en un mercado en el que concurren empresas privadas— desde la perspectiva de la doctrina portuguesa, y encaminada a facilitar la creación de un mercado ibérico de la energía. Una reforma impuesta en gran medida por las directrices comunitarias, y ansiada fervientemente por la «elite» empresarial y política del país luso, que no por ello ha dejado de suscitar serias dudas entre los autores que la enjuician desde la reflexión jurídica y la lógica económica. Parece evidente que semejantes dudas sólo podrán ser convenientemente despejadas a través de una correcta fundamentación de los principios en que se sustenta. Sin embargo, la reciente regulación legal del sector no parece haber aportado demasiado al respecto. En un contexto de incertidumbres y desconfianza, el presente estudio procura definir los supuestos básicos del MIBEL (Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica), y se propone formular una hipótesis acerca de si el paso dado representa o no un sólido comienzo del proyecto que aspira a instaurar el mercado ibérico de la electricidad.

Palabras clave: reforma; mercado ibérico de la energía; MIBEL.

ABSTRACT

The article examines the so-called reform of the electricity industry from the viewpoint of Portuguese legal doctrine. It is intended to transform a public-sector monopoly run by a vertically integrated enterprise into a market in which private-sector companies compete, thereby facilitating the creation of an Iberian energy market. The reform has largely been driven through by EU directives, albeit with fervent support from elite business and political circles in the country. The authors nonetheless harbour serious doubts about it based on legal reflection and economic logic. It seems evident that these doubts can only be properly clarified by looking deeper into the fundamental principles sustaining them. However, the recent legal regulation of the industry does not seem to have contributed much in this respect. In a context of uncertainty and mistrust, this study tries to define the basic

assumptions underlying the single Iberian electricity market (MIBEL) and propose a hypothesis as to whether or not the latest reform represents a sound beginning for its creation.

Key words: Reform; Iberian energy market; MIBEL.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA: EL MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MIBEL) COMO MARCO DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS GENERALES EN RELACIÓN CON LOS EFECTOS DE LA FUTURA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

1.1. *El significado económico del sector eléctrico*

Decir que el sector energético desempeña un papel determinante en cualquier economía nacional constituye, sin duda, una obviedad, pero, sin embargo, muchas veces no se tiene plena conciencia de las importantes consecuencias que de esta afirmación debieran derivarse. Para empezar, este reconocimiento explica que el sector eléctrico haya sido considerado tradicionalmente como un ámbito especial, excluido de las reglas del mercado, e históricamente justifica un mayor intervencionismo estatal, lo que se ha traducido en la creación de empresas públicas y en la planificación vinculante de la actividad económica privada¹. Pero, en segundo lugar, también es muy posible que, y entrando en un orden de consideraciones más de presente, ésta sea la razón y causa última de la tardía «despublicación del sector». Y es que sólo en la década de los noventa, al socaire del movimiento general que cuestionaba la persistencia de la «economía estatalizada» en ciertos ámbitos de la actividad productiva, un sector de la doctrina propuso la liberalización del sector eléctrico como medio para alcanzar una concurrencia más efectiva, una mayor eficacia de las empresas, una reducción de costes, con los consiguientes benéficos efectos para el consumidor y, en general, para conseguir un mejor aprovechamiento de los recursos².

Siguiendo los dictados de la política comunitaria³, Portugal decidió acometer antes que otros Estados de la Unión la transformación del sector eléctrico. En realidad, la novedad portuguesa ha consistido esencialmente en meras «declaraciones de intenciones» recogidas en los preámbulos de los textos legales, puesto que las soluciones adoptadas en forma de normas de obligado cumplimiento se han revelado siempre muy modestas frente a

¹ Juan DE LA CRUZ FERRER, *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Ed. Marcial Pons, Madrid, 1999, pág. 52.

² Ídem, pág. 53.

³ Entre los documentos decisivos para la transformación del sector energético en el contexto europeo destacamos el Libro Verde sobre Política Energética, de 1995, que abrió el debate sobre los temas, y el Libro Blanco sobre Política Energética, aprobado en el mismo año de 1995, que fija como principales objetivos de esta política la «concurrencia, la seguridad de abastecimiento y la protección del medio ambiente».

lo proyectado y porque, en la práctica, la transformación se ha previsto que se vaya desarrollando de manera lenta y compleja. En este sentido, baste recordar que el texto legal que establece los principios generales relativos a la organización y funcionamiento del sistema eléctrico portugués de acuerdo con el modelo liberalizado —el Decreto-Ley núm. 29/2006, de 15 de febrero— sólo se ha terminado aprobando a principios del presente año 2006, quince años después de que se iniciara el primer impulso legislativo.

Entre las posibles razones del retraso, a juicio de quien estas líneas suscribe, conviene apuntar tres: primera, el escaso coraje del que en algunos momentos hicieron gala los responsables; segunda, el *impasse* en la elección del modelo que serviría de parámetro para la organización global del sector —importa recordar que, más allá de lo eléctrico, el sector de la energía incluye también el gas natural y el petróleo, y, al respecto, caben modelos que optan por la regulación conjunta y otros (como es el caso portugués) que prefieren una regulación separada de la electricidad—; y, en tercer lugar, el interés en salvaguardar la posición y el valor empresarial de Electricidade de Portugal (EDP) —la empresa pública monopolística de la energía— durante la fase de transición entre modelos.

Subrayemos que el cuerpo de normas recientemente aprobado recoge un régimen transitorio con soluciones cuyos efectos está previsto perduren más allá de las fechas de vigencia del régimen transitorio (caso, por ejemplo, del mantenimiento del equilibrio en contratos de adquisición de energía), lo que supone incorporar y, por tanto, dar cierta continuidad de futuro a un elemento del pasado en el marco de un sistema teóricamente incompatible en el terreno de los principios con las restricciones a la libertad de contratar. Esto obliga a entrever que es posible que algo no sea del todo coherente en el proyecto, y obliga a investigar, desde el conocimiento de la experiencia comparada, los factores que eventualmente pueden llegar a contribuir a semejante estado de cosas.

1.2. *La estructura del MIBEL*

El MIBEL es formalmente el resultado de un convenio internacional firmado entre Portugal y España, en enero de 2004⁴. Es propósito de ambos países —reza el acuerdo— constituir un mercado común de la electricidad, en el que todos los operadores cuenten con iguales derechos y obligaciones, según disposiciones legislativas que deberán ser desarrolladas por los Estados signatarios.

Las normas consagradas en el convenio respetan la distinción entre: a) *productores/generadores* —«personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como de construir, operar y mantener

⁴ En Portugal, el convenio que instituyó el MIBEL fue aprobado por la Resolución de la Asamblea de la República núm. 33-A/2004 y ratificado por el Decreto del Presidente de la República núm. 19-B/2004, ambos publicados en 20 de abril de 2004.

las centrales de producción»—, b) *operadores del mercado y operadores de los sistemas*: 1) *transportistas* —«sociedades mercantiles que tienen atribuida la función de transporte de energía eléctrica, así como el construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte»—, 2) *distribuidores* —«sociedades mercantiles que desempeñan la función de distribuir energía eléctrica, así como la de construir, mantener, operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales, u otros distribuidores, que adquieran la energía eléctrica mediante tarifa»— y 3) *comercializadores* —«personas jurídicas que accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores o a otros sujetos del sistema»—⁵.

En el ámbito de las actividades previstas para el MIBEL —conforme a lo estipulado en la Directiva 2003/54/CE y en el Decreto-Ley núm. 29/2006— se concede relieve a las diferentes modalidades de contratación de energía eléctrica, que pueden asumir las siguientes formas: 1) *mercado spot* (diario e intradiario), semejante al modelo español; 2) *mercado a plazo*, basado en la celebración de contratos a plazo, que en una primera etapa supone entrega física de energía y en un segundo momento una entrega financiera; 3) *contratos bilaterales*, con un plazo mínimo de un año.

En resumidas cuentas, cabe decir que el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (en adelante, MIBEL), en la medida en que aspira a ser un mercado regional de libre intercambio de energía eléctrica, instituido en una fase de transición hacia el mercado europeo, representa una excelente oportunidad para formular hipótesis que permitan avanzar en la investigación de los futuros efectos de la propuesta de una liberalización europea de la energía.

