

Configuración del sector eléctrico a partir de 1945 y crecimiento español.

ISABEL SANZ VILLARROYA

JAIME SANAÚ VILLARROYA

Facultad de Economía y Empresa/Departamento de Estructura e Historia Económica y

Economía Pública/Universidad de Zaragoza

Doctor Cerrada, 1-3. 50005 Zaragoza

Introducción

La aceleración industrial y, por ende, el auge de la economía española a finales del siglo XIX tuvo mucho que ver —en palabras de Carreras y Tafunell (2010:203)- “con la difusión de las nuevas tecnologías, en especial el aumento y abaratamiento de la oferta energética. España adopta rápidamente la nueva tecnología eléctrica. Desde la década de 1880 —en 1882 para ser exactos— se multiplican las iniciativas. Todas se sitúan en el mundo urbano. Irán emergiendo centrales eléctricas próximas a los puestos o estaciones de ferrocarril, puesto que serán grandes consumidores de carbón”¹.

Para Betrán (2005), en el primer tercio del siglo XX el consumo de hidroelectricidad se identifica con cambios estructurales importantes en países como España², caracterizados por sus diferentes dotaciones de recursos carboníferos³. La nueva fuente de energía, generada a partir de agua, tuvo un enorme campo de aplicaciones (iluminación, ferrocarriles, metro, tranvías y la energía para la tracción), posibilitó una mejor división y organización del trabajo en las fábricas, la mecanización de muchos procesos productivos por la posibilidad de fraccionamiento del uso de la

¹ Para una evolución del conjunto del sector energético español a lo largo del siglo XX puede consultarse Rubio (2005). Iglesias *et al.* (2013) estudian la relación entre las emisiones de CO₂ y el crecimiento económico a lo largo de una perspectiva temporal muy amplia (desde 1850-2008), concluyendo que España no ha alcanzado el nivel de eficiencia ambiental que cabe esperar de una economía sostenible.

² De acuerdo con Sudriá (1990a), en 1910 la electricidad representaba menos del 5% del consumo de energía, porcentaje que se cuadruplicó en los veinte años siguientes, crecimiento que Bartolomé (2011) relaciona con el hecho de que el sector eléctrico se convirtiera en el principal destino de toda la inversión durante el primer tercio del siglo XX, superando a los ferrocarriles en el decenio de 1920.

³ Los cambios estructurales e intersectoriales de las economías contemporáneas se abordaron por la literatura tecnológica, concluyendo que los nuevos productos y aplicaciones se sumaron al ahorro de la factura energética con el exterior para favorecer el crecimiento económico derivado de la electricidad. Véase Rosenberg (1982), Giannetti (1985) o Schurr *et al.* (1990), entre otros. Ahora bien, el papel del vapor y la electricidad como *general purpose technology*, al permitir muchas mejoras y abrir nuevas oportunidades por su una amplia variedad de usos sigue en discusión, tal como se recoge en Rosenberg y Trajtenber (2004) o en Bresnahan (2010), un estudio en el que analiza la contribución del vapor y la electricidad.

energía y, por lo tanto, un uso más preciso de máquinas, por su utilización lejos de las centrales donde se producía⁴. Las innovaciones que supuso elevaron la productividad laboral en la manufactura y, en consecuencia, ahorraron trabajo⁵.

La construcción de nuevas centrales eléctricas cesó durante la contienda nacional, si bien, como Pueyo (2007a) subrayó, la industria eléctrica y, más concretamente, las instalaciones salieron relativamente indemnes de la Guerra Civil. A partir de entonces, el sector eléctrico y la industrialización estuvieron estrechamente vinculados en España, evolucionando el consumo y la producción eléctrica a ritmos superiores a los del PIB.

Pese a ello, muy pocos estudios académicos han analizado si el aumento del consumo o la producción eléctrica precedieron el crecimiento del PIB o si, por el contrario, fue el incremento del PIB el que impulsó una mayor producción o un mayor consumo de electricidad. Además, la escasa evidencia empírica es contradictoria, puesto que Ciarreta y Zárraga (2010) concluyen que la causalidad fue del crecimiento de la producción al aumento del consumo eléctrico y, por el contrario, Sanz Villarroya, Sanaú y Pérez Pérez (2013) sostienen que la producción eléctrica permitió el crecimiento del PIB. Este trabajo aporta evidencia empírica adicional, diferenciando la generada mediante las principales fuentes renovables (agua, viento y sol) de la procedente de térmicas convencionales y térmicas nucleares.

Entre las aportaciones del estudio cabe resaltar, el análisis de un período más amplio que el de otros trabajos (1945-2011) y el uso de una aproximación metodológica basada en los trabajos de Pesaran y Shin (1991) y Pesaran, Shin y Smith (2001). Las estimaciones realizadas permiten concluir que la producción eléctrica impulsó el crecimiento económico de España, desde mediados de la década de 1940 hasta la actualidad. Al distinguir por fuentes de generación de electricidad, el análisis corrobora que esa causalidad es la seguida en el caso de la electricidad obtenida a partir de fuentes

⁴ De acuerdo con Betrán (2005: 47), desde finales del siglo XIX hasta 1945 “los precios relativos de la electricidad frente al carbón fueron bajos en los países con mala dotación del segundo, y se detecta una relación negativa entre el precio relativo electricidad-carbón y el crecimiento económico”. Para esta autora, electricidad fue relevante en el crecimiento económico, sobre todo, de países con escasas dotaciones carboníferas.

⁵ Para explorar la relación entre la electricidad y el progreso tecnológico puede consultarse —entre otros— Schurr *et al.* (1990), autores que estudiaron lo acontecido en América a lo largo del siglo XX. Su análisis observó un fuerte incremento en la participación de la electricidad en el uso total de energía; un sustancial crecimiento en la eficiencia productiva de la economía (al menos desde 1920) y un persistente declive en la intensidad energética. Sonenblum (1990), por su parte, presentó evidencia que apoya la hipótesis de que el progreso tecnológico en la manufactura durante gran el siglo XX se relacionó con la adopción y difusión del proceso de producción y los modos de organización que se basan en el uso de la electricidad.

