
La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado, 1982-1996*

● JOSEAN GARRUÉS IRURZUN

Universidad de Granada

Introducción

La regulación económica del sector eléctrico cambió en España de forma espectacular en el último cuarto del siglo xx. La crisis energética y económica de los años setenta, la transición política hacia un régimen democrático y la incorporación de España en las instituciones europeas fueron el contexto bajo el cual se debe entender la política energética y la respuesta de las empresas eléctricas. Todo ello acompañado, a su vez, por el cuestionamiento generalizado en el mundo occidental de los modelos de regulación tradicional.¹

* Este trabajo ha contado con el apoyo del programa HAR2010-18544 (subprograma HIST) del MEC (Ministerio de Economía y Competitividad).

1. El número de autores que, de un modo explícito o implícito, utilizan la expresión regulación tradicional, en contraposición a la regulación para el mercado o competitiva, es francamente muy numeroso. En esencia, la regulación tradicional tiene lugar desde los inicios del sector, cuando los gobiernos toman la decisión de reducir las rentas monopolísticas de las compañías eléctricas, que, verticalmente integradas, se hacen con las franquicias de suministro en exclusiva de un determinado territorio y, en consecuencia, adoptan medidas para garantizar un suministro —en condiciones y calidad— suficiente a unos precios razonables. El nivel de regulación de baja intensidad en los años iniciales del sector se fue incrementando conforme la electricidad se fue configurando como un bien básico y estratégico y en función de la capacidad de los Estados para llevar a cabo actuaciones legales (gestionadas por tribunales y/o a través de la creación de un cuerpo legal) y económico-administrativas (desarrollo de aparato burocrático suficiente y en su caso creación de agencias independientes) acordes con el cometido señalado. El concepto de regulación tradicional, por lo tanto, además de la autoridad legal necesaria, exige al regulador en sentido estricto la concurrencia de dos circunstancias: la voluntad manifiesta de regular y la capacidad efectiva para acometer esta tarea de acuerdo con unos objetivos planeados y manifestados públicamente con antelación. Actuaciones del Gobierno no explicitadas o transparentes, poco consistentes e irregulares en el tiempo, así como imposibles de ejecutar podrían caer dentro de un concepto laxo de regulación tradicional, pero en este texto se prefiere emplear el término intervencionismo.

Fecha de recepción: mayo 2012

Versión definitiva: marzo 2014

Revista de Historia Industrial

N.º 61. Año XXV. 2016. Monográfico 1

Como se verá, fue un proceso de cambio acumulativo, pero con ritmos y orientaciones diferentes. Los resultados, en términos de eficiencia, también se mostraron dispares.

Desde el punto de vista legislativo, la puesta en práctica de los nuevos modelos de regulación en España giró en torno a tres conjuntos normativos: *a*) la Ley 49/1984 de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional (EUSEN); *b*) el Marco Legal Estable de 1987 (MLE) y la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de 1994 (LOSEN) y *c*) la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE).

De manera sintética, los objetivos de la regulación se encaminaron en dos direcciones diferentes, mientras que los dos primeros desarrollos normativos (*a* y *b*) tendieron a reforzar la regulación tradicional (RT), esto es, a intensificar el poder regulador del Estado, el último (*c*) fomentó una regulación proclive a fortalecer los mecanismos del mercado. Como esta regulación para el mercado (RM) es un etapa todavía no cerrada en nuestros días y de resultados difíciles de evaluar a largo plazo, este artículo se centrará sobre todo en la RT.

El poder regulador, bajo los principios de los Planes Energéticos Nacionales y la colaboración de las empresas públicas (Endesa y Redesa), centró su estrategia esencialmente en el establecimiento de la tarifa eléctrica, aunque ello le exigió —como se verá— intervenir en otros ámbitos de actuación. Los agentes sometidos a regulación, las empresas eléctricas, fueron desde la oposición a perder los privilegios propios de la etapa de autorregulación empresarial (AE) a la colaboración más entusiasta con la LSE. Los consumidores, por su parte, pasaron de no ser tenidos en cuenta en la toma de decisiones a ser presentados como contraparte de los accionistas, pero su participación fue testimonial.

El instrumento de regulación más común a la regulación tradicional —que no único— utilizado por los gobiernos fue el control de las tarifas a través del cálculo de la tasa de retorno de las compañías en función del coste de servicio (*cost plus*).

La regulación para el mercado fue desarrollada, primero, desde el campo de la teoría y, más tarde, a partir de los años ochenta del siglo pasado, con la puesta en práctica de políticas de privatización, liberalización, desregulación o nueva regulación —según los casos—, ante la insatisfacción de ciertos gobiernos con una regulación tradicional que no proporcionaba incentivos suficientes a la eficiencia económica de los agentes, así como tampoco precios competitivos a los consumidores. El cuestionamiento teórico del monopolio natural en la generación y la comercialización, el cambio técnico y las políticas conservacionistas facilitaron cambiar el modelo industrial del negocio eléctrico e introducir mayores niveles de competencia, teniendo ahora como referente de regulación el transporte de energía y, sobre todo, la determinación de los precios de la electricidad a partir de la libre transacción de los agentes o el establecimiento de precios máximos (*price cap*). Así pues, se pasó de un modelo de regulación económica sustentado en la determinación de los costes a otro basado en el resultado de los precios.

Sobre el concepto regulación tradicional, véase, por ejemplo: Kahn (1970-1971), Joskow y Schmalensee (1983), Gilbert y Kahn (1996), Newbery (1999), Hirsh (1999), Willis y Philipson (1999) y, en los últimos años, Pérez-Arriaga (2013).

Con relación al impacto de la regulación, las interpretaciones son dispares. Casi todas coinciden en reconocer que el modelo regulatorio tradicional, aunque muy imperfecto, fue francamente mejor que el desplegado en fechas previas.² Más difícil resulta ponerse de acuerdo sobre qué periodos han sido los que han conseguido mayores avances. Las diferencias más evidentes se sustentan en el punto de partida ideológico que toman los analistas (más favorable a la libertad de empresa —mercado— o más proclives a la intervención del Estado, que suelen coincidir con quienes defienden conceptualmente el suministro eléctrico como un servicio de interés público o, por el contrario, como un servicio público), así como en valorar de manera distinta los diferentes logros conseguidos desde el punto de vista de la eficiencia productiva, asignativa y distributiva.

Dentro de este marco teórico, este artículo pretende analizar la regulación tradicional del sector eléctrico español atendiendo a dos perspectivas complementarias. La primera, desde una perspectiva histórico-institucional, perfila los objetivos e instrumentos utilizados en la consecución de una regulación eficiente. La segunda, desde una perspectiva cuantitativa, valora la consecución de mayores niveles de eficiencia de esta etapa respecto a los últimos años de la anterior (AE) y los primeros de la siguiente (RM). Fruto de este ejercicio de análisis se van extrayendo conclusiones que vienen recogidas parcialmente al final del texto y, de manera sumaria, en el resumen.

Los objetivos e instrumentos empleados por los diferentes gobiernos en el hacer regulador se pueden reconocer a través del seguimiento de la legislación. En este capítulo no se entra a valorar, sin embargo, un aspecto previo de máximo interés como es conocer, a través del proceso de negociación, la

2. Aunque para algunos autores el periodo de Autorregulación Empresarial (AE) pudiera calificarse también de regulación tradicional, porque el Estado, desde el punto de vista jurídico-formal, mantuvo el poder regulador, en este artículo se sostiene una opinión bien diferente, porque —aunque parezca extraño— la dirección y la gestión de la regulación la acabó ejerciendo el regulado, Unesa.

En mi opinión, el modelo de regulación practicado durante el franquismo, en el mejor de los casos, podría definirse como de regulación de muy baja intensidad, exclusivamente —y muy deficiente— tarifaria, que no se dirigió a reducir los beneficios monopolísticos de las empresas, sino a objetivos muy dispares (reducción de las restricciones, primero, y fortalecimiento del modelo nacionalista basado en la independencia energética —subvención del carbón y apoyo de las empresas públicas—, después, y lucha contra la inflación, más adelante) que lo alejan de los modelos de regulación económica practicados en la mayor parte de los países de nuestro entorno. Sobre este particular, véase Sudrià (2007).

La regulación tradicional se caracterizó por la fuerte intervención del Estado en la planificación, explotación y retribución del sistema eléctrico y esto, desde mi punto de vista, estuvo muy lejos de lo que ocurrió con el modelo de autorregulación.