2. LA EVOLUCIÓN LEGISLATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN PORTUGAL Y EL NACIMIENTO DEL MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (MIBEL)

Antes de pasar a analizar de manera crítica la posible viabilidad del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL), para entender las opiniones que aquí se sostienen parece imprescindible trazar, aunque sea de manera sucinta, los grandes rasgos de la evolución legislativa del sector en Portugal⁶, desde el instante en que se inició el proceso de liberalización de la actividad de energía y la privatización de Electricidade de Portugal (EDP).

En el marco europeo, la Directiva 96/92, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, significó el paso decisivo para la liberalización del sector. Por vía de transposición, los Estados se vieron obliga-

⁵ Además de los *consumidores finales* —«personas físicas o jurídicas que compren la energía para su propio consumo»—.

⁶ Sobre la organización del sector eléctrico en Portugal, *vid.* VITAL MOREIRA, *Requiem pelo serviço público? - Mercado e Regulação no sector eléctrico*, apuntes policopiados, IV Coloquio Luso-Español de Derecho Administrativo, Coimbra, 7 de abril de 2000.

dos a modificar su forma de actuación, limitándose, en lo esencial, a asegurar la regularidad en el abastecimiento y la preservación del medio ambiente en un contexto de mercado que se pretendía fuera competitivo y eficiente.

En Portugal, la evolución de la puesta en marcha del referido modelo liberalizado ha resultado larga y procelosa. La Ley núm. 2002, de 1944 (Ley dirigida a procurar la electrificación del país), había instaurado el régimen vigente hasta 1975, a cuyo amparo existían un conjunto de concesiones privadas en materia de producción y transporte de electricidad, que eran tareas enmarcadas en el cuadro de las competencias del Estado, en tanto que la distribución quedaba en manos de los municipios. Por lo demás, la regulación reglamentaria del sector era una atribución que correspondía al departamento ministerial competente en razón de la materia.

Tras la Revolución de 1974, el Decreto-Ley núm. 205-G/75, de 16 de abril de 1975, dispuso la nacionalización de todas las empresas concesionarias, que acto seguido se reestructuraron en una única sociedad estatal a la que se le confirieron derechos de exclusividad sobre el sector. La empresa que resultó de esta nacionalización se llamó Electricidade de Portugal EDP - Empresa Pública, creada en 1976 por Decreto-Ley núm. 502/1976, de 30 de junio. En términos jurídicos quedó establecida una reserva legal de la industria para el sector público, es decir, un modelo de monopolio público entregado a una empresa verticalmente integrada.

Años después las cosas empezaron a cambiar; 1988 fue el momento en que el sector eléctrico quedó legalmente abierto a la iniciativa privada, mediante la publicación de la revisión de la Ley de delimitación de sectores (Decreto-Ley núm. 449/1988, de 10 de diciembre), que puso fin al régimen de exclusividad pública del servicio de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Paralelamente, en 1991, por Decreto-Ley núm. 7/1991, de 8 de enero, se operó la transformación de Electricidade de Portugal (EDP) en una sociedad mercantil en régimen de Derecho privado que, ello no obstante, mantenía la titularidad pública de su capital, y que pasaba a llamarse Electricidade de Portugal, S.A. (en adelante, EDP). Este modelo de reestructuración de EDP determinó su desintegración vertical, dando origen a empresas dirigidas exclusivamente a una de las actividades de producción, transporte o distribución. Así, se había iniciado el proceso que pondría término al monopolio público del sector eléctrico.

A pesar de que 1991 pueda ser considerado como la fecha en que se inicia el nuevo marco legislativo que impulsará la transformación del sector, sólo en 1995, con la aprobación de la nueva organización del sector eléctrico —el conjunto de medidas conocidas entre la doctrina portuguesa como «paquete legislativo de 1995»⁷, entre las que destaca especialmente el De-

⁷ El paquete legislativo de 1995 incluía los siguientes textos normativos: Decreto-Ley núm. 182/1995 (bases de la organización del Sistema Eléctrico Nacional); Decreto-Ley núm. 183/1995 (régimen jurídico del ejercicio de la actividad de producción de energía eléctrica); Decreto-Ley núm. 184/1995 (régimen jurídico del ejercicio de la actividad de distribución de energía eléctrica); Decreto-Ley núm. 185/1995 (régimen jurídico del ejercicio de la actividad de transporte de energía eléctrica); Decreto-Ley núm. 186/1995 (régimen jurídi-

creto-Ley núm. 182/1995, de 27 de julio—, se da el paso que permite construir el nuevo modelo. En esta norma se previó la coexistencia de dos subsistemas dentro del *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN), ambos diametralmente diferentes: 1) el *Sistema Eléctrico de Servicio Público* (SEP), donde se encontraría incluida la concesionaria de gestión de la red —la *Red Nacional de Transporte de Energía Eléctrica* (RNT)—; y 2) el *Sistema Eléctrico Independiente* (SEI), organizado según criterios de mercado, que incluía el *Sistema Eléctrico No Vinculado* (SENV), que correspondía a los titulares de autorizaciones no vinculadas para producir o distribuir energía en media y alta tensión, que deberían ejercer su actividad en régimen de mercado.

El régimen de generación de energías renovables, que en Portugal goza del estatuto de pequeña empresa, sufrió también algunos cambios a raíz de las nuevas normas de 1995, que configuraron el sistema que, con ligeras modificaciones, todavía hoy continúa vigente en este dominio⁸.

En 1997, tras la aprobación de la Directiva europea núm. 96/92, se introdujeron cambios en el paquete legislativo de 1995⁹, que coincidieron con el inicio de la privatización de EDP¹⁰. El capital público dejó de ser titular de la empresa, que pasó a estar integrada mayoritariamente por sujetos de Derecho privado y, por consiguiente, a ser parte del sector económico en manos de la sociedad.

La regulación del sector, inicialmente tarea reservada a la *Entidade Reguladora do Sector Eléctrico*¹¹, se transfirió, en 2001, a la *Entidade Reguladora do Sector Energético* (ERSE)¹², lo que supuso la integración «administrativa» del sector eléctrico en un ámbito más amplio, modificando así la tradicional visión fragmentaria portuguesa.

Desde 1995 hasta la aprobación del nuevo régimen jurídico del sector eléctrico portugués por el Decreto-Ley núm. 29/2006, las modificaciones legislativas han sido fundamentalmente de tipo puntual, destinadas a resolver

co del ejercicio de la cogeneración - producción y consumo combinados de energía eléctrica y energía térmica); Decreto-Ley núm. 187/1995 (creación de la Entidad Reguladora del Sector Eléctrico), y el Decreto-Ley núm. 188/1995 (constitución, organización y funcionamiento de la Entidad de Planeamiento del Sistema Electro productor), todos de 27 de julio.

⁸ La generación de energía renovable está regulada por el Decreto-Leyes núm. 189/1988, de 27-5, con las actualizaciones introducidas por los Decretos-Ley núm. 313/1995, de 24-11; núm. 168/1999, de 18-5; núm. 312/2001, de 10-12; núm. 339-C/2001, de 29-12, y núm. 33-A/2005, de 16-2. Sobre el tema de la generación de energías renovables en Portugal, *vid.* Suzana TAVARES DA SILVA, «Fontes de energia renovável: quadro normativo da produção de electricidade», *Rev. CEDOUA*, 1.02, págs. 79-96.

⁹ Me refiero al Decreto-Ley núm. 56/1997, de 14 de marzo.

¹⁰ La privatización de EDP se inició con el Decreto-Ley núm. 7/1991, de 8 de enero, que transformó la empresa pública en una sociedad anónima de capitales exclusivamente públicos. A continuación, se siguieron los pasos previstos en la *Lei-quadro das reprivatizações* (Ley núm. 11/1990, de 5 de abril). Se han sucedido cuatro fases en la privatización del capital de la empresa, y sólo en la última el Estado dejó de tener la mayoría del capital.

¹¹ La *Entidade Reguladora do Sector Eléctrico* fue creada en 1995.

¹² La *Entidade Reguladora do Sector Energético* (autoridad de regulación de los sectores del gas natural y la electricidad), resultado de la transformación de la *Entidade Reguladora do Sector Eléctrico*, aprobada por el Decreto-Ley núm. 97/2002, de 12 de abril, modificado por el Decreto-Ley núm. 200/2002, de 25 de septiembre.

problemas concretos, sin que el legislador se haya preocupado en demasía por garantizar la coherencia del sistema vigente.