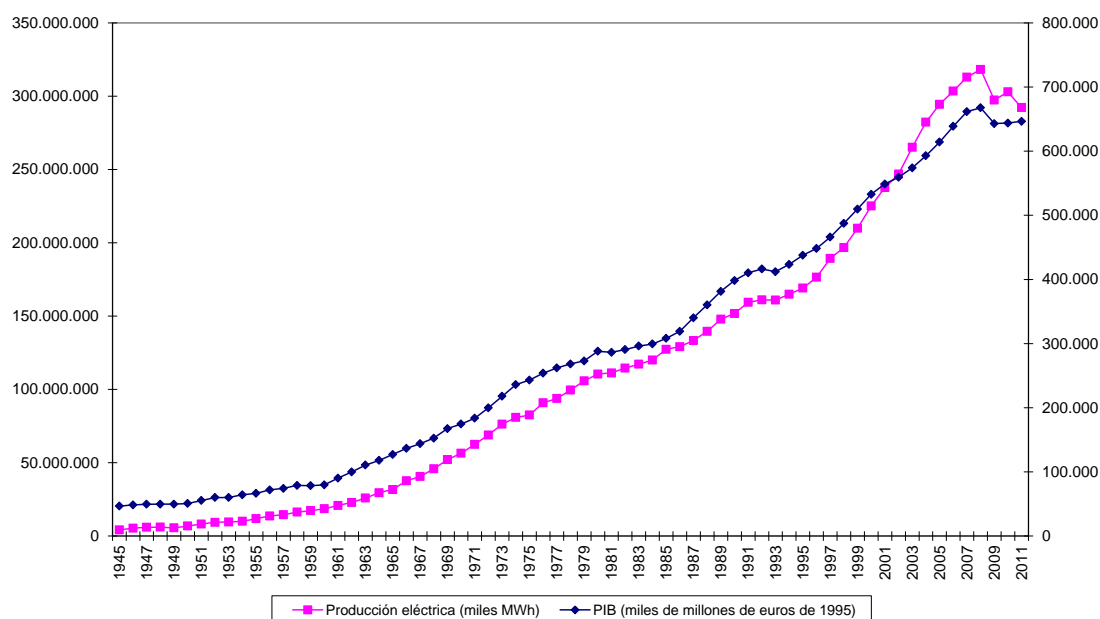
renovables o en centrales nucleares; en cambio, al considerar la producida en centrales térmicas convencionales es la opuesta; es decir, el crecimiento del PIB conlleva más producción de las térmicas convencionales, que es factible adquiriendo gas y petróleo, dos recursos en los que España muestra un elevado grado de dependencia del exterior.

El trabajo se estructura de la siguiente forma. A continuación, se expone de forma concisa la configuración del sector eléctrico español durante el período analizado. En el epígrafe siguiente, se resume la literatura empírica internacional que analiza la relación entre el aumento del consumo o de la producción de electricidad y el crecimiento del PIB. Posteriormente, se proporcionan las fuentes de los datos, se detalla de la metodología utilizada y se presenta la evidencia empírica acerca de la relación entre producción eléctrica y el crecimiento económico español. El trabajo concluye con un apartado en el que se sintetizan los resultados obtenidos.

Configuración del sector eléctrico español a partir de 1945

El Gráfico 1 ilustra que la evolución del PIB y la producción eléctrica española entre 1945 y 2011. Fácilmente, puede apreciarse un crecimiento de la producción eléctrica ha sido mayor que el del PIB. No obstante, del Gráfico no puede concluirse si el crecimiento de la producción eléctrica precedió el crecimiento del PIB o si, por el contrario, el aumento del PIB elevó el de la electricidad. Antes de estudiar la causalidad entre ambas variables, en este apartado se revisará con detalle cómo ha ido configurándose el sector eléctrico desde la posguerra civil hasta la actualidad.

Gráfico 1. Producción eléctrica y PIB real de España durante el período 1945-2011



Fuentes: UNESA, Prados de la Escosura (2005) e INE.

Como se adelantaba en el apartado anterior, la Guerra Civil frenó la construcción de nuevas centrales eléctricas. De hecho, hasta 1943 no se completó o puso en funcionamiento ninguna instalación importante⁶ y, a partir de entonces y hasta 1957, hubo frecuentes cortes de suministro en gran parte de España⁷. Gómez Mendoza *et al.* (2007) resaltan las restricciones entre 1945 y 1949, período de fortísimas sequías que frenaron el avance de la producción hidroeléctrica, que protagonizaba la oferta eléctrica española⁸.

De acuerdo con la historiografía económica, la congelación de los precios de la electricidad en un contexto inflacionista generó expectativas desfavorables, falta de incentivos y escasez de inversiones⁹. La recuperación de los programas de construcción

⁶ En los años cuarenta del siglo XX, se crearon FENOSA, Saltos del Sil, Hidroeléctrica Moncabril, Saltos del Nansa e Hidroeléctrica de Cataluña.

⁷ Los historiadores –véase, por ejemplo, Gómez Mendoza (2007a)– relacionan las restricciones eléctricas con la política autárquica e intervencionista del régimen franquista. Se originaron por una desviación entre la capacidad de generación y la demanda de energía, estimulada por la reducción de los precios reales de la electricidad y la escasez de combustibles. A la falta de lluvias se añadieron las dificultades para importar maquinaria y piezas de recambio y el precario suministro de carbón a las térmicas. Según Sudriá (1990a), la pérdida de producción industrial inducida por la escasez de electricidad pudo llegar al 10,8% en 1940, afectando principalmente a la industria textil y a la metalurgia.

⁸ Pueyo (2007a: 122) apuntó que la propia actuación del Estado también obstaculizó la inversión en ampliación de la capacidad del sector eléctrico y en la mejora de la eficiencia de las instalaciones existentes, al menos hasta los años cincuenta. Otro elemento a considerar fue la actitud hostil del gobierno español hacia las empresas de capital extranjero (casos de Barcelona Traction o Sevillana, por ejemplo).

⁹ En expresión de Carreras y Tafunell (2010: 290): “Las autoridades tuvieron la ocurrencia de congelar las tarifas eléctricas a la altura de 1936... Esto tuvo como consecuencia una drástica disminución de los

fue factible cuando se comenzaron a discutir las futuras Tarifas Tope Unificadas (TTU) y se mejoró el régimen de comercio exterior.