Sobre las características de la regulación económica resulta recomendable el contraste, por ejemplo, entre la visión ortodoxa de Lasheras (1999) y la más amplia e integradora de Baldwin, Cave y Lodge (2012). Para tener una idea general de los problemas que implica, véase La fuente y Ocaña (2001).

incidencia que en la regulación tuvieron los agentes, regulador y regulados —compañías—,³ aunque sí las principales características del modelo de RT.⁴

La recuperación del poder regulador

Con la llegada al poder de los socialistas a finales de 1982, la regulación del sector eléctrico conoció cambios sustanciales respecto a la dinámica y las características mantenidas en la etapa anterior. Entre los hitos legislativos más relevantes, y sus efectos sobre la planificación, explotación y retribución del sistema eléctrico, caben destacar los siguientes.

La planificación del sistema eléctrico, a medio plazo, estuvo determinada por la aprobación de dos planes energéticos. El primero, el Plan Energético Nacional de 1983-92 (aprobado por el Congreso de los Diputados el 28 de junio de 1984), pretendió corregir los errores pasados, de manera especial, la sobrestimación de la demanda, el excesivo peso de la energía nuclear y del petróleo, y la fuerte intensidad energética del PIB, para conseguir una menor dependencia energética. Así pues, la estrategia se centró en la diversificación y la mejora de la eficiencia energética (ahorro y conservación) y económica, esencialmente productiva (absorber el exceso de capacidad) y financiera (proceder al saneamiento económico de las empresas). En este último sentido, la actuación más significativa fue la denominada «moratoria nuclear».⁵

El PEN 1991-00 (aprobado por el Congreso de los Diputados el 28 de abril de 1992) fue redactado con un criterio de transitoriedad, y por ello fue indicativo. Con el mismo se buscó un equilibrio entre minimización de costes (evitando nuevas inversiones en generación e importando energía de Francia), diversificación, potenciación de los recursos autóctonos y protección medioambiental (aumento del gas natural, cogeneración, energías renovables y nuevas tecnologías en las centrales de carbón nacional). Por primera vez se incluyó un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, con el fin de reducir la intensidad energética en el PIB y fomentar la diversificación, aun a costa de reducir el autoabastecimiento nacional, que se intentó suplir también con el fomento del denominado Régimen Especial (R.D. 2366/1994).⁶

3. Garrués (2010).

4. Batlle y Ocaña (2013).

5. La moratoria nuclear establecida en el PEN 1983 se concretó en la paralización de cinco grupos nucleares en construcción (dos de Lemóniz, dos de Valdecaballeros y el segundo de Trillo; un total de 4.850 MW), pasando a ser definitiva con la LOSEN (1994). La resolución de 19 de febrero de 1988, de la Dirección General de la Energía, determinó la deuda reconocida de los activos en moratoria nuclear, a 31 de diciembre de 1986, en 544.686 millones de pesetas (distribuida del siguiente modo: Lemóniz, 54,2%; Valdecaballeros, 44%; y Trillo, 1,8%). Esto es, aproximadamente, una cuarta parte del valor neto de los activos nucleares que estaban en funcionamiento en 1988.

6. Unesa (2005). Cortina (1995).

La explotación se reguló mediante la Ley de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional (49/1984) y su normativa de desarrollo: la creación de Redesa (R.D. 91/1985) y los nuevos poderes concedidos al Delegado del Gobierno (R.D. 832/1985).

El Gobierno vio en la nacionalización de la red eléctrica de alta tensión el instrumento idóneo para unificar la explotación del sistema eléctrico a efectos de su optimización global, frente a la regional históricamente desplegada por las empresas. Para ello encomendó a una nueva sociedad estatal (Redesa) la titularidad y la gestión de la red de alta tensión. El Centro de Control Eléctrico (Cecoe), que previamente había sido administrado por Aselectrica —esto es, Unesa—, pasó a estar dirigido por Redesa, al tiempo que se reforzó el poder interventor del Delegado del Gobierno.⁷

Según García Ariño y López de Castro (1998), estos cambios permiten hablar de un nuevo modelo de regulación: la estatalización de la gestión conjunta del sector eléctrico.⁸ La integración funcional que imponía la Ley 49/1984, pese a que no tenía por objeto una explotación única, sino unificada, y que declaraba como servicio público al transporte, según estos autores afectaba al todo el sector, incluyendo la generación y la distribución. De hecho, el plan de optimización global que se imponía a los intercambios de energía entre empresas comprometía seriamente su margen de autonomía e incentivos.⁹

La planificación indicativa —coordinada entre Estado y empresas— de la etapa de autorregulación (AE) se convertía ahora, siguiendo el modelo de empresa única italo-francés, en vinculante. Al perder las empresas el «riesgo y ventura», propio del concesionario de un servicio público, la responsabilidad y el riesgo de las decisiones recaía, aunque ejecutada por las compañías, sobre el Estado. De ahí que el nuevo sistema de regulación asegurara a las empresas la recuperación de sus inversiones, mediante una tasa de rentabilidad, y que el Estado se hiciera responsable de su saneamiento financiero.

Pese a la velada oposición de las compañías al cambio regulatorio, las líneas maestras del mismo fueron resultado de la firma de «El protocolo de

7. Para una valoración sobre la actuación de REE y los positivos cambios que su aparición tuvo en el mercado eléctrico español a largo plazo, véase Garrués y López García (2009).

El capítulo más destacado de REE fue sin duda su versatilidad. La creación de un *pool* de electricidad fue la pieza fundamental del modelo de regulación tradicional socialista, pero sorprendentemente ya con el gobierno conservador, REE se transformó en el elemento clave de la nueva regulación para el mercado, auspiciado por las nuevas directivas europeas tendentes a una mayor liberalización y competencia sectorial. En cualquier caso, el impacto económico que REE tuvo en la optimización de la gestión y del transporte de electricidad en España está fuera de toda duda.

8. Este es el título que García Ariño y López de Castro (1998) dan al capítulo IV, pp. 150-272, de su didáctico libro.

9. Acerca de la pérdida de capacidad de gestión de las empresas, véase Garrués (2007a), p. 626, y (2007b), pp. 505 y 508.

acuerdo entre el Gobierno y las compañías eléctricas», de 6 de mayo de 1983.¹⁰ En este se acordó, esencialmente, la nacionalización de la red de transporte eléctrico, la necesidad de revisar el PEN-79 y el establecimiento de un marco tarifario más estable y transparente. Veamos con detalle esta cuestión.

Los efectos de la crisis energética y económica tuvieron graves consecuencias (encarecimiento de los costes operativos —petróleo—, de los financieros —tipos de interés y de cambio— y de las inversiones —especialmente las térmicas, nucleares y de carbón—) sobre el endeudamiento de las eléctricas.¹¹ Se hizo necesario, pues, el establecimiento de un nuevo sistema de retribución empresarial, acompañado del intercambio de activos entre compañías.

Una serie de reales decretos fueron paulatinamente modificando el sistema tarifario, prestando una especial atención al programa de saneamiento.¹²

El Real Decreto 89/1983 indicó la conveniencia de asignar una parte de la subida tarifaria al saneamiento. El R.D. 2660/1983 vio la necesidad de iniciar, siguiendo las directrices europeas, una reforma completa basada en los costes y el fomento del ahorro. Al mismo tiempo, el Ministerio de Industria y de Energía (MINER) estudió la reforma del sistema de compensaciones. El R.D. 774/1984 estableció un porcentaje de la recaudación a distribuir entre las empresas (según su situación financiera —auditada externamente— y necesidades de inversión) y fijó las bases de un nuevo sistema de compensaciones entre las compañías. El nuevo sistema de compensaciones (Orden de 30 de julio de 1984), además de garantizar a las empresas sus costes estándar, buscó promover la competitividad entre ellas, al referenciar su margen individual de beneficio con su esfuerzo en la minimización de los costes globales. No obstante, en orden a atenuar el desigual endeudamiento empresarial y mix productivo y

10. Sobre los protocolos eléctricos, véase Álvarez Pelegrí (1997), pp. 326-338.

11. Todavía no tenemos un conocimiento adecuado sobre el nivel de endeudamiento real alcanzado por las compañías en aquellos años, entre otras cosas por el elevado nivel de ocultación y maquillaje contable al que recurrieron muchas de ellas. No obstante, tomando las cifras oficiales de Unesa y la información que ofrece el BOE, se pueden apuntar algunos datos ilustrativos. Si bien la moratoria nuclear se fijó inicialmente —véase la nota 5— en 544.686 millones de pesetas de 1986, los españoles hemos pagado a través del recibo de la luz hasta 2015 2,7 veces el valor señalado. Por su parte, el endeudamiento (obligaciones, pagarés y créditos nacionales y extranjeros con relación al pasivo total) entre 1978 y 1986 pasó del 49,3% al 55,7%, el valor histórico más alto conocido. El plan de saneamiento consiguió reducirlo de manera ostensible, en 1998 esta variable se situó en el 30%. Pero desde entonces, con ciertas oscilaciones, el endeudamiento ha tenido una tendencia ascendente que lo ha llevado en su peor año, 2009, hasta significar un 50,8% del pasivo de todas las compañías eléctricas.