De las modificaciones introducidas entre 1995 y 2006 destacamos, en materia de generación, la adquisición por los titulares de autorizaciones vinculadas de los terrenos donde estaban asentadas las unidades de generación¹³ y la fijación de los costos de transición a la competencia (que en Portugal se denominan costos para la manutención del equilibrio contractual - CMEC), consecuencia directa de la extinción de los contratos vinculados de compra de energía eléctrica (CAE)¹⁴.

La distribución eléctrica en baja tensión se estructura desde 1982 mediante concesiones municipales cuyo régimen jurídico viene definido por el Decreto-Ley núm. 344-B/82, de 1 de septiembre. La extensión a todos los consumidores del título de cliente elegible obligó a dictar las medidas aprobadas en calidad de normas transitorias de la nueva legislación del sector eléctrico (dictada en 2006) que disponen la pervivencia de las concesiones hasta que terminen sus plazos preexistentes¹⁵, siendo preciso tan sólo adaptarlas a las nuevas directrices legales imperantes, y en especial eliminar el uso exclusivo de la red por el distribuidor¹⁶, conservando los distribuidores la categoría de suministrador de último recurso.

Las modificaciones más relevantes vinieron asociadas al régimen transitorio establecido en el propósito de ir acercando paulatina y progresiva-

¹³ Me refiero, en primer lugar, a la modificación del Decreto-Ley núm. 183/1995, de 27 de junio, por el Decreto-Ley núm. 198/2000, de 24 de agosto, que establecía la posibilidad del titular de autorización vinculada de generación de adquirir la propiedad (o el derecho a su utilización en el caso de los bienes del dominio público o privado de la Administración Pública) de los terrenos donde estaban implantadas sus centrales de generación, desde que, y en simultáneo, requiriera la autorización de generación no vinculada para el mismo lugar, lo que sería posible en el caso de que no existiera una situación de falta de acuerdo en la prorrogação del plazo y la RNT no quisiera ejercer su derecho de preferencia sobre el lugar (actualmente, para ejercer la preferencia tiene que justificar la necesidad de utilización de la capacidad de generación ahí implantada como elemento esencial para dar cumplimiento al plan de seguridad y desarrollo).

Más tarde, en la senda de la «nueva organización del sector» definida por el Decreto-Ley núm. 185/2003, de 20 de agosto, en el ámbito del desarrollo del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL), surge la aprobación, por el Decreto-Ley núm. 198/2003, de nuevas condiciones para la adquisición de la propiedad de los terrenos, cuyos métodos, criterios y valores han sido definidos en la Portaria núm. 96/2004, de 23 de enero.

¹⁴ La extinción de los contratos vinculados, determinada por el artículo 13.º del Decreto-Ley núm. 185/2003, tenía como fundamento las normas transitorias para la puesta en marcha del MIBEL. La extinción de los contratos obligaba a la aplicación de medidas indemnizatorias —los costes de transición a la competencia—, que en este caso se denominaron CMEC, y su régimen jurídico ha sido establecido por el Decreto-Ley núm. 240/2004, de 27 de diciembre, tras la pertinente autorización legislativa de la Asamblea (Ley núm. 52/2004, de 29 octubre).

¹⁵ Las concesiones de distribución de energía eléctrica en BT se han celebrado, en un primer momento, según la Portaria núm. 148/1984, de 15 de marzo, y muchas se han renovado según el modelo tipo aprobado por la Portaria núm. 454/2001, de 5 de mayo.

¹⁶ La liberalización del suministro/comercialización de la energía eléctrica se ha ido implementando poco a poco. En primer lugar, el Decreto-Ley núm. 36/2004, de 26 de febrero, atribuyó el título de «cliente elegible» a todos los consumidores de energía eléctrica, excepto a los consumidores en BT normal —art. 2.º—. Por último, el Decreto-Ley núm. 192/2004, de 17 de agosto, extendió ese título a todos los consumidores.

mente el modelo portugués al modelo español, y que tenían como meta la puesta en marcha del MIBEL. Se trata del Decreto-Ley núm. 184/2003, de 20 de agosto, que establecía las condiciones de actuación, en régimen de mercado, de las actividades de comercialización y de importación y exportación de energía eléctrica, y del Decreto-Ley núm. 185/2003, de la misma fecha, que aprobó un conjunto de normas transitorias para permitir el establecimiento de un mercado libre y en régimen de competencia para el sector, encaminadas también al propósito de instaurar el MIBEL.

De las normas recogidas en estos dos textos legales, pocas o ninguna de sus disposiciones habían llegado a producir efectos, ya que hasta la fecha tan sólo se ha aplicado una disposición transitoria (art. 14.º del Decreto-Ley núm. 185/2003). Así, a pesar de la «nueva regulación» que se encuentra formalmente en vigor, durante todo este tiempo no ha sido perceptible ninguna modificación en la organización o actividad de la electricidad.

El nuevo régimen jurídico que acaba de aprobar el Decreto-Ley núm. 29/2006 intenta ahora establecer en Portugal, de un modo coherente y sistemático, un sistema eléctrico nacional compuesto, en el que las actividades de generación y comercialización serán ejercidas en libre competencia en régimen de autorización administrativa, en tanto que las actividades de transporte y distribución seguirán el modelo de concesión de servicio público.

En la nueva disposición legal no se contienen concreciones sobre el «modelo de mercado organizado» a adoptar (mercado *spot* —diario, intradiario— o mercado financiero o a plazo¹⁷), limitándose a estipular que la comercialización puede realizarse a través de «contratos bilaterales o la participación en otros mercados» y que la gestión de los mercados será libre, dependiendo tan sólo de la autorización que establezca la legislación complementaria (arts. 42.º/2, 44.º/1 y 50.º).

El modelo instaurado introduce, pues, en el ordenamiento jurídico portugués las orientaciones de la Directiva 2003/54/CE¹⁸. Entre las indicaciones de la nueva Directiva europea cabe destacar: 1) el perfeccionamiento de la competencia y la liberalización del mercado basada, entre otros elementos, en la creación de estructuras independientes de gestión entre los operadores de las redes de distribución, los operadores de la red de trans-

¹⁷ El *mercado spot* supone que se realice un encuentro diario entre oferta y demanda de electricidad en un régimen de *pool* en el cual los precios de la electricidad también se fijan diariamente. Puede ser un *mercado diario* cuando las subastas se realizan para cada uno de los 24 períodos de una hora en que se divide el día según un programa de flujos de energía para el día siguiente; o puede ser un *mercado intradiario* que tiene por objeto realizar los ajustes en oferta y demanda que sean necesarios, cuando existan diferencias entre éstas que no queden cubiertas por el Programa Diario Viable Definitivo (este programa queda definido tras las operaciones realizadas en el ámbito del mercado diario y del mercado de servicios complementarios). El *mercado financiero* o *mercado a plazo* supone la previa celebración de contrato de energía, que analizaremos más adelante. Sobre la evolución de estos sistemas en Europa, por todos, Juan de LA CRUZ FERRER, *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, ob. cit., 1999.

¹⁸ La Directiva 2003/54/CE, del Parlamento y del Consejo, de 26 de junio de 2003 (publicada en el JO L176/37, de 15 de julio de 2003), revocó la Directiva 96/92/CE.

porte y las empresas de generación y suministro (§ 2.º/8); 2) la extensión a todos los clientes de electricidad de la posibilidad de escoger su suministrador (20); 3) la posibilidad de nombrar un suministrador de último recurso (27); 4) la necesidad de separar (en el ámbito de la organización y la decisión) al operador de la red de distribución de las restantes actividades, en los casos en los que aquél forme parte de una empresa verticalmente integrada (art. 15.º/2).

La efectiva competencia en el sector, propósito en última instancia perseguido por la liberalización, dependerá, sin embargo, entre otros factores, de la efectiva cancelación de los contratos vinculados, pactados entre el Estado y la EDP, así como de la creación de un entorno adecuado que permita que las inversiones en el sector, especialmente en el ámbito de la generación de electricidad, devengan en actividad económicamente rentable¹⁹.

3. LAS SEMEJANZAS CON EL MODELO ESPAÑOL

El modelo de organización del sector adoptado en Portugal con motivo de la prevista puesta en marcha del MIBEL se acerca al modelo instituido en España por la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE), que también es, en buena medida, una consecuencia obligada de las directrices europeas.