Por las circunstancias políticas españolas en el decenio de 1940 no se optó por la nacionalización, como en Francia o Alemania, sino por un régimen de autorregulación que aplicaban las empresas privadas. Sudrià (2007) —que estudió la intervención del Estado en el sector eléctrico español desde el fin de la Guerra Civil hasta 1973— acotó como principales mecanismos de intervención: la actividad de las empresas eléctricas públicas y el régimen de tarifas. Ambos instrumentos permitieron que el Estado jugara un papel destacado en el sector eléctrico español.

Con la *Ley de 24 noviembre de 1939 sobre ordenación y defensa de la industria* se unificó el sector eléctrico y se exigió una autorización para realizar las actividades del servicio eléctrico. Posteriormente, empresas públicas, como ENHER o ENDESA, filiales del Instituto Nacional de Industria suplieron, en parte, la iniciativa privada¹⁰. Carreras y Tafunell (2010: 292) señalan que ENDESA y ENHER fueron “llamadas a jugar un papel importante en la superación de las rigideces de la oferta del sector (causadas, recordémoslo, por la congelación de las tarifas) y las restricciones eléctricas, entrada ya la década de 1950”.

En el verano de 1944 se creó el espacio eléctrico nacional único y el territorio se dividió en zonas eléctricas, atribuyendo su gestión a delegados técnicos especiales, agentes nuevos que concentraron amplios poderes de dirección en detrimento de los agentes privados. La ejecución del denominado «Plan de conjugación del sistema eléctrico nacional» se encomendó a «Unidad Eléctrica, S.A.» (UNESA), surgida en agosto de 1944. UNESA tuvo al principio dos cometidos básicos: regular el sector

precios reales de la electricidad —del orden del setenta por 100 entre 1939 y 1951—. Lógicamente, los productores —las compañías eléctricas— no tenían ningún incentivo para invertir en la ampliación de la oferta..., lo que sucedió fue que se paralizó la construcción de nuevas centrales y la capacidad productiva no creció suficientemente para atender la demanda, que aumentó a lo largo de la década a una muy respetable tasa del 6,7 por 100 anual. Y es que la demanda eléctrica se expandió fuertemente, tanto porque los consumidores se inclinaron de forma natural a demandar una mayor cantidad de un bien cuyo precio relativo se reducía con gran celeridad, como porque se vieron impelidos a hacerlo ante la carestía de otras energías (carbón y, sobre todo, petróleo). Para acabar de empeorar las cosas, la misma política del Nuevo Estado, que promovía un tipo de industria altamente intensiva en consumo de energía —como la química, los astilleros y la siderometalurgia— contribuyó a agravar el problema”.

¹⁰ Véase Gómez Mendoza (2007 a, b) para más información. Según este autor, la documentación interna del INI muestra dos líneas de actuación en el sector eléctrico. Por un lado, se concebía al conjunto del sector eléctrico como un instrumento más de la política de industrialización. Y por el otro, se aspiraba a una estrecha colaboración entre las empresas públicas y privadas. Cuando se notaron los problemas de la escasez de energía, el INI entendió que había que disponer de más centrales hidroeléctricas y colaborar con las empresas privadas sugiriendo que el Estado revisara las tarifas o concediera primas o rebajas fiscales a las nuevas construcciones. A corto plazo, se instó la construcción inmediata de centrales térmicas y la interconexión de las redes eléctricas privadas.

eléctrico y desarrollar la red de interconexiones entre las principales zonas de producción para paliar la escasez de fluido eléctrico. La constituyeron 14 sociedades, tal como se recoge en Gómez Mendoza (2007a: 446), que se comprometieron a regular el sector, gestionar y desarrollar la red de transporte de energía eléctrica, de acuerdo con las directrices de la Administración. Exigieron, a cambio, que el Estado respetase el carácter privado de las empresas y no interfiriese en sus asuntos internos. El 2 de diciembre de 1944 una orden del Ministerio de Industria y Comercio encomendó a UNESA la creación de un repartidor de cargas y la conexión al mismo de todas las centrales productoras para coordinar su funcionamiento.

Tras la suspensión de los suministros de petróleo a España en febrero de 1944, se consideró preciso aumentar la producción de carbón y electricidad por lo que se suprimieron las restricciones a la adquisición de los materiales necesarios para el desarrollo de las empresas de ambos subsectores. De esta forma, a finales de 1945 se inició el apoyo del Estado a la construcción de centrales eléctricas. En ese mismo año se introdujo un recargo en el precio de la electricidad para compensar a las empresas productoras por el mayor coste de la generación térmica.

Aunque las relaciones entre el INI y UNESA fueron siempre problemáticas, especialmente por la competencia que supusieron las empresas del INI¹¹, la principal preocupación de las empresas eléctricas privadas a finales de los cuarenta y principios de los cincuenta de la pasada centuria era que las tarifas siguieran congeladas. Hasta enero de 1951 no se conocieron los criterios a utilizar en el establecimiento de las tarifas eléctricas y varios meses después se publicaron las normas básicas del régimen de las TTU, cuya aplicación se inició en enero de 1953¹².

¹¹ Gómez Mendoza (2007a, b) estudió los archivos de la agrupación patronal, UNESA, realizando también una interesante investigación acerca de ENDESA y ENHER. En el bloque referido a UNESA expuso su nacimiento y relató su actividad durante las primeras presidencias. La relación con la Administración pasó de la colaboración al enfrentamiento por la adquisición de centrales móviles; las expropiaciones de concesiones de la cuenca Noguera–Ribagorzana; la puesta en funcionamiento de la térmica de Ponferrada; y la negativa a negociar el reajuste de tarifas.

¹² El sector energético resurgió como resultado de la política industrial y de la disponibilidad de más divisas para importar petróleo. Entre 1949 y 1952 la generación de electricidad aumentó un 94 por 100, según Carreras y Tafunell (2010: 307). Ese salto se explica por la prioridad dada por el INI a la ampliación de la potencia instalada. De acuerdo con estos autores, en la década de 1950 entraron en funcionamiento grandes centrales térmicas —que aprovechaban reservas carboníferas sin salida comercial— e hidroeléctricas, construidas por las empresas públicas del sector energético (Endesa y ENHER más Encaso, reconvertida en una refinería de petróleo común y corriente que además explotaba sus recursos carboníferos produciendo electricidad en varias centrales térmicas). La política inversora se complementó con un nuevo marco regulador del sector eléctrico, como paso previo a la descongelación de las tarifas eléctricas. Una vez realizada la interconexión regional se procedió, en 1952, a la unificación de las tarifas y a la creación de OFILE para gestionar los intercambios de energía entre las compañías.