12. Al describir el programa de saneamiento se ha evitado hacerlo de manera sumaria, eliminando el carácter dinámico del proceso, porque ello nos obligaría a incurrir en algunos errores de interpretación, como por ejemplo señalar que el MLE se estableció en 1987, cuando lo que queremos decir es que la pieza fundamental se fijó en esta fecha. Además, esta simplificación ofrecería al lector la falsa idea de que el regulador tenía un plan perfectamente definido y claro, cuando la realidad es que la mayor parte de sus actuaciones son fruto de un difícil proceso de negociación con las empresas que se concretan de manera gradual (entre 1983 y 1995) e incompleta. Sobre este proceso de negociación, véase Garrués (2010).

de mercado, la Administración promovió una reordenación del sector eléctrico mediante el intercambio de activos.¹³ Tras un dilatado proceso de negociación (1985 y 1986), Administración y empresas llegaron a un acuerdo que afectaba aproximadamente a un 14% de los activos netos en explotación. Nuevos decretos tarifarios posteriormente (R.D. 153/1985 y R.D. 441/1986) fueron extendiendo y perfilando los puntos del llamado Plan Global de saneamiento.

Casi en las mismas fechas se firmó el 2.º protocolo de «Acuerdo sobre el programa de actuación a medio plazo del sector eléctrico» (26 de febrero de 1986) entre Administración y empresas con el objetivo de establecer una política tarifaria basada en los costes reconocidos al sector. La Administración se comprometía al establecimiento de un ritmo de saneamiento compatible con la viabilidad económica de las empresas, así como a un cálculo automático de las compensaciones. Las compañías, por su parte, se responsabilizaban a desplegar una política de financiación y dividendos realista con relación a sus resultados, así como a la evolución de sus costes, intercambios de activos de distribución e inversión.¹⁴ De acuerdo con lo anterior, el Real Decreto 162/1987 (6 de febrero) dictó que el MINER elevaría al gobierno un nuevo marco estable para el cálculo de tarifas y compensaciones entre empresas.

El Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, fue la pieza fundamental de lo que se conoce como el «Marco Legal y Estable» (MLE). Su perfeccionamiento normativo y funcional fue desarrollándose en un periodo dilatado, prácticamente hasta finales de 1995.¹⁵ Con su implantación, la Administración pretendió establecer un marco transparente y automático de fijación de la tarifa, certidumbre y garantía en la recuperación de las inversiones y remuneración adecuada a los capitales invertidos.¹⁶ Se trataba, en definitiva, de conciliar el fomento de la eficiencia del sector eléctrico con una planificación del suministro eléctrico adecuada. El reconocimiento a las empresas de unos

13. Los intercambios de activos, en teoría, tuvieron un significado diferente para el Gobierno y para las compañías. Para el primero fue un instrumento que permitía, por un lado, reequilibrar el endeudamiento de las eléctricas y, por otro lado, buscar que las mismas tuvieran un mix energético más homogéneo. Esto último debía reducir los intercambios de energía —compensaciones— entre empresas y facilitar el cálculo de las tarifas, que, siendo iguales en todo el país, se sustentaban en costes empresariales bien diferentes. Las compañías más endeudadas y con peores ventajas comparativas, obviamente, vieron los intercambios de activos como una oportunidad de reducir diferencias con las firmas líderes. Estas últimas, por el contrario, entendieron los intercambios de activos como un castigo a sus estrategias competitivas del pasado y un fuerte desincentivo a las futuras. En la práctica, Gobierno y mayores empresas aprovecharon los intercambios también para, en el primer caso, fortalecer las posiciones en el mercado eléctrico de las compañías públicas e intervenir en el diseño del mapa eléctrico y, en el segundo caso, consolidar el proceso de concentración empresarial. Sobre este particular, véase, por ejemplo, la estrategia de Hidrola con relación al mercado madrileño y catatán. Garrués (2007a), pp. 629-632.

14. Red Eléctrica de España (2006), pp. 10-11.

15. Un cuadro de las principales normas legislativas puede verse en REE (2006), pp. 11.

16. REE (2006), p. 39.

costes estándares despejaba incertidumbres, a corto plazo, sobre la gestión empresarial y, a medio plazo, sobre la financiación de las inversiones —recuperación de los activos a lo largo de su vida útil—; al tiempo que esta actuación incentivaba estrategias de reducción de costes. Hay que recordar que hasta entonces la tarifa eléctrica negociada entre el MINER y las empresas a partir de costes reales (contables y actualizados) generaba gran incertidumbre, pues dependía de la capacidad negociadora de las partes y, en la mayoría de los casos, de la política del gobierno.

La Orden de 19 de febrero de 1988 reguló la retribución de las compañías del sistema eléctrico peninsular. Al ser la tarifa eléctrica única para todo el país, la retribución de los (10) subsistemas eléctricos¹⁷ requería de un procedimiento de compensaciones entre ellos a fin de corregir las diferencias entre sus costes de generación, distribución y mercado.¹⁸ La aplicación del nuevo sistema fue gradual.¹⁹

Según García Ariño y López de Castro (1998), la valoración del nuevo sistema tarifario ha sido plural.²⁰ Al MLE se le reconocen virtudes: *a*) logró el saneamiento económico del sector; *b*) supuso un avance sobre la regulación anterior al someter la potestad tarifaria a un centro más competente e independiente (MINER) que en la etapa anterior (Unesa) e introducir un modelo tarifario *cost plus* (costes de servicio más beneficio razonable) más riguroso que el tradicional (coste de servicio) y eficiente en la reducción de costes; y *c*) ofreció mayor estabilidad y moderación en la evolución de la tarifa. Pero al MLE los autores citados le atribuyen destacadas imperfecciones: *a*) Su enfoque coyuntural resultó inadecuado para los nuevos tiempos. *b*) El saneamiento empresarial fue desigual. Los incentivos para el control de costes no fueron eficaces y la Administración dispensó ciertos tratos de favor. La determinación de los costes estándares y la tasa de retribución arrastró múltiples problemas, dado que el ministerio confundió su condición de regulador-operador (Endesa) con la de gestor de la explotación unificada (Redesa). El ele-

17. Iberduero, Hidroeléctrica Española, Unión Eléctrica-Fenosa, Compañía Sevillana de Electricidad, Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorza, Hidroeléctrica del Cantábrico, Electra de Viesgo, Hidroeléctrica de Cataluña, Eléctricas Reunidas de Zaragoza.

18. A las productoras no incluidas en ningún subsistema se les retribuyó en función del coste reconocido en la tarifa eléctrica al servicio prestado. Ambos, subsistemas y productoras, fueron retribuidos al coste reconocido pero teniendo en cuenta los incentivos a la eficiencia. Para un conocimiento más detallado sobre el nuevo sistema de compensaciones, véase la Orden de 19 de febrero de 1988 (BOE, núm. 49, de 26 de febrero de 1988) citada.

19. Orden de 29 de diciembre de 1987, Orden de 29 de diciembre de 1987, Orden de 30 de diciembre de 1987, Resolución de 5 de abril de 1988, Orden de 19 de diciembre de 1988, Orden de 22 de diciembre de 1988, Resolución de 21 de febrero de 1989, Resolución de 26 de abril de 1989, Resolución de 6 de febrero de 1990, Orden de 3 de diciembre de 1993, Orden de 17 de diciembre de 1993, Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, Orden de 15 de diciembre de 1995.

20. García Ariño y López de Castro (1998), pp. 209-213 y 267-268.

vado intervencionismo redujo los incentivos empresariales porque la Administración tuvo al conjunto del sistema eléctrico, no a las compañías, como referente. De hecho, la inseguridad jurídica generada en las empresas explica que sus pactos con el regulador fueran en realidad la alternativa menos mala; *c)* el sistema *cost-plus* no se mostró mejor que otros sistemas *price-cap* alternativos; y *d)* la estabilidad tarifaria se consiguió a costa de la flexibilidad contable aplicada por la Administración²¹ y la insuficiente tasa de retribución redujo la capacidad inversora de las empresas.

García Ariño y López de Castro destacan que la regulación tarifaria aplicada no fue ni eficiente, ni objetiva, ni suficiente. Señalan, por un lado, que «el sistema regulatorio ha fracasado en dar a cada uno lo que merece (incentivos a la eficiencia) y ha optado por asegurar el equilibrio financiero dando a cada uno lo que necesita».²² Las empresas, más que dirigirse a reducir los costes reales, se centraron en fortalecer su poder de negociación frente a la Administración para que les reconociera unos costes estándares más elevados. Fue precisamente la falta de definición de los criterios técnicos aplicados, la que explica que la Administración acabara cediendo a favor de las empresas, mediante el aumento general de los estándares, y en contra de los consumidores, favoreciendo la elevación de precios de la electricidad. Por otro lado, el régimen económico de coste regulado, al no contemplar el principio de riesgo y ventura —propio del contrato de servicio público—, según los citados autores, trasladó la responsabilidad de insuficiencia tarifaria —que arrastraba problemas técnicos de actualización—²³ de las empresas a la Administración.²⁴

Consolidación y crisis de la regulación tradicional

La Ley 40/1994 de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) fue la primera de carácter general dictada en España sobre el sector eléctrico. Su objetivo era garantizar el suministro al menor coste posible con una calidad adecuada, pero en realidad fue una actualización del MLE a las reformas liberalizadoras europeas.