La LSE impone el principio de libertad de establecimiento y servicio en la actividad de generación de energía eléctrica, pero la creación de nuevas centrales continúa aún muy limitada por la necesidad de obtener las autorizaciones necesarias y de cumplir las indicaciones básicas de la autoridad reguladora y responsable de la planificación del sector. Ahora bien, los obstáculos a la creación de nuevas centrales de generación eléctrica tienen que ver con consideraciones técnicas y no tanto con razones económicas. Y, en este sentido, se prevé que la autorización para la creación de una nueva central no precisa acreditar previamente la existencia de potenciales demandantes interesados en la energía que se pretende producir.

Es de este modo como se organiza la emergencia de la eventual competencia entre generadores²⁰, algo que resulta fundamental para la existencia del mercado, toda vez que es en la fase de la generación donde se sitúan los costes más elevados para el suministro de la energía eléctrica. El sistema se fundamenta, además, en un mercado de compra y venta de energía eléctrica (mercado diario, mercado de servicios complementarios y mercado intra-diario), en el que los contratos de compraventa de electricidad asumen un

¹⁹ Los equipos de generación de energía eléctrica, independientemente de los recursos que utilicen, precisan importantes inversiones en costes fijos, cuyo aporte sólo será posible tras largos años de funcionamiento. Así, difícilmente pueden incorporarse inversiones, o la obtención de créditos para su realización, sin que estén asegurados algunos requisitos mínimos que garanticen la recuperación de los capitales invertidos, en especial disposiciones contractuales sobre la cuantía y precio de venta de la energía generada. En este sentido, Steve THOMAS, «Electricity liberalisation: The beginning of the end», September, 2004, www.psiriu.org.

²⁰ En España se creó el Registro Administrativo de Unidades de Generación Eléctrica.

papel relevante, en especial por reducir una parte de los riesgos económicos de la liberalización del mercado²¹.

El modelo español se estructura, desde 1997, según las directrices europeas en materia de competencia en el sector eléctrico. La incorporación de las disposiciones del Derecho europeo sobre competencia en el sector de la energía se está haciendo a ritmos muy diferentes en cada uno de los distintos países de la Unión. La idea es respetar las diferencias existentes entre ellos, como el legislador europeo ha recomendado en una y otra ocasión. En este sentido, España se incorpora, a la par de Alemania y Reino Unido²², en el grupo de países más avanzados en lo que se refiere a la creación de un mercado de energía, en lo que al terreno de lo jurídico respecta, toda vez que algunos autores consideran críticamente las posibilidades reales de aplicación del modelo jurídico y juzgan con escepticismo los resultados prácticos que de su implementación van a derivarse²³.

En esta línea de consideraciones, los críticos vienen insistiendo en los riesgos subyacentes en la pretensión de tratar la electricidad como un producto económico más, sin tomar suficientemente en cuenta las específicas

²¹ Sobre el sector eléctrico en España, *vid.*, por todos, ARIÑO ORTIZ y LÓPEZ DE CASTRO, *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia*, Editorial Montecorvo, Madrid, 1998; Juan DE LA CRUZ FERRER, *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999; ARIÑO ORTIZ, *Principios de derecho público económico*, Comares, Granada, 2004, págs. 717 y ss.; AA.VV., *Derecho de la energía*, La Ley, Madrid, 2006, y MUÑOZ MACHADO, *Tratado de Derecho Administrativo y de Derecho Público General*, tomo I, Thomson, Civitas, 2004, pág. 1288-1292.

²² El modelo alemán, que se basaba igualmente en un monopolio sustentado por una empresa verticalmente integrada, se ha convertido, por vía de la aplicación del Derecho europeo, en un sistema organizado como mercado, que presenta, todavía, un déficit de competencia. Sobre este tema, *vid.*, por todos, Jens-Peter SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1999, págs. 441 y ss., y sobre la organización actual del sector eléctrico alemán, *vid.*, por todos, SCHNEIDER/THEOBALD, *Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft*, Beck, München, 2003. El modelo eléctrico en el Reino Unido se articula actualmente en la *Electricity Act* de 2003. El proceso de liberalización se inició con la publicación de la *Electricity Act* de 1989, que impuso, por primera vez, la separación de actividades. Inglaterra evolucionó, igualmente, de un sistema de empresa pública integrada verticalmente (*Central Electricity Generating Board*) a un sistema de iniciativa privada en clima de competencia, basado en mecanismos de contratación multilateral (el *pool*) sin establecer instrumentos de transición gradual. Este cambio de modelo, incluido en la política de privatización de los grandes monopolios públicos del segundo gobierno Thatcher, surge a resultas de la privatización de British Telecom y British Gas. La implementación del nuevo modelo del *pool* ha sido posteriormente completada con la autorización para celebrar contratos bilaterales. Sobre el modelo británico, *vid.* Juan DE LA CRUZ FERRER, *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999, págs. 186-196; Jens-Peter SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1999, págs. 143 y ss., y Aileen MCHARG, «Reshaping the Electricity Generation Market in England and Wales», *Utilities Law Review*, 10, 1999, págs. 34-44.

²³ Sobre las críticas a la experiencia española, *vid.*, por todos, Jorge FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad - Liberalización o regulación?*, Marcial Pons, Madrid, 2004. Se añade, por último, la publicación de ARIÑO Y ASOCIADOS, *Energía en España y desafío europeo*, Comares, Granada, 2006. En esta obra, el autor, a propósito del análisis que hace del proceso de concentración iniciado en España por Gas Natural, señala muchas de las dificultades que se están planteando actualmente en la construcción y desarrollo de un mercado europeo de la energía.

características que lo definen (conjugación de elementos muy diversos como trabajo en tiempo real, equilibrio entre oferta y demanda, etc., y de una diversidad de componentes para la generación —carbón, fuel, gas, uranio— y de energías renovables —viento, agua, luz del sol—), lo que puede llevar a erigir artificialmente un mercado que difícilmente podrá subsistir en un contexto liberalizado. Así, y de manera paradójica para quienes entienden el mercado como una realidad «natural», la intervención del Estado se impone como una necesidad para garantizar: la seguridad del suministro —sin «tutela pública» sería probable la desinversión en las unidades de generación menos provechosas y en las infraestructuras, aumentando el riesgo de *blackout*²⁴—, las obligaciones de servicio público (seguridad y regularidad del suministro, universalidad del suministro), la transparencia de los precios, e incluso, y se trata de una contradicción evidente, la «salud económica de las empresas» —en este último caso, los costes de transición a la competencia son un ejemplo claro de la necesidad de intervención del Estado a fin de garantizar la supervivencia económica de las empresas²⁵—.

4. LA ECONOMÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Para entender correctamente las eventuales bondades y defectos de los diferentes modelos del mercado de energía, resulta imprescindible entender las ecuaciones económicas que traducen el funcionamiento de este mercado²⁶. Es esto lo que nos proponemos estudiar a continuación.

El mercado eléctrico, a semejanza de cualquier otro mercado, se fundamenta en una relación de intercambio de bienes, soportada en una mutua interacción oferta-demanda, siendo el bien objeto de intercambio en este específico caso la energía eléctrica.

La demanda de energía eléctrica tiene grandes oscilaciones, y no sólo entre épocas de mayor y menor consumo, sino también durante los diferentes momentos o franjas temporales de un mismo día. Así, se distingue entre *horas de vacío* —también llamadas *horas valle*, en que el consumo es más bajo— y *horas de lleno* —conocidas como *horas pico*, en que el consumo es elevado—.

La oferta se basa en una condición fundamental: que se trata de un bien que, por razones técnicas, sólo es posible almacenar en cantidades insignificantes²⁷ y por eso tiene que adaptarse a las exigencias de la demanda. Esto

²⁴ En este sentido, Steve THOMAS, «Electricity liberalisation: The beginning of the end», September, 2004, www.psiu.org, y Jorge FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004.

²⁵ Cf. Jorge FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004, págs. 395 y ss.

²⁶ Para una visión completa y detallada de los problemas, *vid.*, por todos, Salvatore LANZA/Francesco SILVA, *I servizi pubblici in Italia: il settore elettrico*, Il Mulino, Bologna, 2006.