Las TTU se configuraron, tal como estudió Pueyo (2007b), como un sistema de costes estándar que debía cubrir los costes de funcionamiento e inversión en instalaciones y la tasa de rentabilidad del capital (fijada por el gobierno)¹³. Pese a sus limitaciones, permitieron alcanzar la suficiencia y la garantía del suministro eléctrico. Pueyo (2007b) colige que las TTU no garantizaron la eficiencia energética y económica y que beneficiaron a determinadas empresas y a los consumidores españoles abastecidos por empresas más ineficientes, dado que la tarifa era única para todo el Estado y el sistema de compensaciones favorecía a las compañías con menores ventajas comparativas (sobrecoste térmico) y a las empresas con mayor mercado– (subvención a la inversión)¹⁴.

El 21 de febrero de 1953 se encargó a UNESA, formalmente y con carácter permanente, la organización del repartidor central de cargas (RECA), dándole el control de la red de transporte de electricidad¹⁵. La titularidad de esta función correspondía a la Dirección General de Industria, pero su ejercicio se delegó al RECA. Se cerró así el sistema de autorregulación que, por incumplimiento de la actualización automática de las tarifas, confirió al Estado una capacidad reguladora singular para controlar la inflación y atenuar las rentas monopolísticas¹⁶.

De 1960 a 1973, el sector energético avanzó aunque con menos celeridad que el conjunto del sector industrial y se registró un proceso de sustitución del carbón por la electricidad y el petróleo. Así, mientras que en 1960 el primero representaba el 46,2 por 100 de las energías primarias –según Carreras y Tafunell (2010:354)–, en 1973 aportaba

¹³ Pueyo (2007b) resumió el desarrollo de la industria eléctrica, prestando especial atención a la implantación de sus grandes compañías y los primeros pasos de la regulación tarifaria. No debe olvidarse que a principios de la década de 1950 España aún registraba un consumo de energía débil, una intensidad energética reducida y un bajo grado de dependencia externa. El consumo per cápita era de 0,62 toneladas equivalentes de carbón en 1950, en claro contraste con los 1,9 toneladas equivalentes de carbón en 1970 (datos tomados de García Alonso, 2009), situación que puede calificarse de coherente con el retraso de la economía española, que contaba con un sistema productivo predominantemente agrícola, no mecanizado, y una industria que aún tenía que despegar.

¹⁴ Véase Pueyo (2007b) y Gómez Mendoza (2007 a) para un mayor detalle de la reforma de tarifas de 1953, el establecimiento de la Oficina de Liquidación Eléctrica (OFILE) y las disputas en torno al funcionamiento del *Dispatching Central*.

¹⁵ Véase UNESA (2005).

¹⁶ Las TTU, estrenadas el 1 de enero de 1953, beneficiaron a las térmicas del INI que disfrutaron de unas tarifas discrecionales muy superiores a las de la energía hidroeléctrica y de un marco estable que les aseguró el cobro de las cantidades devengadas por la venta de su energía. Además, el Estado se arrogó competencias para decidir el funcionamiento de las térmicas públicas y privadas. Hubo incremento de las tarifas en 1957, 1959, 1962, 1966 y 1967. Finalmente, a finales de diciembre de 1970 se aprobaron las tarifas binomias y se fijaron las primas a las construcciones efectuadas en 1968/69. A finales de 1972 se aprobó el *Decreto 3561/1972, de 21 de diciembre, por el que se establecen las condiciones del sistema integrado de facturación de energía eléctrica* y se suprimió OFILE. La implantación del nuevo Sistema de Facturación (SIFA) y la aprobación de las nuevas Tarifas Tope de Estructura Binomia (TTEBs) se produjo por Orden del Ministerio de Industria de 11 de abril de 1973.

el 17,2 por 100. La generación de electricidad creció a un ritmo similar al de producción industrial total, debido a la universalización de su uso en las actividades productivas y domésticas.

El sistema de autorregulación forjado desde 1944 quedó superado a raíz del *Real Decreto 926/1980, de 18 de abril, por el que se constituye la Delegación del Gobierno en la explotación del sistema eléctrico*. En virtud de esta norma, las funciones realizadas por el RECA fueron asumidas por la Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico (ASELÉCTRICA) y, en concreto, por un órgano dependiente de ella: el Centro de Control Eléctrico (CECOEL)¹⁷. Según este Real Decreto, ASELÉCTRICA podía ordenar a todas las empresas eléctricas de ciclo completo, cuyas instalaciones de producción estuvieran conectadas a la red de alta tensión, medidas conducentes a la mejor utilización de los medios de generación y transporte de energía eléctrica. A su vez, se creó la figura del Delegado del Gobierno en ASELECTRICA, puesto que acentuó las funciones de dirección públicas.

Las reformas de 1980 fueron consecuencia del Plan Energético Nacional (PEN) de 1979, que estableció una programación global del sector energético que alcanzó la electricidad, carbón, gas y petróleo¹⁸. Los cambios se consolidaron y compendiaron en la *Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional*¹⁹.

El objetivo central de la Ley 49/1984 fue superar los criterios individuales de las empresas en la explotación del sistema eléctrico con criterios de optimización global. Para ello, se acordó la nacionalización de la red de alta tensión y la explotación unificada del sistema eléctrico. Las instalaciones de la alta tensión pasaron a Red Eléctrica España, S.A. (REE), constituida por *Real Decreto 91/1985, de 23 de enero*, en

¹⁷ ASELÉCTRICA se creó el 16 de noviembre de 1979 fruto de una resolución del Pleno del Congreso de los Diputados que modificaba algunos aspectos del Plan Energético Nacional de 1975. Según la resolución, ASELÉCTRICA debía ser una asociación de las empresas del sector eléctrico y debía perseguir la mejor utilización y distribución de los recursos disponibles. ASELÉCTRICA no poseía la red, pero asumió la coordinación de la explotación del sistema eléctrico español en la península y la puesta en práctica de las directrices del ente regulador, el Ministerio de Industria y Energía. CECOEL se ocupó de coordinar la gestión, en colaboración con las compañías eléctricas, de los equipos de producción y transporte de la energía térmica, así como de los intercambios de energía con Francia y Portugal y de los realizados en el mercado interior. A partir de 1982, ASELÉCTRICA se integró en diferentes organismos internacionales relacionados con sus actividades.