21. Entre ellos, la posibilidad de contabilizar costes diferidos —además de ser arbitrario, según los criterios de la Administración— generó malas prácticas empresariales; la corrección de desviaciones fue plurianual, no anual, frente al principio del equilibrio económico del concesionario; la no corrección de las desviaciones del producible hidráulico medio generó numerosas deudas; la ausencia de objetividad en la determinación de la tasa de retribución.

22. García Ariño y López de Castro (1998), p. 234.

23. El MLE incumplía el principio de que las tarifas deben cubrir todos y solo los costes del servicio en tres aspectos: la no corrección de desviaciones menores al 0,5% y de la hidráulicidad, así como la determinación de una tasa de los capitales propios inferior a la del mercado.

24. García Ariño y López de Castro (1998), p. 270.

Dentro de la política socialista de reordenación del sector energético ante el futuro Mercado Interior de la Energía europeo (MIE), la ley introdujo en la regulación tradicional algunos elementos en pro de fomentar la competencia (Sistema Independiente)²⁵ y favorecer la transparencia tarifaria (separación jurídica de los negocios eléctricos —generación, transporte y distribución— y eliminación de las compensaciones). A pesar de ello, esta actuación confirmaba la apuesta del Gobierno por el modelo industrial continuista —francés— frente al de reforma incremental —anglosajón— (planificación empresarial, explotación descentralizada y regulación basada en precios), donde el objetivo de eficiencia económica, menor coste, se posponía al de garantía: eficiencia energética.²⁶

Con la LOSEN no hubo cambios sustanciales respecto al modelo de planificación ni explotación del sistema eléctrico español. De hecho, frente a la línea aperturista que proclamaron sus promotores, García Ariño y López de Castro destacan que esta ley supuso la consolidación —consagración legal— de la regulación tradicional; un modelo jurídico singular respecto a los conocidos internacionalmente (nacionalizado, privado o mixto).²⁷

Los nuevos programas de reordenación y saneamiento (intercambio de activos entre Endesa e Iberdrola (1993), el reforzamiento de Unión-Fenosa e Hidrocantábrico y la titulación de la deuda nuclear) fortalecieron la denominada «regulación pactada», según la cual el regulador mantenía sus poderes de intervención, mientras las empresas garantizaban su rentabilidad económica.²⁸ La integración funcional del sistema eléctrico a través de RE²⁹ (si bien buena parte de sus competencias reguladoras habían pasado al MINER y el CSEN) se convirtió, con la separación de actividades en total, al afectar a toda la energía (*pool*) del sistema y no solo a los excedentes de los subsistemas.

A su vez, la integración energética permitió la económica, porque el CSEN y RE determinaron y liquidaron el importe de la energía circulada por el sis-

25. La LOSEN, mediante la separación jurídica de actividades, mejoró ciertos mecanismos de competencia —parcial en generación— y de regulación —transparencia—, pero menos de lo esperado porque la Administración buscó con ello la integración económica, no una reforma incremental liberalizadora.

26. García Ariño y López de Castro (1998), pp. 293-294.

27. *Ibidem*, pp. 382-383.

28. La expresión más evidente de esta llamada regulación pactada son los tres protocolos eléctricos (1983, 1986 y 1996) firmados entre el Gobierno y las empresas eléctricas. Estos acuerdos, en diferentes etapas y gobiernos, y con diferentes significados, han ido marcando las líneas maestras de actuación sectorial y, en particular, el deseo de ofrecer a los mercados y a los consumidores la falsa imagen de unidad de criterio entre regulador y agentes, así como la ausencia de conflictos entre los agentes regulados. Para conocer los textos oficiales, véase Unesa (2005), pp. 299-320.

29. Desaparece en RE el Delegado del Gobierno, su mayoría pública no puede exceder el 30%, pierde funciones reguladoras a favor del MINER y del CSEN y su retribución se realiza separadamente por explotación y por transporte a costes reconocidos frente a un porcentaje de la recaudación.

tema, que siguieron cobrando las distribuidoras. El régimen retributivo (tarifa y reparto) alcanzó mayor credibilidad al tener como referente al sistema —no a los subsistemas— y eliminar los desincentivos de las compensaciones (que traspasaban costes/beneficios de las empresas menos eficientes a las más eficientes) y el estatus singular de Endesa.³⁰ Pero al recaer el riesgo de insuficiencia tarifaria sobre el sistema, la gestión empresarial se focalizó más en que la Administración revalorizara los estándares que en reducir los costes individuales.³¹

De acuerdo con el reformismo incremental, García Ariño y López de Castro (1998) destacan que el fallo de la regulación en España estuvo no solo en la instrumentación, sino sobre todo en el campo de los principios. De hecho, cuando la política europea asumió relanzar el Mercado Interior de la Energía,³² el modelo industrial de regulación tradicional quedó cuestionado. Es cierto que el CSEN se convirtió en un instrumento de transición hacia un modelo regulatorio más liberal,³³ pero la progresiva sustitución del Sistema Integrado por el Independiente planteaba problemas de muy difícil solución en cuanto a la eficiencia de la explotación y, de manera especial, la asignación de externalidades y costes hundidos de un sistema basado en costes a otro en precios.³⁴

Estas dificultades y el acceso al Gobierno de los conservadores resultaron determinantes para el cambio de modelo. La implementación de un modelo de regulación orientado al mercado, tras la firma del tercer Protocolo empresas-gobierno (11 de diciembre de 1996) se sancionó legalmente un año después con la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, el 27 de diciembre. Con esta ley se pretendía sustituir la regulación por la competencia, con el fin de reducir los precios de la electricidad para los consumidores y hacer más eficientes las decisiones de inversión y consumo de las empresas. Esta liberalización, de aplicación gradual, intentaba convertir generación y comercialización en actividades competitivas, al tiempo que facilitar a los agentes el libre acceso a redes de transporte y distribución. La nueva regulación se apoyaba en la desintegración vertical de actividades practicada en la etapa anterior, y debía avanzar en la privatización de las empresas públicas (Endesa y RE). El modelo de compe-

30. Sobre la competencia de este operador privilegiado, véase Garrués (2007a), pp. 634-637.

31. Garrués (2007a y b), pp. 632-634 y 552-554.

32. La directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre sobre el MIE favorable a la liberalización de actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, hacían prácticamente imposible la reforma incremental.

33. Introdujo elementos de competencia en la explotación unificada —subastas competitivas—, mejoró el sistema de retribución mediante el diálogo multilateral y la utilización del *price cap* IPC-X para introducir incentivos a la reducción de costes, buscó soluciones imaginativas —el empleo de medias móviles para reducir la volatilidad de los índices de precios y tipos de interés— al problema técnico de retribución de activos justos y reducción del margen de manipulación política.

34. García Ariño y López de Castro (1998), p. 410.

tencia regulada también buscaba la creación de un mercado mayorista —guiado por precios— y otro minorista —que mantendría la tarifa para los abonados de menor consumo—, con la capacidad de elección del suministrador.³⁵

Valoración económica: estructura productiva, concentración empresarial y precios

En las líneas que siguen se pretende conocer, desde una perspectiva dinámica (largo plazo), si el modelo de regulación tradicional implementado consiguió satisfacer mayores niveles de eficiencia productiva (en términos de coste), asignativa (precios) y distributiva (retribución y desigualdad) que en la etapa previa o en la siguiente.

En clara consonancia con el desarrollo económico, el consumo de electricidad durante la regulación tradicional (RT) (1985-1997) tuvo un crecimiento francamente inferior (3,7% anual acumulativo) al del inicio de la regulación orientada al mercado (RM) (5,8%) (cuadro 1). No sucedió así con relación a la última etapa de autorregulación empresarial (AE), cuando, a pesar de la crisis económica y energética, el crecimiento del consumo fue relativamente elevado (4,3%). Al parecer, la fuerte elevación de los precios del petróleo favoreció la extensión de los usos eléctricos: esto es, la electrificación de tareas industriales y domésticas.