²⁷ El almacenamiento de la energía eléctrica producida se hace en baterías y en cantidades casi insignificantes, cuya finalidad es apenas la de garantizar el funcionamiento del sistema, o sea, de garantizar la energía necesaria para que los generadores puedan dar respuesta a las fluctuaciones de la demanda (reserva rodante) o a aumentos permanentes de la demanda y a las del generador (reserva fría). Sobre estos conceptos, *vid.*, por todos, Jorge FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004, págs. 151-153.

significa que la *capacidad de generación instalada* tiene que ser adecuada, es decir, al menos, ser suficiente para satisfacer las necesidades de la demanda en sus puntos máximos. Las variaciones de la demanda determinan igualmente que durante importantes períodos de tiempo una parte de la capacidad de generación instalada quede inactiva. Si estos períodos de tiempo son muy largos, el sistema resultará menos eficiente.

4.1. *El principio de la eficiencia*

El principio de la eficiencia resulta de las teorías sobre el «análisis económico del derecho» (el así llamado *Ökonomischen Analyse des Rechts*) y consiste, esencialmente, en aportar una orientación de resultado a la construcción de las soluciones jurídicas, exigiendo que se adapten a los modelos de comportamiento manejados por las ciencias sociales²⁸.

Se trata, en suma, de un criterio de decisión que, por estar infundido por objetivos de optimización de resultados, pretende contribuir a la búsqueda de soluciones jurídicas capaces de integrar un compromiso entre la libertad individual que debe procurar el derecho y la búsqueda del bien común entendida como tarea irrenunciable de un Estado de carácter paternalista²⁹.

Aplicado al sector energético, el principio de la eficiencia se traduce en la necesidad de solucionar, de acuerdo con los parámetros y objetivos enunciados, algunos problemas concretos, de los que cabe destacar al menos tres: 1) la determinación del precio de la electricidad suministrada; 2) un desarrollo sostenible económico y ambiental de las fuentes de producción; 3) la gestión de la red. Nos detendremos a aclarar, brevemente, los fundamentos de cada uno de estos supuestos.

4.1.1. *La determinación del precio.*

La respuesta a la primera cuestión —determinación del precio de la electricidad suministrada— obedece a la conjugación de diversos factores: costes fijos y costes variables, riesgo público y riesgo privado, y costes administrativos y costes de generación.

Hemos visto que la energía eléctrica es un bien no susceptible de ser almacenado en cantidades suficientes, lo que significa que la generación de electricidad tiene que adecuarse en cada período de tiempo a la respectiva demanda. Hemos visto también que la capacidad de generación instalada debe ser suficiente para hacer frente a la demanda máxima. Ello significa que los costes fijos (instalación y sostenimiento de centrales productoras)

²⁸ Sobre el sentido y alcance del principio de la eficiencia, *vid.*, por todos, Horst EIDENMÜLLER, *Effizienz als Rechtsprinzip*, 3.ª ed., Mor Siebeck, Tübingen, 2005.

²⁹ Sobre la emergencia actual de un «Estado paternalista», *vid.* «The state is looking after you - soft paternalism» y «The avuncular state», en *The Economist*, April 8th, 2006, pág. 15.

son los mismos tanto en momentos de demanda alta como en períodos de baja demanda. Por el contrario, los costes variables (bienes consumibles utilizados en la producción de energía eléctrica, por ejemplo el fuel o el gas natural), como su propio nombre indica, fluctúan según la menor o mayor producción de electricidad.

Además, el precio de venta de la electricidad debe ser también suficiente para cubrir los riesgos privados emergentes del esfuerzo privado de inversión en la construcción de las centrales de producción, y el riesgo público que se traduce en la necesidad de garantizar un suministro universal del bien.

Así se explica que uno de los problemas capitales en la regulación del sector eléctrico sea, justamente, la regulación del precio. El objetivo es encontrar un valor que conjure los riesgos privados y públicos, asegure la afluencia de inversiones de capital y garantice la continuidad de las obligaciones de servicio público, particularmente la universalidad en el acceso al bien. Se trata, en definitiva, de un valor establecido por la conjunción de las reglas de Derecho privado dictadas por el mercado y las obligaciones de Derecho público³⁰. El carácter esencial del bien impide que la transformación del modelo monopolista público —en el cual el precio era fijado administrativamente, asemejándose verdaderamente a una tarifa— en el modelo liberalizado, privatizado y competencial, lleve implícita la fijación del precio de la electricidad según las oscilaciones correspondientes a las mutaciones de la demanda (sistema de precio real) o atendiendo exclusivamente a las reglas del funcionamiento del mercado (*precio spot*).

Entre las diversas fórmulas posibles de conciliación cabe destacar el sistema de *price cap*, consistente en la fijación de un límite superior del precio por referencia a una unidad fija (ej., euro/KW), tomando como base la remuneración de la capacidad instalada. El sistema de *price cap* intenta configurarse como un modelo situado entre dos extremos: la tarifa propia de un sistema estatalizado y el *precio spot* de la electricidad característico del modelo de mercado. Se trata de un mecanismo público de interferencia en el mercado.

Otro de los mecanismos propuestos para disminuir los riesgos de la liberalización, en este caso los provenientes de su condición de actividad privada, reside en la celebración de *contratos a plazo* entre productores y comercializadores o clientes finales. Los contratos de compra y venta de energía eléctrica no son en sentido estricto auténticos contratos de transmisión de bienes, sino más bien una forma de asegurar el valor económico de las transacciones. Se trata, casi siempre, de un instrumento financiero que ambiciona proteger el riesgo del precio de la electricidad en el mercado³¹.

Los autores identifican dos subespecies de estos contratos: los contratos diferenciales o «a dos vías» y los contratos a diferencia o «a una vía».

³⁰ Sobre este punto, *vid.*, por todos, Gabriele BRABAND, *Strompreise zwischen Privatautonomie und staatlicher Kontrolle*, Beck, München, 2003.

³¹ Cf. Salvatore LANZA/Francesco SILVA, *I servizi pubblici in Italia...*, *ob. cit.*, 2006, pág. 62, y HACK, *Energie - contracting*, Beck, München, 2003.

En el primer tipo, productor y adquirente fijan un valor para la venta de electricidad en un determinado período, el precio de venta de la electricidad a plazo (*precio strike*) con referencia a lo que esperan que sea el precio de mercado (*precio spot*). En caso de que en el plazo fijado el precio de venta estipulado por el contrato se revele superior al precio de mercado, el adquirente paga esa cuantía al productor. Si el precio de mercado se revela superior al precio fijado en el contrato, es el productor quien pagará al adquirente.

En los contratos «a una vía», una parte del riesgo es cedida por un sujeto a otro mediante la retribución de un premio. El contrato será del tipo *call* cuando el adquirente tenga el derecho al diferencial positivo entre el *precio spot* y el *precio strike*, no reconociéndose al productor derecho a la recuperación del valor en los casos en que aquél resulte negativo. Será del tipo *put* cuando el productor tenga derecho a recibir el valor positivo entre el *precio strike* y el *precio spot*.

La solución privada consistente en la celebración de contratos a plazo tiene la ventaja de resultar más flexible que la solución pública resultante de la regulación. Por otro lado, en el *price cap* el precio fijado se aplica de forma igual a todos los productores, pudiendo en algunos casos terminar siendo superior al coste marginal de producción³² y en otros inferior; en el contrato a plazo, la fijación del precio (*precio strike*) es formulada por las partes (productores y comercializadores o clientes finales), que lo pueden adaptar mejor a su situación individual, especialmente a sus costes marginales de producción. Los modelos adoptados prefieren, casi siempre, agrupar las dos soluciones.

4.1.2. *El desarrollo sostenible económico y ambiental de las fuentes de producción.*

La segunda gran cuestión que debemos tener en consideración en el momento de optar críticamente por un modelo de organización para el sector eléctrico hace referencia al desarrollo sostenible de las fuentes de producción. En el plano económico esta cuestión nos sitúa ante el tema de la planificación y la libre competencia, y en el terreno ambiental nos remite a la cuestión del papel de las energías renovables.

El primer problema —el económico— nos hace reafirmar, una vez más, que la electricidad no es un bien susceptible de almacenar y que la capacidad de generación instalada debe ser suficiente para asegurar el suministro en horas punta de demanda. La electricidad es, pues, un bien uniforme, pero las fuentes de producción son sustituibles entre sí.