¹⁸ La planificación eléctrica tenía antecedentes como el Plan de Electricidad para el periodo 1954-1963 o el I Plan de Desarrollo de 1964-1967, que se refería con cierta minuciosidad al sector eléctrico. Véase Romero Luna (2001) para un mayor detalle sobre los primeros planes energéticos nacionales.

¹⁹ Previamente, el 6 de mayo de 1983 se firmó un protocolo entre el Gobierno y las compañías eléctricas que contenía los “Acuerdos sobre nacionalización de la red de alta tensión”.

cuyo capital se dio entrada de forma gradual a las distintas compañías eléctricas²⁰. Las eléctricas privadas siguieron siendo propietarias de las instalaciones de generación y de distribución, pero REE influyó en su gestión determinando la actividad de las distintas centrales, el destino de su producción y la retribución que les correspondía. Las decisiones sobre inversión en plantas de producción eléctrica quedaron vinculadas a las previsiones de los Planes Energéticos Nacionales. La nacionalización fue seguida de medidas que reforzaron el protagonismo estatal como el intercambio de activos financieros entre las empresas eléctricas, el «marco legal estable» (MLE) para fijación de tarifas de conformidad con criterios económicos, y el establecimiento de una Delegación del Gobierno en la explotación del sistema eléctrico.

El MLE se plasmó mediante el *Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio*, definiendo la tarifa como la retribución global y conjunta del sistema eléctrico nacional, fijada por aplicación del sistema de ingresos y costes estándares.

El mantenimiento de la estructura empresarial privada evitó las expropiaciones e indemnizaciones a los accionistas y la aportación de fondos para la financiación del sector. Un logro de la Ley 49/1984 fue el establecimiento del despacho centralizado que permitió –al menos en teoría– la minimización de los costes variables del sistema. Ahora bien, en su instrumentación se detectaron deficiencias, como la no imparcialidad del gestor de la explotación, participado mayoritariamente por ENDESA.

A principios de la década de 1990 se decidió superar el sistema de compensaciones y adaptar el MLE a las nuevas circunstancias²¹. Por diversos motivos las empresas eléctricas privadas aceptaron la aprobación de la *Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN)*, que marcó una nueva etapa en la configuración del sector eléctrico español.

²⁰ REE se constituyó como gestora del servicio público de explotación unificada del sistema eléctrico nacional. Asumió el patrimonio de ASELÉCTRICA y siguió las pautas del Protocolo de mayo de 1983. Empezó con la mayor parte de los activos de la red de alta tensión en servicio en febrero de 1984. La LOSEN le encargó posteriormente las actividades de transporte, con la adecuada separación contable, así como las operaciones de intercambio internacional de energía eléctrica a corto y a largo plazo. Antes de concluir 1997 se reestructuró el accionariado de REE para que ningún accionista privado tuviera una posición de dominio directa o indirectamente (la suma no podía superar el 30%).

²¹ Se consideraba necesario avanzar en la explotación conjunta del sector. El problema principal se derivaba de la yuxtaposición de la heterogeneidad entre las características de oferta y de demanda de las zonas de referencia y la existencia de una tarifa única, que obligaba al empleo de compensaciones entre empresas difíciles de definir. A estos problemas de fondo se añadió la crisis energética y económica de finales de los años setenta, en la que incidieron factores como la elevación del precio de las energías primarias, la reestructuración de las unidades de generación o la suspensión del programa nuclear.

Con la LOSEN se pretendió transponer la Directiva Europea 96/1992 y aumentar la competencia y eficiencia del sector eléctrico, al configurar un doble sistema regulatorio. Por un lado, un sistema integrado en el que se mantuvieron los postulados básicos del modelo anterior (planificación vinculante, explotación y optimización unificada, tarifa única en el territorio nacional y coordinación de la distribución nacional). Y por el otro lado, un sistema independiente que contemplaba fórmulas de apertura a la competencia, identificadas con el modelo regulatorio europeo²². Su implantación dependía de una decisión de la Administración del Estado que debía apoyarse en criterios de planificación energética. Con el sistema independiente se aspiraba a que la producción eléctrica fuera vendida y comprada, siguiendo a las reglas de la oferta y la demanda; es decir, que un comprador de energía eléctrica pudiera negociar precios y acordar condiciones de compra.

La LOSEN reguló que las empresas de distribución no podían negar la utilización de una red, salvo cuando ello impidiera usar la misma para el cumplimiento de sus obligaciones como distribuidores. El acceso a las redes de distribución debía realizarse en condiciones transparentes y objetivas, correspondiendo a la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) velar por objetividad y transparencia del sistema eléctrico y resolver las cuestiones que se suscitasen.

Otra cuestión relevante fue que la LOSEN concibió el transporte como una actividad independiente y desnacionalizó el transporte de alta tensión. Ha de reconocerse que la separación jurídica de actividades *per se* no introduce competencia. Antes al contrario, en un régimen de explotación unificada puede reducirla. Las empresas generadoras se vieron obligadas a entregar toda la energía a REE, lo que transformó el *pool* de excedentes en un *pool* de toda la energía producida. Por su parte, la separación jurídica de la generación y la distribución eliminó la necesidad del sistema de compensaciones y facilitó la integración económica y liquidación encomendada a la CSEN.

El 1 de enero de 1998 entró en vigor la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, aprobada tras la firma del *Protocolo para el Establecimiento de una*

²² La *Directiva 2003/54/CEE, de 26 de junio de 2003, del Parlamento Europeo y del Consejo* modificó parcialmente la *Directiva 96/92/CE*, sin variar de manera esencial ni los principios, ni los criterios y técnicas de organización y apertura del mercado establecido, pero insistiendo en dos ideas principales: la remoción de obstáculos y el objetivo de la realización plena y efectiva del mercado interior eléctrico.

*Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional el 11 de diciembre de 1996*²³. Esta Ley, que pretendió garantizar el suministro eléctrico y su calidad al menor coste posible y sin olvidar la protección del medio ambiente, supuso el inicio de la liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema²⁴. Es importante resaltar que estableció la competencia entre las empresas eléctricas y reconoció a los consumidores de la capacidad de elegir suministrador. La adecuación del sector al nuevo entorno competitivo motivó cambios en UNESA y su transformación en asociación empresarial.

En la Ley 54/1997, el transporte y distribución de electricidad se consideraron actividades a realizar en régimen de monopolio natural, al entender que no era razonable multiplicar las redes de transporte y conexión entre las distintas áreas geográficas. Así, se segregaron las distintas actividades que debían operar en régimen de monopolio de las de generación y comercialización (en régimen de libre competencia)²⁵.

La Ley de 54/1997 suprimió la planificación vinculante; la creación del mercado mayorista anuló el proceso de integración previsto por la LOSEN; y el progresivo desarrollo del mercado minorista, mediante la libre elección de suministrador por los consumidores, redujo el ámbito de las tarifas únicas. A su vez, introdujo la explotación unificada del sistema eléctrico, que dejó de ser un servicio público y sus funciones fueron asumidas por dos sociedades mercantiles privadas, responsables de la gestión económica y técnica del sistema, respectivamente.

Se establecieron dos grados de regulación. De una parte, actividades potencialmente competitivas (generación y comercialización), para las que había libre entrada y salida, con autorización de carácter reglado. Y, por la otra, las actividades potencialmente no competitivas: operador del sistema, operador del mercado, transporte

²³ El Protocolo constaba de tres Acuerdos sobre Modelo de funcionamiento del sistema eléctrico español, Implantación del nuevo modelo y Separación de actividades, estructura de mercado y régimen accionarial. Reflejó el compromiso que las empresas eléctricas estaban dispuestas a asumir (la reducción de tarifas) para conseguir los objetivos planteados en relación con la Unión Monetaria Europea. Los firmantes acordaron propiciar un acceso sin restricciones a las diversas fuentes de energía primaria utilizadas para la generación de electricidad y asumieron los postulados de la *Directiva 9692/CE del Parlamento y del Consejo sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad*.

²⁴ Para conseguir la seguridad en el suministro eléctrico se optó por diversificar el tipo de centrales de producción, autorizando que pudieran operar con dos tipos de combustibles. De este modo, la escasez de combustible de un tipo no comprometía la producción de electricidad o sus precios.

²⁵ La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. En el caso de las redes –que debían ser accesibles a terceros– su régimen retributivo continuó fijado administrativamente, en función de los costes de actividad. La actividad de comercialización, que apareció con esta ley, se concibió como independiente del resto de actividades destinadas al suministro y fue dotada de un marco normativo que facilitó la libertad de contratación y elección por los consumidores.

y distribución. Se consideró que para estas actividades no había libre entrada (solo un título habilitador de carácter discrecional) y la regulación fue el principio básico de su funcionamiento, utilizando mecanismos competitivos para sus decisiones.

En la comercialización se distinguió entre consumidores con derecho a la libre elección de suministrador en régimen de libre competencia y consumidores que no tenían (o no ejercían) el derecho a la libre elección de suministrador (régimen de suministro a precio regulado).

La Ley 54/1997 reguló el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, reconociendo el derecho de generadores, comercializadores y clientes cualificados a utilizar la red para el tránsito de la electricidad. Los gestores solo podían denegar el acceso a la red en los casos de que no dispusieran de la capacidad necesaria.

El operador del mercado se encargó de articular la gestión económica del mercado de generación eléctrica, de conformidad con los principios de transparencia, objetividad e independencia. Se encomendó esta función a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Sociedad Anónima (OMEL), creada en abril de 1997²⁶.

Al operador del sistema, REE, se asignó la continuidad y seguridad del sistema eléctrico, así como la coordinación de la producción y del transporte, ejerciendo sus funciones en colaboración con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. Como operador debía garantizar la regularidad y continuidad del suministro y se le encomendó el funcionamiento de las instalaciones de producción sobre la base de las casaciones realizadas por el operador del mercado.

El modelo de asignación y gestión de los riesgos comerciales y económicos se modificó. Hasta entonces ni las empresas ni la Administración sufrían las consecuencias de mayores costes derivadas de los errores de planificación y explotación. Las empresas, en cambio, sí que se veían sometidas a riesgos de regulación a través de las decisiones de planificación, explotación unificada y la fijación de tarifas. Los riesgos comerciales aparecieron con la apertura a la competencia y con la libertad de contratación y de elección de suministrador. Para reducirlos aparecieron las actividades de transacción en los mercados mayorista y minorista y la formación de contratos. Por

²⁶ Del accionariado de OMEL podía formar parte cualquier persona física o jurídica, siempre que su participación directa o indirecta no superase el 5%. Del mismo modo, la suma de participaciones directas o indirectas de los sujetos que realizasen actividades en el sector eléctrico no debía superar el 40%.

lo que respecta a los riesgos regulatorios, era fundamental definir un marco de relaciones jurídicas entre los derechos subjetivos y las potestades públicas.

En la construcción del modelo se contemplaron dos cautelas importantes: los costes de transición (CTC), importados conceptualmente de los mecanismos adoptados fundamentalmente en el mundo anglosajón, y el mantenimiento de una tarifa, que coexistió con un diseño normativo minorista abierto a la competencia y el precio libre.

En concreto, se reconoció a las empresas titulares de instalaciones de producción incluidas en el denominado MLE, una retribución fija para compensar la diferencia entre los ingresos medios obtenidos a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción²⁷. Los costes que derivaban de esta retribución se repercutieron a los consumidores, como costes permanentes del sistema, a través de la tarifa. La misma mecánica cubría los incentivos al consumo del carbón que, en un régimen de competencia bien depurado, no deberían formar parte del precio de la energía.