Con relación a este asunto, y de acuerdo con la intensidad eléctrica (consumo/PIB) de la economía española, las políticas de ahorro y conservación de la energía comenzaron a ser reconocibles a partir de la RT, si bien durante la última etapa de la RM la especificidad del crecimiento económico español no ha permitido cerrar la divergencia mantenida con sus socios europeos más eficientes.³⁶

Entre 1975 y 2005, el consumo de electricidad en España se multiplicó por 3,6. Pero ¿este crecimiento fue acompañado de cambio estructural?

Desde el punto de vista de la oferta eléctrica, el sistema eléctrico español se desplazó de energías caras y contaminantes a energías teóricamente menos caras y más limpias (cuadro 1). Si durante la AE, de crisis energética y económica, el cambio más espectacular lo protagonizaron la energía nuclear y el carbón, en contra de los combustibles líquidos (petróleo), en la etapa de RM

35. Sobre los propósitos de la nueva regulación para el mercado, véase la Exposición de Motivos de la Ley y la de su reforma (Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), así como, entre otros, Unda (1998). Acerca de los fallos de esta regulación, especialmente referidos al diseño del mercado, su estructura, inversión y actividades de red, así como a la intromisión del gobierno dificultando la efectiva competencia, véase —junto a otros trabajos que se citarán más adelante— Crampes y Fabra (2005).

36. Becker (2011), pp. 417-418. Fernández González y Pérez Suárez (2003).

CUADRO 1 • Estructura productiva, consumo e intensidad eléctrica, 1975-2005
(% y tasa de incremento anual acumulativo, Δ)

					AE	RT	RM
A. Producción	1975	1985	1997	2005	1975-85	1985-97	1997-05
	%				Δ		
Hidroeléctrica	32	26	20	15	2,3	1,0	2,0
Termoeléctrica	68	74	80	85	5,3	4,1	6,4
Nuclear Uranio	9	22	29	20	14,0	5,8	0,5
Clásica Carbones	17	41	34	28	14,2	1,9	2,9
Líquidos	33	5	3	5	-14,3	0,02	12,5
Gas	-	-	1	17	-	-	63,7
Varios	10	7	13	16	0,8	9,4	7,8
TOTAL	100	100	100	100	4,4	3,3	5,6
B. Consumo	-	-	-	-	4,3	3,7	5,7
C. PIB	-	-	-	-	1,7	3,0	3,8
D. Intensidad (kWh/PIB ₂₀₀₀)	0,21	0,28	0,30	0,34	-	-	-
E. Pérdidas	10,5	9,9	8,2	7,7	-	-	-
F. Coeficiente medio de utilización	-	-	-	-	3.358	3.366	3.878
G. TIEPI (Δ)	-	-	-	-		-11,1	-2,6

CU. Coeficiente de utilización. TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en horas/año), el primer año 1987.

Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias de Unesa (1975-2012). Se ha utilizado el deflactor de Maluquer (2013), p. 104, para este y los restantes cuadros.

lo hicieron el gas y la cogeneración. La etapa intermedia de RT, por lo tanto, no estuvo ausente en estos cambios. La hidroelectricidad, continuando la tendencia previa, disminuyó su importancia en términos relativos. La termoelectricidad fue el subsector más beneficiado. Pero en esta ocasión, a pesar de la moratoria, la actividad nuclear fue la que consiguió mayores avances productivos. Con todo y así, la electricidad obtenida a partir del carbón en 1997 mantenía su hegemonía, representando un tercio de la producción total.

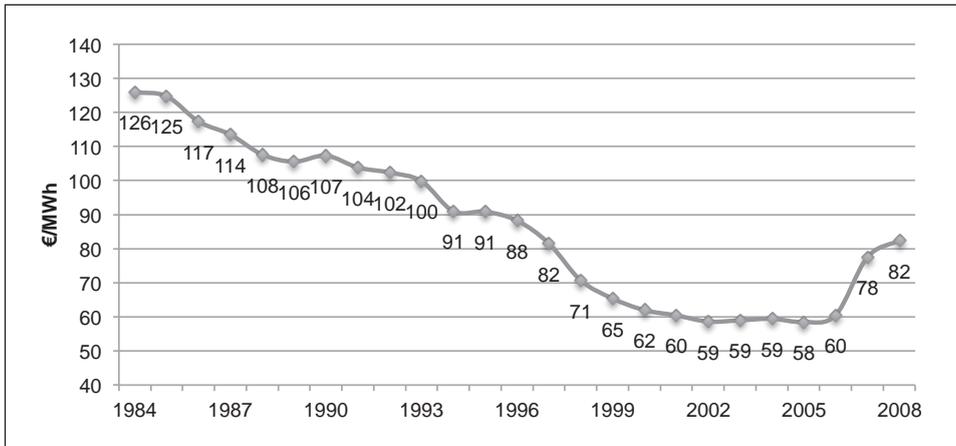
Por lo que se refiere a la utilización de las tecnologías productivas, los avances más importantes se realizaron durante la etapa de RM, porque se consiguió aumentar un 13% el coeficiente de utilización de la potencia instalada, con relación a las etapas previas. Sin embargo, los mayores logros en cuanto a la eficiencia en la distribución, medida por la reducción de las pérdidas en este cometido y el tiempo de interrupción total de las instalaciones,

se alcanzaron durante la RT, en gran parte debido a la labor de optimización realizada por RE.³⁷

La mejora de la eficiencia productiva para poder confirmarse debe incluir una aproximación a la evolución de los costes. La reducción de costes (incluidos en la tarifa por kilovatio consumido en euros constantes de 2000) entre 1984 y 2005 fue importante: de un 3,6% anual; el coste unitario pasó de 126 a 58 €/MWh. La primera liberalización del mercado se mostró, atendiendo a este criterio, más eficiente, ya que consiguió reducir los costes del sistema eléctrico en un 4,1% anual frente al 2,9% de la regulación tradicional.³⁸

En buena medida, los cambios producidos en la estructura productiva se tradujeron en una mayor concentración empresarial y una diferente organización de los agentes (cuadro 2). Durante los últimos años de la AE (1980) y los primeros de la RT (1988), el número de grandes empresas que participaban en el negocio eléctrico estuvo en torno a la docena, y concentraban más de cuatro quintas partes de la producción española. La sustitución de las viejas compañías por renovados grupos empresariales se intensificó a finales de la RT

GRÁFICO 1 - Evolución de los costes reales (€2000/MWh) reconocidos en la tarifa, 1984-2008



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias de Unesa (1984-2007).

37. Por lo que se refiere a las plantas térmicas, Arocena y Rodríguez Romero (1998) o Arocena, Contín y Huerta (2002), por ejemplo, han demostrado que se produjo un aumento significativo de la productividad por incremento de la utilización, progreso tecnológico y eficiencia técnica ligado al nuevo sistema de incentivos de regulación por precios máximos.

38. Dentro de la regulación tradicional, la eficiencia entre empresas públicas y privadas ha variado atendiendo a la regulación practicada, bien por coste de servicio bien por incentivos. Dentro de la tendencia general seguida por las compañías privadas, menos eficientes que las públicas con la regulación de coste de servicio y más eficientes con la regulación por incentivos, es posible distinguir comportamientos diferentes. Arocena y Waddams Price (2002).

CUADRO 2 - Empresas y grupos eléctricos, según el nivel productivo, 1980-2005

	1980	1988	1997	2005
Grupo Endesa	(41,4)	(47,9)	39,2	30,6
Endesa	19,1	20,5	(20,2)	-
Fecsa	10,5	12,2	(11,1)	-
Sevillana	9,0	12,2	(5,4)	-
Enher	2,4	2,6	(2,0)	-
ERZ	0,4	0,4	(0,5)	-
Grupo Iberdrola	(29,7)	(24,7)	22,8	22,6
Hidroala	11,5	9,1	-	-
Hecsa	0,4	0,5	-	-
Iberduero	16,0	10,0	-	-
Grupo Unión Fenosa	(11,0)	12,4	11,5	11,1
Unión	6,6	-	-	-
Fenosa	4,4	-	-	-
Hidrocantábrico	2,7	3,3	3,5	4,9
Viesgo-Enel	0,5	0,5	0,3	2,8
Gas Natural	-	-	-	2,9
Otras (<2%)	11,8	7,9	11,7	13,4
Autoproductoras	2,9	3,3	11,0	11,7
	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>A. Mayores empresas</i>	83,5	83,7	77,3	74,9
<i>B. 3 Mayores</i>	46,6	45,1	73,5	64,3
<i>B:A</i>	0,6	0,5	1,0	0,9
Índice de Herfindahl	1.168	1.146	2.461	1.929

Nota: Entre paréntesis los porcentajes de suma o individuales que no se tienen en cuenta en el total de cada año.

Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica (1980-2005).