La economía del sector eléctrico se basa en un sistema de *mix de fuentes de generación* capaces de garantizar la reducción al mínimo de los costes to-

³² El *coste marginal de producción* es el coste que el conjunto de las unidades de producción soporta para producir una unidad adicional de potencia. Este valor es utilizado para optimizar el *mix* de producción.

tales de la producción; por ejemplo, la mezcla ideal entre *costes fijos* (costes de institución de las centrales, también llamados *strained costs*)³³ y *costes variables* (costes de materia prima utilizada en la producción de electricidad). *El mix de fuentes de generación* constituye no sólo un instrumento económico, sino también un instrumento de seguridad del sector eléctrico. La diversidad de las fuentes de generación constituye un elemento fundamental de seguridad y garantía del aprovisionamiento eléctrico. Así se justifica que muchos sistemas liberalizados decidan su regulación por medio de sistemas de planificación de las fuentes de generación, cuya ejecución resulta garantizada por la exigencia de control administrativo previo (autorización) en la instalación de nuevas unidades de producción³⁴.

Según el criterio de los costes, las unidades de producción pueden ser agrupadas en tres clases: 1) *unidades de base*, caracterizadas por costes fijos elevados y costes variables bajos, en que se incluyen las centrales nucleares, las centrales termoeléctricas tradicionales a carbón y las centrales termoeléctricas; 2) *unidades de modulación*, caracterizadas por costes fijos y variables medios, que incluyen las centrales a fuel; 3) *unidades de pico*, caracterizadas por bajos costes fijos y elevados costes variables, donde se incluyen las centrales de turbogás³⁵.

Así, el coste medio de generación es el resultado de la suma de los costes de producción de las diferentes unidades según un plan racional, en el que las unidades de base aseguran la producción en todas las horas, las unidades de modulación en aquellas horas en que el consumo aumenta en términos medios, y las unidades de pico en las horas de mayor consumo.

El principio de la eficiencia obliga a la gestión económica del sistema de

³³ El reconocimiento de la importancia de estos costes y del peso que la respectiva amortización representa sobre las empresas ha justificado el reconocimiento a favor de los operadores históricos —las empresas que han resultado de la transformación y desmembramiento de las empresas monopolistas verticalmente integradas—, después de la respectiva privatización, del derecho a una compensación. Esta compensación, denominada *costes de transición a la competencia* (CTC) —entre nosotros, costes para la manutención del equilibrio contractual, definidos en los términos del Decreto-Ley núm. 240/2004, de 27 de diciembre—, fue adoptada en casi todos los países de la UE en que se observó la transición de una empresa monopolista verticalmente integrada hacia una solución de mercado o casi-mercado. Las dudas en cuanto a la respectiva compatibilidad con los principios y los dictámenes de Derecho de la competencia fueron aclaradas por la Comisión Europea, que las consideró conforme a los parámetros y exigencias comunitarios, por constituir no un subsidio, sino más bien una compensación por los elevados costes fijos aún no liquidados. Recuérdese que en todos los ordenamientos jurídicos estos costes resultan reflejados en la tarifa y, en última instancia, soportados por el consumidor final. Los CTC han sido considerados por los autores como un factor de desequilibrio y de retraso en la implementación de un mercado en el sector. Ellos son responsables del no descenso de las tarifas y de la venta que generan a favor de las empresas que consiguen verlos reconocidos en su favor. Sobre estas cuestiones, *vid.* GÓMEZ-FERRER RINCÓN, *La transición a la competencia: sus costes y sus posibles compensaciones*, Marcial Pons, Madrid, 2003, y Jens-Peter SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1999.

³⁴ En el caso inglés la garantía del *mix* se extiende a la relación entre electricidad y gas natural. Sobre esta cuestión, *vid.*, por todos, Jens-Peter SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft...*, 1999, págs. 168-170 y 224.

³⁵ Cf. Salvatore LANZA/Francesco SILVA, *I servizi pubblici in Italia...*, *ob. cit.*, 2006, pág. 35.

producción, como también a tomar en consideración la localización de cada uno de los centros productores en relación a la red de transporte de manera que sea posible minimizar las pérdidas y garantizar la respectiva capacidad de transporte.

Sobre este tema cabe preguntarse si el Estado debe (por medio de los servicios de la Administración o mediante entidades reguladoras) garantizar la racionalidad y el desarrollo sostenible del *mix de producción* mediante planificación o si, por el contrario, el mercado, como sistema de libre competencia, terminará por conducir a esta solución. No tenemos duda que las propias empresas que operan en el sector de la producción de energía eléctrica buscarán diversificar su oferta y estructurarse según los criterios económicos de la eficiencia. Sin embargo, pensamos que el Estado no puede ser despojado del poder de definir cuestiones estructurales, como es el caso de la planificación de la red y de la localización de las unidades de producción, de la composición de la capacidad mínima (unidades esenciales) de producción instalada garantizadora de la seguridad del sistema, o de la mejor articulación posible entre la garantía de los recursos naturales y la optimización de la producción, o como también de la política de incentivos a la promoción de las energías renovables³⁶.

La eficiencia debe ser entendida no en el sentido estricto de la optimización económica de los recursos, sino en un sentido amplio como optimización global de los recursos³⁷. Ello significa que al desarrollo sostenible debe sumarse el tema de la protección del medio ambiente, precisamente para promover las energías renovables en el ámbito de la actividad de producción.

La propia liberalización del sector, al originar la creación de un mercado único para la energía, tiene también en consideración, según algunos especialistas del sector, la necesidad de articular entre todos los Estados los niveles de emisiones contaminantes, de manera que se dé cumplimiento a los acuerdos del Protocolo de Kyoto³⁸.

Las unidades de producción que utilizan energías renovables presentan costes fijos muy elevados y costes variables muy bajos o casi nulos (por ejemplo, la construcción de un parque eólico envuelve costes fijos —iniciales— elevados asociados al precio de los aerogeneradores, con costos variables casi nulos). A los costes fijos elevados se suma la baja rentabilidad de estas instalaciones cuando resultan comparadas con otros tipos de centrales, hechos que justifican la necesidad de aplicarles un régimen jurídico especial.

La promoción de aquellas unidades de producción que utilizan energías renovables incluye igualmente la necesidad de protección ambiental. Así, se

³⁶ Sobre estos incentivos, *vid.* Martin ALTROCK, *Subventionierende Preisregelungen*, Beck, München, 2002.

³⁷ La protección ambiental en la producción de energía eléctrica se garantiza también por los Estados a través de la política fiscal. Sobre el principio de la compensación y la utilización del Derecho fiscal como un instrumento de promoción del ambiente, *vid.* Andreas VOSSKUHL, *Das Kompensationsprinzip*, Mohr Siebeck, Tübingen, 1999.

³⁸ Cf. Magdalena MUIR, «European Energy Liberalisation and Emissions Trading», *Utilities Law Review*, vol. 12, 2001, págs. 15-28.

justifica la adopción por los Estados, en gran medida debido a las imposiciones comunitarias, de disposiciones administrativas y económico-financieras de promoción de estas unidades de producción. Entre ellas: 1) la fijación de normas garantizadoras de la recuperación de las inversiones (como sucede con el Decreto-Ley núm. 33-A/2005, de 16 de febrero, que garantiza plazos mínimos de exploración); 2) ventajas en la comercialización de la energía producida (por ejemplo, la garantía de adquisición por el comercializador de último recurso en los términos del artículo 20.º del Decreto-Ley núm. 29/2006); 3) la consagración de procedimientos célebres y simplificados en materias de autorización de las unidades de producción (por ejemplo, Portaria núm. 295/2002, de 19 de marzo, sobre autorizaciones para pequeñas centrales hidroeléctricas³⁹).

En suma, la producción de energía eléctrica presenta características muy especiales, lo que, unido al carácter estratégico del sector, nos lleva a cuestionar la utilidad y beneficios que hipotéticamente pudieran derivarse del hecho de introducir un principio de competencia como el que se propone. En realidad, se trata de un ámbito de la economía que, por su papel central en la estructura productiva de los Estados, exige al mismo tiempo del poder público que promueva una acción de fomento de la iniciativa privada, y que intervenga de manera directa en él⁴⁰.

4.1.3. *La gestión de la red.*

Por último, nos queda aún por explicar el papel estructural de la red en el sector eléctrico. Con la nueva organización del sector y la distinción entre las diferentes actividades de un proceso, consecuencia de la prohibición de los monopolios en manos de empresas verticalmente integradas, se llegó a individualizar la infraestructura de red, llegándose a crear una nueva categoría jurídica⁴¹.

³⁹ La *Portaria* es un tipo de acto normativo que visa reglamentar de la Ley.