La Ley 54/1997 no separó bien regulación y política; el regulador continuó siendo el Ministerio y la independencia política de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) era menor que la de la antigua CSEN. Persistió un problema de asimetrías reguladoras, puesto que se mantuvieron intervenciones administrativas y precios regulados. Las asimetrías reguladoras resultaban claras en la generación y en la elección de las energías primarias. Además, los costes de transición a la competencia se identificaron, pero no se asignaron ni liquidaron, lo cual también interfirió en la formación competitiva de los precios.

A partir de entonces se produjeron cambios fundamentales en el sector eléctrico que provocaron continuas modificaciones normativas. El *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios* limitó el incremento de nueva potencia instalada a los grupos eléctricos que ostentaban una cuota significativa²⁸. Fue una medida novedosa para facilitar la entrada de nuevos generadores en régimen ordinario y limitar la

²⁷ De esta forma, se compensaba a las empresas por las inversiones realizadas con las condiciones retributivas que se establecieron cuando se aprobó el MLE. La Ley estableció un periodo transitorio de diez años, durante los cuales se siguió cargando en la tarifa los conceptos indicados y algunos de semejante naturaleza. Adviértase que los costes de transición a la competencia revelaban las dificultades para desmontar un servicio organizativo desde la Administración, teniendo en cuenta que los criterios sociales no son siempre compatibles con la competencia libre.

²⁸ Los generadores eléctricos que poseían una cuota de más del 40% de la potencia instalada en régimen ordinario en territorio peninsular, no podían aumentarla en cinco años, siendo de tres años el periodo de la prohibición para aquéllos que tuvieran más del 20%.

concentración horizontal del sector, al advertir que la estructura cuasiduopólica del dificultaba la competencia. El Real Decreto-ley 6/2000 también adelantó el calendario de liberalización, de forma que desde el 1 de enero de 2003 todos los consumidores ostentaron la consideración de cualificados. Se previeron nuevas formas de contratación de los comercializadores y se les permitió adquirir energía de empresas de Estados de la Unión Europea o de terceros países; de productores nacionales en régimen especial (pagando directamente la prima establecida) y de productores nacionales en régimen ordinario. Esta energía podía venderse a clientes cualificados o integrarse en los mercados diarios e *intradía*²⁹.

La Directiva 2003/54/CEE, de 26 de junio de 2003, alentó determinadas medidas procompetencia, profundizó en la separación de actividades, diferenciando entre el titular de las redes y los operadores o productores, y contempló actuaciones para la protección de los consumidores, en especial para los “vulnerables” y, sobre todo, puso énfasis en el mercado interior eléctrico³⁰. La transposición de la Directiva se realizó por la *Ley 17/2007, de 5 de julio, de modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*. Fue una reforma parcial de la Ley 54/1997, que reordenó determinados aspectos del sector, como la estructura del mercado organizado mayorista, y prosiguió con la liberalización³¹.

Con la Ley 17/2007 desaparecieron los consumidores cualificados y los agentes externos, que se integraron en la figura de los comercializadores³². Para garantizar la prestación del servicio de suministro eléctrico a todos los ciudadanos que lo requiriesen,

²⁹ No se revisó el funcionamiento global del mercado mayorista, pero se incidió sobre algunos elementos mejorables; tampoco se reforzó la posición de la Comisión Nacional de Energía (su escasa participación en la gestión de las medidas liberalizadoras reflejaba un defecto institucional del modelo de regulación para la competencia) ni se resolvió la falta de conexiones internacionales, permaneciendo la Península Ibérica como una “isla eléctrica”, con una reducida capacidad comercial con Francia, Portugal y Marruecos.

³⁰ En el caso español, el mercado de referencia era el ibérico (resultante de la integración del portugués y el español). El MIBEL surgió mediante convenio internacional de 1 de octubre de 2004, con un solo operador (Operador del Mercado Ibérico). La integración efectiva se produjo desde 2007, reconociéndose capacidad a los agentes portugueses para actuar y habilitando al Gobierno para establecer el régimen jurídico al sujetar la actuación de los distintos sujetos en las operaciones de compraventa.

³¹ Se realizaron cambios estructurales al crear una unidad orgánica específica al interior de REE, encargada de desarrollar las funciones del operador del sistema de transporte; la Oficina Gestora de Cambios de Suministrador, sociedad independiente responsable de la gestión centralizada de las comunicaciones y registro formal de los cambios de suministrador de la energía eléctrica; el Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético para el permanente seguimiento de la garantía de los suministros energéticos; y, el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores (para la inscripción de los participantes en el mercado de producción de energía eléctrica).

³² Sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

la Ley estableció para todo el territorio nacional y sin perjuicio de sus especialidades, la tarifa de último recurso, entendida como la fijación de un precio máximo aplicable a consumidores para los cuales se concebía la prestación como servicio universal.

La Ley 17/2007 recogió el principio de separación jurídica de las actividades de distribución y transporte. La de transporte se configuró como un monopolio legal y las empresas que hasta entonces la realizaban tuvieron que abandonarla en beneficio del gestor de la red de transporte, único autorizado. La gestión de la red de transporte se separó de la actividad propiamente dicha para que el gestor no dependiera de los intereses comerciales de las empresas. La Ley creó la figura del gestor del sistema de distribución al que se le atribuyeron funciones garantizadoras del acceso de terceros a la red y del desarrollo y explotación de la misma con criterios transparentes y fundamentados.

Otras modificaciones de la Ley 17/2007 fueron la desaparición de la figura del agente externo; la liberalización plena de los intercambios intracomunitarios de electricidad; y la modificación de la garantía de potencia como un componente de retribución obligatoria del mercado de producción.

Con posterioridad, se aprobaron otras reformas de la Ley 54/1997. En 2009, se transpuso la *Directiva 2006/123/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior*. Las actividades prestadas en régimen de competencia estaban sometidas a la liberalización de la prestación de servicios que operaba la Directiva 2006/123/CE y por ello la Ley 25/2009 de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, eliminó los regímenes de autorización para el ejercicio de las actividades de comercialización, suprimiendo la inscripción en el registro de los comercializadores y consumidores directos en mercado de electricidad. De hecho, desde el 1 de julio de 2009, la actividad de distribución y el suministro es ejercida por los comercializadores en libre competencia.