(1997) y se consolidó posteriormente con la RM. A principios del siglo XXI, la progresiva liberalización del mercado y la entrada de nuevos generadores y tecnologías productivas (eólica, solar y cogeneración) hizo que las grandes compañías redujeran su importancia relativa en la producción total, pero el peso de los tres primeros grupos eléctricos dentro de las mayores empresa, lejos de debilitarse, se reforzó. Endesa (30%), Iberdrola (22%) y Unión Fenosa (11%) controlaban aproximadamente dos tercios de la electricidad producida en el país. Y lo que resulta aún más cuestionable a la hora de favorecer la competencia, estos mismos grupos gestionaban casi toda la distribución de electricidad (94%), sin apenas variación respecto a la cuota de mercado individual de la etapa previa.

El proceso de concentración, potenciado también por el Gobierno en busca de crear «campeones nacionales» capaces de competir en el mercado internacional,³⁹ como aspecto positivo, redujo los costes de transacción entre regulador y compañías, especialmente de información y riesgo regulatorio. Pero, como aspecto negativo, la mayor concentración horizontal reforzó el poder de mercado de las grandes compañías y con ello debilitó el funcionamiento competitivo del sector.⁴⁰ De hecho, según Arocena, existieron posibilidades alternativas a favor de la competencia porque las potenciales ganancias de eficiencia (coste y calidad) de un mercado menos concentrado hubieran compensado las pérdidas de economías de escala y alcance derivadas de una menor integración del sector.⁴¹

Un aproximación que permite reconocer si hubo avances en la eficiencia distributiva —conocer quiénes han sido los beneficiados o perjudicados con la regulación practicada en cada momento— resulta de estudiar el comportamiento de las tarifas (consumidores) y la evolución de los rendimientos empresariales (accionistas).⁴²

La evolución de la rentabilidad económica de las eléctricas durante la RT fue relativamente buena (3,5% de media entre 1988 y 1996), tras una lenta y progresiva recuperación de la crisis energética, pero no tan fructífera como la etapa posterior, cuando esta variable alcanzó el 5,1% de media entre 1997 y 2005.⁴³ La cotización de las acciones de las principales compañías, sin embargo, siguió el camino contrario. Probablemente esto se deba a que en la primera etapa las acciones tomaron un valor de partida muy bajo y en la segunda etapa a que su valor fue muy sensible a las crisis financieras y tecnológicas internacionales de los años interseculares. Aunque cada empresa tuvo una evolución singular, el caso de las dos mayores empresas, Endesa e Iberdrola, es significativo: entre 1990-1997 sus acciones tuvieron un incremento medio anual —en términos constantes— próximo al 10% y entre 1998-2005 el crecimiento de las mismas se redujo en torno al 5%.⁴⁴

¿Cómo se comportaron las tarifas? Cualquier comparación de este tipo resulta difícil de realizar a tenor de los cambios sufridos por la estructura ta-

39. Arocena (2004).

40. Fabra y Toro (2005). Crampes y Fabra (2005). Hernández Martínez (2006). Arocena (2001).

41. Arocena (2008).

42. Para el periodo 1987-1997, y los sectores eléctrico, gas y petróleo, véase el ejercicio econométrico de Arocena, Contín y Huerta (2002).

43. La rentabilidad de los capitales propios, siguiendo la misma tendencia, fue aproximadamente dos veces y media superior. La diferencia entre una y otra tiene que ver con la creciente financiación ajena. La rentabilidad financiera (ROE) siguió la misma tendencia: entre 1980-1987 se situó en torno al 3,5% —la rentabilidad económica media de esta etapa estuvo en el 2,2%—; entre 1988-1996 lo hizo alrededor del 8,8% —la media de la Re se situó en el 3,5%—; entre 1997-2005 la media de estos ratios fue 5,1% y 13,1%, respectivamente.

44. Comisión Nacional de la Energía (1996-2012).

rifaria. Una comparación sugestiva es verificar cómo evolucionaron las tarifas de alta tensión, normalmente asociadas a clientes industriales de elevados consumos, respecto a las de baja tensión, vinculadas a consumos domésticos y residenciales de menor intensidad.

Desde la instauración del régimen democrático en España, los cambios regulatorios en el sistema eléctrico español han beneficiado también a los consumidores, porque la tarifa media se ha reducido en términos reales a un ritmo de un 1,4% anual acumulado (cuadro 3). Durante la etapa de RT la disminución de la tarifa fue evidente (-1,8%), especialmente si se tiene en cuenta su evolución alcista del periodo previo (4,5%), pero netamente inferior a la etapa de RM (-4,1%).

En el conjunto del periodo, la reducción de la tarifa ha beneficiado más a los grandes consumidores de electricidad (-2,1% anual acumulativo) que a los pequeños (-1,6%). La evolución del coeficiente que relaciona las tarifas de baja tensión con las de alta tensión confirma esta realidad. A partir del establecimiento del MLE (1988), de manera progresiva y en términos relativos, las tarifas domésticas compararon de manera desfavorable respecto a las industriales, rompiendo con la tendencia opuesta iniciada con la crisis del petróleo (cuadro 3).

La reducción de la tarifa eléctrica no solo fue mayor durante la etapa de RM, sino que su incidencia respecto a la renta de los hogares españoles en sus primeros años fue menor. En efecto, si durante la RT el gasto familiar en electricidad con relación a la renta disponible se mantuvo bastante estable en torno al 5,8%, a partir de 1998 y hasta el año 2007 (3,4%) este ratio fue menguando (gráfico 2). Ahora bien, desde entonces y hasta 2011 esta tendencia se ha invertido (4,8%).⁴⁵ Con todo, a nivel internacional, el gasto en electricidad en

CUADRO 3 • Tasa de incremento anual acumulativa de las tarifas de baja (BT) y alta tensión (AT) y relación entre ambas, 1977-2009 (ptas. de 2000)

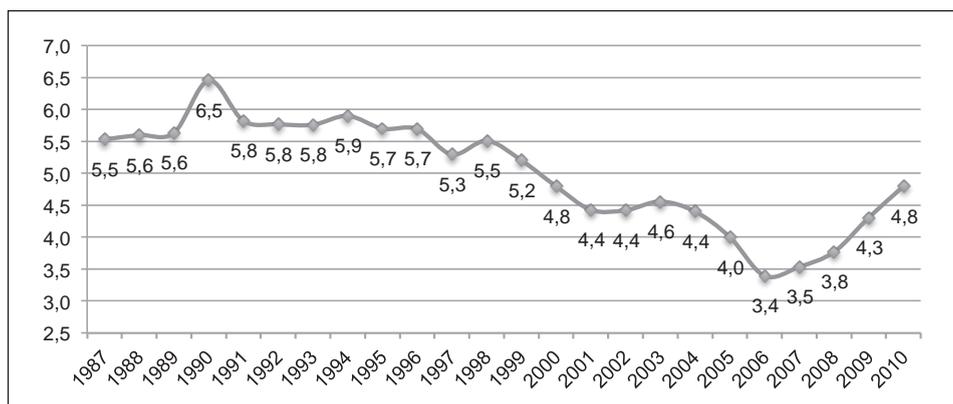
Etapa	BT	AT	Total	Año de cambio de tendencia	Relación
Período		Δ		Año	BT/AT
1977-1984	2,9	6,6	4,5	1977	2,5
1985-1996	-2,0	-2,8	-1,8	1988	1,2
1997-2005	-6,8	-7,4	-5,8	2000	1,7
2006-2009	4,2	-10,8	-1,5	2009	3,0
1997-2009	-3,7	-6,3	-4,1		
1977-2009	-1,6	-2,1	-1,4		

Nota: Las tasas de crecimiento total no tienen en cuenta la evolución de las tarifas de los autoconsumidores.

Fuente: Elaboración propia a partir de la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica (1977-2009), MINER.

45. Comisión Nacional de la Energía (1996), p. 7, (2008) p. 26 y (2012), p. 37.

GRÁFICO 2 - Evolución (estimada) del precio de la electricidad con relación a la renta bruta disponible de los hogares españoles, 1987-2010 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional/Comisión de la Energía, Información básica del sector eléctrico, 1996, p. 7; 2008, p. 26; 2011, p. 33; y 2012, p. 37.

Nota: Entre 1987 y 1996 se ha considerado la facturación tarifa 1.0, 2.0 y 2.ON. Entre 1997-2008 se tienen en cuenta las tarifas 1.0, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 sin discriminación horaria, más las tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3, 3.0.1 y 2.ON con discriminación horaria. Y entre 2009 y 2010 se consideran los abonados con potencia contratada menor o igual a 10 kW. Las series se han homogeneizado tomando como base los datos reales que van de 1997 a 2008 y las tasas de crecimiento de los restantes años.