⁴⁰ En este sentido, Luigi DE PAOLI, «Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico», *Mercato, concorrenza e regole*, IV, núm. 1, 2004, pág. 103.

⁴¹ Los autores distinguen diferentes categorías en el ámbito de las infraestructuras de red. Unos ponen de relieve la red como soporte de un servicio y la designan como *essential facility*. Las *essential facilities* son las infraestructuras de red que sirven de soporte (*facilities*) a un servicio esencial (*essential*). Su individualización como objeto de estudio adviene del Derecho de la competencia y de la necesidad de impedir que las empresas que las detenen generen entre sí un cartel o *trust*. Las infraestructuras de red operan como «cuello de botella», constituyen un límite físico a la libre actividad de los diversos operadores en el sistema y, en esa medida, al propio mercado. Sobre la teoría de las *essential facilities* (EFD), vid. Joachim HAAS, «*Essential Facilities Doctrine*» und *offene Netze*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2000, y Holger HOMANN, *Die essential facility doctrine im Recht der Wettbewerbsbeschränkungen*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2001.

Existen autores que se refieren a las infraestructuras esenciales mediante la designación anglosajona de *public utilities*. Se trata, en este caso, de un concepto más amplio de infraestructura que da particular relieve al carácter de servicio público/colectivo/esencial a que las mismas sirven de soporte. En este sentido, CABALLERO SÁNCHEZ, *Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos*, INAP, Madrid, 2003, pág. 149.

No es el caso detenerse aquí a estudiar el tema de las infraestructuras de red, la naturaleza jurídica y tipología esencial que les son propias; nos limitaremos tan sólo a aclarar que la red de transporte de energía eléctrica constituye un monopolio natural con características especiales.

La red de transporte de energía eléctrica, a semejanza de otras *redes no susceptibles de duplicación*⁴² (transporte de agua o de gas natural), constituye un monopolio de la actividad de transporte que va desde la fuente de origen hasta los lugares de distribución, algo que, si cabe, resulta todavía más evidente en el ámbito de la red eléctrica. Y es que mientras que en el supuesto del agua o del gas natural alternativamente podría efectuarse el transporte por otra vía, en el terreno de la electricidad no existen opciones distintas al transporte mediante red. Además de ello, el agua y el gas natural tienen, en mayor o menor cantidad, la posibilidad de ser almacenados, lo que no sucede con la energía eléctrica. Se trata no sólo de una obligación de transporte del bien por la red, sino también de efectuar el transporte casi simultáneamente al instante en que se produce su demanda.

Así, concluimos que la red en el caso de la electricidad no se limita a ser un vehículo de transporte. La red permite también un servicio de coordinación entre la oferta y la demanda del bien. Se trata de una tarea de servicio público, independiente de la propiedad pública o privada de la red, cuya gestión la efectúa, en régimen de monopolio, el operador del sistema. Las soluciones aportadas por los diversos países para la gestión de la red son muy distintas: Francia optó por mantener la RTE en el control de la empresa ex monopolista, instituyendo sólo un operador independiente para la gestión del sistema; Italia creó un ente independiente (GRTN) que se limita a ocuparse de la gestión del acceso a la red, sin mantener su propiedad; Alemania creó un ente jurídico nuevo para atribuirle la propiedad de la red y la tarea de operador del sistema.

En el caso portugués, el operador del sistema es la concesionaria de la red (Red Nacional de Transporte de Energía Eléctrica), quien también asegura la explotación y mantenimiento de la red según los parámetros de seguridad y calidad del servicio, y es, asimismo, el responsable de la gestión de los flujos de energía y la interconexión entre redes (art. 24.º del Decreto-Ley núm. 29/2006).

Estas tareas son reguladas por Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (que dicta los reglamentos de acceso de terceros a las redes y a las interconexiones, de operación de la red, de calidad del servicio, de transporte, de relaciones comerciales, tarifario), compartiendo tareas, en algunos casos, con la *Direcção Geral de Geologia e Energia*.

Aquellos autores, entre los que nos contamos, que entienden que las infraestructuras, más que un bien accesorio e instrumental de prestar un servicio público, deben ser analizadas como bienes estratégicos cuyo régimen jurídico tiene que ser cuidadosamente definido, proponen su identificación como bienes regulados.

⁴² La dificultad o imposibilidad de racionalmente promover la duplicación de redes por los nuevos actores resulta de los costes de funcionamiento y de otras limitaciones a su implantación, sea por la necesidad de imponer límites al uso de los bienes de dominio público y las servidumbres sobre los bienes privados, sea por razones ambientales o urbanísticas relativas a la protección del paisaje.

Uno de los retos primordiales de la nueva era en el modelo de mercado basado en los postulados de liberalización y privatización consiste en la gestión y mantenimiento de la red⁴³. La gestión de la infraestructura, identificada en la Directiva 2003/54/CE como una tarea esencial para la seguridad y calidad del suministro, exige inversiones continuadas y costosas destinadas al mantenimiento y expansión de la red, así como a la preservación de los valores urbanísticos y ambientales, para las que resultan insuficientes las recaudaciones producidas a través del recurso a las tarifas de acceso a la red. Surge entonces un nuevo problema en la medida en que se cuestiona si la expansión de la red es una cuestión/tarea propia de la planificación o privativa del mercado, y paralelamente a ello surge la gran pregunta: ¿quién debe costearla?⁴⁴.

4.2. *Un sector especial*

Hemos examinado cuestiones complejas e intrincadas en el ámbito del sector eléctrico que justifican las dificultades y dudas experimentadas por los Estados en el momento de introducir un régimen de libre competencia. Los tres ejemplos que seleccionamos para ilustrar las especificidades de la economía del sector eléctrico intentan demostrar la necesidad de la intervención del Estado en el sector⁴⁵, la cual, contrariamente a lo que es definido como objetivo de los ámbitos regulados, no parece asumir un carácter transitorio susceptible de perdurar hasta el momento en que el mercado «consiga adquirir suficiente solidez», sino un carácter necesario, estructural y permanente, porque las tareas resultan ser, sustancialmente, de lo que tradicionalmente venía denominando la doctrina francesa *servicio público* (o sea, tareas o misiones de interés general)⁴⁶.

Los economistas del Banco Mundial proclamaron en 2004 sus dudas res-

⁴³ Sobre este tema, Luigi DE PAOLI, «Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico», *Mercato, concorrenza e regole*, VI, núm. 1, 2004, págs. 123-125.

⁴⁴ Cf. ídem, pág. 124.

⁴⁵ En el mismo sentido, Luigi DE PAOLI, «Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico», cit., págs. 103-124, y Steve THOMAS, «Electricity liberalisation: The beginning of the end», September, 2004, www.psiru.org.

⁴⁶ El concepto de servicio público, originario del Derecho francés, despierta actualmente muchas fluctuaciones sobre el sentido correcto en que debe ser interpretado y en cuanto a su ventaja en el actual modelo de intervención del Estado en la economía. Por otro lado, el Derecho comunitario aportó al debate un conjunto de nuevas categorías que han contribuido a aumentar la complejidad de la materia. Así, una evaluación correcta de la realidad implica hoy un recorte riguroso entre los significados de conceptos como servicios de interés general, servicios económicos de interés general, servicios esenciales, servicio universal y obligaciones de servicio público. Se trata de una tarea que, pese a ser esencial, es compleja y sobrepasa los objetivos del presente trabajo. En este sentido, más que densificar los conceptos, nuestro objetivo es alertar para las especificidades del sector eléctrico y subrayar la necesidad de promover la respectiva comprensión en un cuadro organizativo, funcional y económico autónomo. En otras palabras, reclamar un análisis prudente de este sector estratégico que presenta características distintas en cada Estado y que, por la misma razón, merece especial atención.

pecto a los eventuales beneficios que pudieran derivarse de la liberalización y privatización de este sector de la economía⁴⁷. Ello nos lleva a albergar importantes reservas que nos impiden admitir incondicionalmente las tesis, sostenidas por gran número de autores, según las cuales el sector eléctrico es un supuesto típico de *servicio esencial económico en red*⁴⁸ o de *servicio económico de interés general*. Y, en este sentido, la propuesta de Directiva relativa a medidas destinadas a garantizar la seguridad del suministro de electricidad y las inversiones en infraestructuras parece apuntar que la política comunitaria empieza a reflejar una cierta inflexión al respecto, y que Bruselas tiende a proponer mayor presencia e intervención del Estado en este ámbito de la economía.