CUADRO 4 - Posición de España (A) en Europa (B), según los precios de consumo doméstico 1985-2005 (la 1.ª posición la ocupa el país con electricidad más barata)

Consumo anual	1985		1997		2005	
	A	B	A	B	A	B
600 kWh	4	11	6	16	5	16
1.200 kWh	3	11	9	16	6	16
3.500 kWh (1.300 kWh por la noche)	3	11	10	16	5	16
7.500 kWh (2.500 kWh por la noche)	1	11	10	16	4	16
20.000 kWh (15.000 kWh por la noche)	4	10	9	15	4	15

Fuente: Elaboración propia a partir de Eurostat. Todos los impuestos incluidos, primer semestre de los años seleccionados.

A: posición de España; B: número de países de Europa considerados.

España respecto al total familiar ha venido siendo uno de los más bajos de Europa, incluidos los países de similares características climáticas (Portugal e Italia).⁴⁶

46. En los cuadros en los que se realizan comparaciones internacionales, no obstante, hay que tener en cuenta que las tarifas incorporan costes no estrictamente de producción, transporte y distribución (como son los impuestos, el déficit de tarifa, las compensaciones in-

CUADRO 5 - Posición de España (A) en Europa (B), según los precios de consumo industrial 1985-2005 (la 1.^a posición la ocupa el país con electricidad más barata)

Consumo anual; máxima demanda; carga anual	1985		1997		2005	
	A	B	A	B	A	B
30 MWh; 30 kW; 1.000 hs	3	12	9	17	9	16
50 MWh; 50 kW; 1.000 hs	2	12	11	16	9	16
160 MWh; 100 kW; 1.600 hs	3	12	7	16	5	16
1,25 GWh; 500 kW; 2.500 hs	3	12	10	16	8	16
2 GWh; 500 kW; 4.000 hs	4	12	12	17	8	17
10 GWh; 2.500 kW; 4.000 hs	4	12	10	16	9	15
24 GWh; 4.000 kW; 6.000 hs	5	12	12	16	9	15
50 GWh; 10.000 kW; 5.000 hs	-	-	13	16	9	12
70 GWh; 10.000 kW; 7.000 hs	-	-	12	15	8	12

Fuente: Elaboración propia a partir de Eurostat. Todos los impuestos incluidos, primer semestre de los años seleccionados.

A: posición de España; B: número de países de Europa considerados.

Atendiendo a los cuadros 4 y 5, hay que añadir que los precios medios de la electricidad doméstica alinearon a España durante la etapa de la RT con el grupo de naciones europeas que ofrecieron mejores tarifas a sus consumidores, a hacerlo con los países situados en la franja media baja; sobre todo para los consumos anuales mayores de 1.200 kWh. Durante la RM, sin embargo, la tendencia fue la opuesta. Por su parte, los precios de los consumos industriales en España siguieron una trayectoria parecida a los domésticos en la primera etapa, pero no en la segunda, cuando su mejora competitiva tan solo les llevó a situarse en la zona media de la tabla europea.⁴⁷

El análisis econométrico de Blázquez y Grifell, que evalúa la regulación de la distribución de electricidad entre 1988 y 2002, resulta concluyente a la hora de determinar la eficiencia distributiva. Estos autores señalan que fueron las compañías, en detrimento de los consumidores, las que se beneficiaron más de las ganancias de eficiencia conseguidas en este periodo.⁴⁸ Tanto durante el modelo de regulación tradicional como, en menor medida después, con el modelo de regulación para el mercado, la compañías no tuvieron incentivos

ternas/subsidios —moratoria nuclear, stock de uranio, ayuda al carbón nacional, etc.— que no son necesariamente iguales en todos los periodos históricos, ni en todos los países. Efectivamente, la dificultad de diferenciar costes directos de los indirectos, así como los diferidos de etapas anteriores obligan a tomar las cifras con cierta precaución. Con todo y así, este tipo de ejercicios comparativos tienen un gran valor a la hora de reconocer las tendencias generales seguidas por los países.

47. Ciarreta y Espinosa (2012).

48. Blázquez-Gómez y Grifell-Tatjé (2011).

a la eficiencia porque el regulador no premió a las más eficientes, sino más bien al contrario, y por encima de su reducción de costes. Así pues, hubo transferencias de rentas de los consumidores a las empresas, justificadas por el regulador en la atención prestada a superar la crisis del sector. La nueva regulación suavizó el problema, el sector estaba recuperado, pero no lo solucionó.⁴⁹

Conclusiones

A la etapa de regulación tradicional le tocó vivir en un periodo difícil, crisis energética y económica, cambio político —consolidación democrática e integración en Europa— y varias alternativas tecnológicas y regulatorias. Los resultados no fueron del todo satisfactorios si atendemos a los clásicos criterios de eficiencia e incluso al modelo de gobernanza practicado; de hecho, su carácter marcadamente intervencionista fue en la dirección opuesta a la opción liberalizadora seguida por los países más avanzados. Hay que tener presente, sin embargo, que la regulación tradicional establecida en España —más allá de los fines formalmente declarados en términos de eficiencia económica y energética— tuvo, como primer objetivo, dotar al Estado del poder regulador para articular una política energética menos dependiente del criterio de las empresas (estableciendo un modelo de regulación semejante al practicado en Europa en la segunda mitad del siglo XX) y, como objetivo específico, resolver la crisis del sector.

De hecho, con mayor o menor éxito, los gobiernos socialistas acometieron —por primera vez en la historia de España— una verdadera regulación sectorial. Y lo hicieron a través de varios frentes, entre otros: *a*) nacionalizando la red de alta tensión, *b*) imponiendo determinados cambios en la estructura productiva y de distribución (intercambio de activos), *c*) estableciendo una política energética planificada, en la que la inversión no fuera muy por delante de la demanda (moratoria nuclear), *d*) exigiendo una mayor transparencia sobre la formación de los precios con el fin de elaborar una tarifas más realistas, lo que obligó a las empresas presentar periódicamente cuentas auditadas a la Administración, *e*) fortaleciendo la posición de las empresas públicas (Endesa y REE) y *f*) acudiendo en ayuda del saneamiento financiero de las compañías privadas.⁵⁰

49. El trabajo de Arocena, Blázquez y Grifell (2011) confirma que la reestructuración del sistema eléctrico español ha tenido éxito en introducir incentivos a la reducción de costes, que han permitido rentas extraordinarias a las empresas, pero al no ser transferidas parte de las mismas a los consumidores, queda demostrado que no ha existido la suficiente presión competitiva en el mercado.

50. Para una valoración detallada de las ventajas y desventajas que presentó la regulación socialista, véanse las conclusiones de Garrués (2010).

El loable propósito de sanear y «democratizar» la regulación eléctrica en España en un tiempo récord y de crisis tuvo en su deber, sin embargo, el hacerlo con un coste económico y social más elevado que si se hubiera practicado una política menos condescendientes con las empresas y más atenta con los consumidores u otras políticas alternativas.

En este artículo se han dejado muchas preguntas sin responder y otras muchas abiertas a nuevas investigaciones. Probablemente las cuestiones pendientes más atractivas para la Historia económica tengan que ver con conocer hasta qué punto, por un lado, el modelo de regulación para el mercado está sabiendo resolver —en términos de eficiencia económica y social— los déficits del modelo de regulación tradicional⁵¹ y, por otro lado, es tributario de sus logros. No se debe olvidar que los resultados de las políticas energéticas, con periodos de maduración largos en el tiempo, en la mayoría de las ocasiones son acumulativos y, por lo tanto, *path-dependence*. La combinación de análisis cuantitativos y cualitativos resulta, una vez más, obligada.

BIBLIOGRAFÍA

- ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy (1997), *Economía industrial del sector eléctrico: Estructura y regulación*, Civitas, Madrid.
- AROCENA, Pablo (2001), *The Reform of the Utilities Sector in Spain*, World Institute for Development Economics Research, Discussion Paper 2001/13, pp. 1-21.
- AROCENA, Pablo (2004), *Privatization policy in Spain, Stuck between liberalisation and the protection of nationals' interests*, CESIFO Conference on privatisation experiences in the EU, noviembre, 2004
- AROCENA, Pablo (2008), «Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry, A DEA approach», *Energy Economics*, 30, pp. 39-58.
- AROCENA, Pablo, y RODRÍGUEZ ROMERO, Luis (1998), «Incentivos en la regulación del sector eléctrico español (1988-1995)», *Revista de Economía Aplicada*, 18, pp. 61-84.
- AROCENA, Pablo, y WADDAMS PRICE, Catherine (2002), «Generating efficiency, economic and environmental regulation of public and private electricity generators in Spain», *International Journal of Industrial Organization*, 20, pp. 41-69.
- AROCENA, Pablo, BLÁZQUEZ, Leticia, y GRIFELL, Emili (2011), «Assessing the consequences of restructuring reforms on firms' performance», *Journal of Economic Policy Reform*, 14, pp. 21-39.
- AROCENA, Pablo, CONTÍN, Ignacio, y HUERTA, Emilio (2002), «Price regulation in the Spanish energy sectors, who benefits?», *Energy Policy*, 30, pp. 885-895.

51. El cuestionamiento de los logros del proceso de liberación en España vienen recogidos de un modo u otro en casi todos los autores citados, pero resultan particularmente interesantes los trabajos de Pérez-Arriaga (2006) y Pérez-Arriaga, Batlle, Vázquez, Rivier y Rodilla (2005).

- BALDWIN, Robert, CAVE, Martin, y LODGE, Martin (2012), *Understanding Regulation. Theory, Strategy and Practice*, Oxford University Press, Nueva York.
- BATLLE, Carlos, y OCAÑA, Carlos (2013), «Electricity Regulation, Principles and Institutions», en PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. (ed.), *Regulation of the Power Sector*, Springer, Londres, pp. 125-150.
- BECKER, Fernando (2011), «Prospectiva de la electricidad en España», *Estudios de Economía Aplicada*, 29-2, pp. 415-432.
- BLÁZQUEZ-GÓMEZ, Leticia, y GRIFELL-TATJÉ, Emili (2011), «Evaluating the regulator, Winners and losers in the regulation of Spanish electricity distribution», *Energy Economics*, 33, pp. 807-815.
- CIARRETA, Aitor, y ESPINOSA, María Paz (2012), «The impact of regulation on pricing behavior in the Spanish electricity market (2002-2005)», *Energy Economics*, 34, pp. 2039-2045.
- COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (1996-2012), *Información básica del sector eléctrico de los sectores de la energía*, CNE, Madrid.
- CORTINA, Jorge (1995), «La planificación eléctrica en España», *Economía Industrial*, 32, pp. 45-70.
- CRAMPES, Claude, y FABRA, Natalia (2005), «The Spanish Electricity Industry, Plus ca change», *The Energy Journal*, 0, pp. 127-154.
- DRIESEN, David (2012), «Alternatives to Regulations? Market Mechanisms and the Environment», en BALDWIN, Robert, CAVE, Martin, y LODGE, Martin, *The Oxford Handbooks of Regulation*, Oxford University Press, Nueva York, pp. 203-222.
- ESTADÍSTICA DE LA INDUSTRIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (1980-2005), MINER, Madrid.
- FABRA, Natalia, y TORO, Juan (2005), «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organization*, 23, pp. 155-181.
- FERNÁNDEZ GONZÁLEZ, Paula, y PÉREZ SUÁREZ, Rigoberto (2003), «Decomposing the variation of aggregate electricity intensity in Spanish industry», *Energy*, 28, pp. 171-184.
- KAHN, Alfred E. (1970-1971), *The economics of regulation, principles and institutions*, 2 vols., MIT Press, Cambridge (Mass.).
- GARCÍA ARIÑO, Gaspar, y LÓPEZ DE CASTRO, Lucía (1998), *El sistema eléctrico español, regulación y competencia*, Montecorvo, Madrid.
- GARRUÉS-IRURZUN, Josean (2007a), «Las estrategias productivas, financieras e institucionales de Hidrola», en GÓMEZ MENDOZA, Antonio, SUDRIÀ, Carles, y ANES, Gonzalo, *Un siglo de luz, Historia empresarial de Iberdrola*, Iberdrola, Madrid, pp. 577-660.
- GARRUÉS-IRURZUN, Josean (2007b), «Las estrategias productivas, financieras e institucionales de Iberduero», en GÓMEZ MENDOZA, Antonio, SUDRIÀ, Carles, y ANES, Gonzalo (eds.), *Un siglo de luz, Historia empresarial de Iberdrola*, Iberdrola, Madrid, pp. 497-575.
- GARRUÉS-IRURZUN, Josean (2010), «Market power vs. regulatory power in the Spanish Electricity System, 1973-1996», *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 14, pp. 655-666.

- GARRUÉS-IRURZUN, Josean, y LÓPEZ-GARCÍA, Santiago (2009), «Red Eléctrica de España S.A., Instrument of regulation and liberalization of the Spanish Electricity Market (1944-2004)», *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 13, pp. 2061-2069.
- GILBERT, J. Richard, y KAHN, Edward P. (1997), *International comparisons of electricity regulation*, Cambridge University Press, Cambridge.
- HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, Fernando (2006), «Electricity output in Spain, Economic analysis of the activity after liberalization», *FUNCAS*, Documento de Trabajo, 290.
- HIRSH, Richard F. (1999), *Power Loss, the origins of deregulation and restructuring in the American electric utility system*, MIT Press, Cambridge (Mass.).
- JOSKOW, Paul L., y SCHMALENSEE, Richard (1983), *Markets for Power, An Analysis of Electrical Utility Deregulation*, MIT Press, Cambridge (Mass.).
- LAFUENTE, Alberto, y OCAÑA, Carlos (2001), «Panorama de las industrias de red», *Ekonomiaz*, 46, pp. 12-37.
- LASHERAS, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, Ariel, Barcelona.
- MALUQUER DE MOTES, Jordi (2013), «La inflación en España. Un índice de precios de consumo, 1830-2012», *Estudios de Historia Económica*, 64, Banco de España, Madrid.
- MEMORIAS DE UNESA (1975-2012), Unesa, Madrid.
- NEWBERY, David M. (1999), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, (Mass.).
- PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. (2006), «Redesigning competitive electricity markets, the case of Spain», *3rd International Conference, The European Electricity Market Challenge of the Unification*, EEM-06, 24-26 de mayo, Varsovia, Polonia.
- PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. (2013), «Challenges in Power Sector Regulation», en *Regulation of the Power Sector*, Springer, Londres, pp. 679-728.
- PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J., BATLLE, Carlos, VÁZQUEZ, Carlos, RIVIER, Michel, y RODILLA, Pablo (2005), *Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España*, IIT, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (2006), *El Marco Legal y Estable. Economía del Sector Eléctrico Español, 1988-1997*, REE, Madrid.
- SUDRIÀ, Carles (2007), «El Estado y el sector eléctrico español. Bajo el franquismo: regulación y empresa pública», en GÓMEZ MENDOZA, Antonio, SUDRIÀ, Carles, y PUEYO, Javier, *Electra y el Estado: la intervención pública en la industria eléctrica bajo en franquismo*, Thomson Civitas, Cizur Menor (Navarra), pp. 21-60.
- UNDA URZAIZ, Juan Ignacio (1998), «Liberalization of the Spanish Electricity Sector, An Advanced Model», *Electricity Journal*, 11, 5, pp. 29-37.
- UNESA (2005), *El sector eléctrico a través de Unesa, 1944-2004*, Unesa, Madrid.
- WILLIS, H. Lee, y PHILIPSON, Lorrin (1999), «The Electric Industry and Its Traditional Regulated», en *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*, Marcel Dekker, Nueva York, pp. 1-27.



The electrical transition in Spain: from traditional regulation to market regulation, 1982-1996

ABSTRACT

In the last quarter of the 20th century, economic regulation in the Spanish electricity sector has changed dramatically. Energy policy and the behaviour of utilities companies in Spain should be understood in light of the following contexts: the energy and economic crisis in the 1970s; the political transition towards a democratic regime, and the incorporation of Spain into the European Union. As shown through the aspects analysed in this article, traditional regulation in the Spanish electrical sector did not obtain the desired levels of efficiency. This traditional regulation, which went against competitive regulation put into practice in leading nations, was widely questioned. Any explanation of current regulation deficiencies in the Spanish electricity market, however, should take into account not only the current regulation models but also the “path dependence” in the industrial organization of utilities companies, which historically has been very concentrated in Spain.

KEYWORDS: regulation and industrial policy, electric utilities, business history, Spain

JEL CODES: L5, L94, Z13, N74



La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado, 1982-1996

RESUMEN

La regulación económica del sector eléctrico cambió en España de forma espectacular en el último cuarto del siglo XX. La crisis energética y económica de los años setenta, la transición política hacia un régimen democrático y la incorporación de España en las instituciones europeas es el contexto bajo el cual debe entenderse la política energética y la respuesta de las empresas eléctricas. De acuerdo con los aspectos analizados en este artículo, la regulación tradicional en España no alcanzó los niveles de eficiencia esperados. Esta regulación, muy intervencionista y opuesta a la regulación competitiva puesta en práctica en los países líderes, fue muy cuestionada. Sin embargo, las actuales deficiencias en la regulación del mercado eléctrico español deben explicarse teniendo en cuenta, no solo los modelos de regulación, sino también la *path dependence* de la organización industrial de este sector económico, históricamente muy concentrado en España.

PALABRAS CLAVE: regulación y política industrial, empresas eléctricas, historia empresarial, España

CÓDIGOS JEL: L5, Z13, N74