5. LAS DIFICULTADES EN LA PUESTA EN MARCHA DEL MIBEL

Independiente de las transformaciones necesarias en el sector eléctrico portugués, la integración del modelo español y portugués en un mercado (ibérico) ha topado en su camino de ejecución con problemas importantes que han impedido su puesta en marcha. Para saber dónde estamos, las autoridades portuguesas y españolas han elaborado un informe con las principales diferencias entre un modelo y otro⁴⁹.

Uno de los principales problemas se refiere a la diferente capacidad de generación instalada en un país y en otro. España dispone de un *mix de producción* más elevado, que se articula por centrales de producción a carbón, nucleares, hidráulicas, fuel/gas, cogeneración, viento, pequeñas centrales hidráulicas, biomasa, fotovoltaica y de aprovechamiento de residuos. De todas éstas, las centrales nucleares representan la segunda modalidad más importante en cuanto a energía producida (61.848 GWh)⁵⁰, sólo superada por las centrales a carbón. En el caso portugués, la inexistencia de centrales nucleares perjudica el *mix*, lo que determina, entre otras cosas, un aumento del precio de generación de electricidad⁵¹.

⁴⁷ Cf. World Bank (2004), «Credible Regulation Vital for Infrastructure Reform to Reduce Poverty, Says World Bank», Press Release, June 14, 2004, y Ioannis N. KESSIDES (2004), «Reforming Infrastructure Privatization, Regulation and Competition», co-publication of the World Bank and Oxford University Press apud Steve THOMAS, «Electricity liberalisation: The Beginning of the end», September, 2004, www.psiru.org.

⁴⁸ En este sentido, *vid.*, en la doctrina española, por último, Yolanda FERNÁNDEZ GARCÍA, *Estatuto jurídico de los servicios esenciales económicos en red*, INAP, Madrid, 2003.

⁴⁹ Informe publicado en <http://www.dge.pt>

⁵⁰ Datos relativos al año 2003, publicados por la Comisión Nacional de la Energía en su página web: <http://www.cne.pt>.

⁵¹ Las centrales nucleares constituyen una parte fundamental del *mix de producción de energía eléctrica*, no sólo por la disminución del coste medio de generación, sino también como garantía del suministro respecto a la anunciada crisis del petróleo. Sobre el relieve de las centrales nucleares en la generación eléctrica, *vid.* Jorge FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004, pág. 396. La generación eléctrica en centrales nucleares suscita importantes dudas y temores que han justificado un amplio debate sobre el tema en todos los países y, en determinados supuestos, la intervención de la comunidad internacional a efectos de certificación y control de la construcción y funcionamiento de este tipo de instalaciones. Problemas como la seguridad y la vida de las centrales, o el almacenamiento de los re-

Además de problemas técnicos de naturaleza infraestructural que hacen referencia a la capacidad de la red para soportar los intercambios de energía o de las modificaciones necesarias para articular algún mecanismo que opere como elemento de centralización del sistema y de distribución de los papeles que cada uno de los actores debe desempeñar, existen todavía numerosos impedimentos jurídicos e importantes obstáculos económicos que impiden la puesta en marcha del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica.

La existencia de un diferente régimen jurídico fiscal en Portugal y España es considerada también por las autoridades de los dos países como elemento que dificulta la hipotética integración. En el informe comparativo de los dos sistemas, portugués y español, elaborado por la Comisión Nacional de la Energía (autoridad reguladora del sector eléctrico en España) y por la Entidade Reguladora do Sector Energético de Portugal se puede observar la discrepancia de criterios en lo que respecta a la tributación y a la diferente consideración que ambos Estados hacen del concepto «renta». En España la tributación sobre la energía está constituida, básicamente, por la aplicación del IVA, el impuesto sobre la renta de las sociedades y el impuesto sobre electricidad. En Portugal se suman el impuesto sobre productos derivados del petróleo, el IVA, el impuesto sobre la renta de las personas jurídicas (al que se añade, en muchos casos, el adicional de los municipios), los impuestos sobre los bienes inmuebles y las «rentas» imputadas a las centrales de producción⁵². Podemos concluir del informe que la tributación de la energía resulta más compleja en Portugal y que sobre la misma existen más impuestos (lo que puede significar una dificultad para la construcción del mercado ibérico en la medida en que ello puede generar desajustes en la competencia).

Los sucesivos aplazamientos de la puesta en marcha del MIBEL, conjuntamente con las últimas noticias de la necesidad de ampliación de este «mercado regional» también a Francia, y la noticia del inicio del funcionamiento de la «bolsa ibérica de la energía» con un reducido número de participantes, hacen sospechar que se trata de un primer paso hacia un proyecto fracasado.

6. CONCLUSIÓN

No encontramos motivos suficientemente sólidos para creer que existan condiciones adecuadas a la implementación de un mercado eléctrico. Es más, cabe aventurar la hipótesis de que estamos ante una obstinación euro-

siduos nucleares, han llamado la atención de lo estudiosos, llevando la discusión jurídica a la necesidad de adquirir conocimientos en dominios tecnológicamente muy desarrollados. Sobre la discusión de estos temas, *vid.* AA.VV., *11. Deutsches Atomrechtssymposium*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2002.

⁵² La «renta» de producción de energía eólica está actualmente regulada en Portugal por el artículo 27 del anexo II del Decreto-Ley núm. 189/1988, de 27 de mayo, en la redacción introducida por el Decreto-Ley núm. 33-A/2005, de 16 de febrero.

pea en extrapolar las experiencias norteamericana y del Reino Unido. Pero lo cierto que ello está introduciendo, a trancas y barrancas, importantes modificaciones en la organización de este sector en los diferentes países de la UE.

Una vez asegurados algunos elementos esenciales que abren camino a una relación de intercambio de energía entre algunos países comunitarios otrora impensable —la liberalización de la producción y de la comercialización—, empiezan a surgir dudas difíciles de acallar que dificultan enormemente la asunción de nuevos pasos: ¿es técnicamente posible la importación y exportación de grandes cantidades de electricidad a través de las grandes redes?, ¿para cuándo la efectiva liberalización de la producción sin costes de transición a la competencia?, ¿existen inversores capacitados para soportar las singularidades/adversidades de este sector?, ¿al final la energía será más barata para el consumidor?, ¿qué otros beneficios obtendrán los usuarios?, ¿estará suficientemente garantizada la seguridad en el suministro?, ¿cómo se asegurarán las inversiones y el desarrollo de las infraestructuras?, ¿qué seguridad cabe de que los casos de *blackout* de California e Italia no volverán a repetirse?

Por ahora sólo existe una certeza: el debate nuclear se ha planteado en Portugal, a semejanza de lo que ocurre un poco en toda Europa⁵³ y también en España⁵⁴. En Portugal, las decisiones sobre este tema se están aplazando por la expectativa que vienen generando en nuestro país los desarrollos en energías renovables, pero el Gobierno viene haciendo declaraciones en el sentido de que, en el entorno internacional actual, ninguna hipótesis puede ser excluida.

Es un error pensar en torno a los problemas de la definición del sistema eléctrico sin pensar en articularlo con los grandes retos que en la actualidad atraviesa la política energética, caso de la sempiternamente pendiente crisis del petróleo, la escasa productividad de las energías renovables, las dudosas inversiones en biodiesel y la ceguera que supone ignorar la existencia de límites en las reservas de gas natural y otros carburantes.

Ojalá que aquellos que hoy se afanan por «construir un mercado que entienden como una realidad natural», y en discutir cuál será la mejor manera de organizarlo, no lleguen a despertarse algún día sin producto alguno que intercambiar, porque entonces será el consumidor —teórico beneficiario de este arriesgado experimento— el verdadero perjudicado por la imposible implantación de un mercado que no tenía cabida en el mundo de las realidades económicas.

⁵³ Véase la edición especial de la revista *Newsweek* del final de 2006 sobre los desafíos próximos en el tema de la energía.

⁵⁴ En este sentido, la reciente publicación de ARIÑO Y ASOCIADOS, *Energía en España y desafío europeo*, ob. cit., 2006, pág. 61. Ahí se puede leer, bajo el tema sugestivo de «la vuelta al carbón y a la energía nuclear», que las conclusiones de la Mesa de Diálogo abren la posibilidad de futuros desarrollos de este tipo de energía, aunque con algunas reservas.