Otros cambios normativos se ampararon en la crisis financiera y económica internacional. Este es el caso, de la Ley 5/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que abordó la reforma de los organismos reguladores, introduciendo un marco horizontal, común a todos ellos, asumiendo su independencia (frente al Gobierno y al sector correspondiente), y cuya actuación se rige por principios de eficiencia y transparencia.

La Ley 5/2011 introdujo instrumentos de planificación para elevar la participación de las energías renovables, reforzar la previsibilidad y la eficiencia de las decisiones de política energética y, en especial, del marco de incentivos y para reducir la participación de las energías con mayor potencial de emisiones de CO₂. Se estableció una planificación vinculante de las infraestructuras de transporte de energía y una planificación indicativa en la generación. A su vez, impulsó la cooperación entre administraciones públicas, en el marco de la Conferencia Sectorial de Energía, y fomentó la investigación, el desarrollo y la innovación en materia de energías renovables y ahorro y eficiencia energética.

La *Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE* abordó tres reformas importantes: la creación de una agencia europea; el refuerzo y la extensión de los poderes de regulación de las autoridades nacionales; y, el fomento de la cooperación de los gestores de red. Se traspuso al ordenamiento jurídico español a través del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*. En este Real Decreto-ley se designó una única autoridad reguladora a escala nacional, independiente de cualquier otra entidad pública o privada, y se fijaron los objetivos, obligaciones y competencias de las autoridades reguladoras. El Real Decreto-ley contenía diversos artículos para garantizar la independencia entre las actividades de red y las de generación y suministro, y contempló la designación de los gestores de redes de transporte. A su vez, se aprobaron nuevos criterios para la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la correspondiente al año 2012, y disminuyendo el importe a satisfacer a las empresas de generación de electricidad. De igual forma, incluyó medidas para corregir la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Asimismo, introdujo la referencia al consumidor vulnerable, —medida adoptada ya con la configuración del bono social— contemplando que era el que cumpliera las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinasen, y estableció medidas para garantizar una protección adecuada a los consumidores.

El Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, incorporó medidas adicionales relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y modificó la retribución de la actividad de transporte, fijando que la retribución en concepto de inversión se reconocería para activos en servicio no amortizados.

A lo largo del período analizado la normativa ha distorsionado el funcionamiento del mercado eléctrico, los incentivos de los agentes y han aparecido excesos de capacidad en determinadas centrales como las térmicas de ciclo combinado de gas. Un buen exponente de los desajustes ha sido el conocido “déficit tarifario”: diferencia entre la cantidad total recaudada por las tarifas reguladas y los costes reales asociados a dichas tarifas³³. El desacoplamiento entre las tarifas y los costes incurridos para la provisión de las mismas se articuló a través del Real Decreto 1432/2002, con efectos negativos en términos de eficiencia, de desarrollo de la liberalización y del elevado déficit de tarifas al que dio lugar³⁴.

Para paliar el déficit tarifario, incrementado por la crisis y el aumento de la producción eléctrica a partir de fuentes renovables, se aprobaron varias medidas. El *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social* estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario. A través del *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*, se adoptaron nuevas medidas para abordar la corrección del déficit³⁵. Posteriormente, se suspendieron con carácter temporal los incentivos

³³ Comisión Nacional de la Energía (2012) estableció como causas del déficit tarifario la incorporación como costes del sistema de un volumen creciente de costes reconocidos a las actividades reguladas, planificados inicialmente donde se esperaba un mayor crecimiento de la demanda, y, en particular, a los mecanismos de incentivos económicos para las instalaciones del Régimen Especial, a la compensación extrapeninsular y al incremento de la retribución de la distribución y el transporte, además de los costes de financiación del déficit.

³⁴ Comisión Nacional de la Energía (2012:2) puntualizó que “en España los precios finales, especialmente de electricidad, que tienen un impacto directo en la competitividad industrial, se situaron en 2011 en el rango de la Unión Europea. Por su parte los precios finales para los consumidores doméstico-residenciales, especialmente de electricidad, registraban puestos entre los más elevados del *ranking* europeo, si bien cabe remarcar que el impacto de la factura eléctrica sobre el gasto anual medio de las familias en España suponía el 2%”. La diferencia de nivel de dichos precios finales sería aún mayor en relación con los precios europeos si se tuviera en cuenta el déficit estructural del sistema eléctrico.

³⁵ El Real Decreto-ley 14/2010 elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-ley 6/2009, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013. Además se aprobaron otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los costes y de los ingresos del sistema. Entre ellas, se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones

económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos por el *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*³⁶.

La *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética* reconoció como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, en línea con la Unión Europea. Esta ley introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como con determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Se introdujeron aspectos relacionados con el derecho a la percepción de un régimen económico primado por instalaciones de energía renovable que utilicen combustibles.

La *Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013*, en coherencia con la Ley 15/2012, estableció un conjunto de aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables equivalentes a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

El *Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social*, dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año. Para asegurar un régimen económico, bajo el presupuesto y condición de la completa ejecución de la instalación en un concreto plazo, se introdujo una habilitación para la supresión o corrección del

fotovoltaicas y se establecía la obligación de los productores de energía de hacer frente a un peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

³⁶ Con la supresión de los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial se pretendía evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones.

No siendo suficientes estas medidas en 2013 se adoptaron dos reales decretos-leyes y un crédito extraordinario en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*, introdujo medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados, tratando de evitar la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico y se incorporaron dos opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial: la cesión al sistema percibiendo una tarifa regulada o la venta en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.

La *Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo*, significó una nueva aportación del Estado

Adicionalmente, se adoptaron otras normas que supusieron un incremento de los peajes de acceso para los consumidores, y por consiguiente, de los ingresos del sistema eléctrico. El *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico* estableció un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable, en una rentabilidad de proyecto.

Finalmente y para garantizar la estabilidad regulatoria, la sostenibilidad del sistema eléctrico a largo plazo y resolver las deficiencias existentes en su funcionamiento se aprobó la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, una reforma global basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico, que trató de devolver al sistema una sostenibilidad financiera. La Ley 24/2013 pretende garantizar el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir

un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

El principio de sostenibilidad económica y financiera será, según el preámbulo de la Ley 24/2013, un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la ley. Se mantuvo la financiación de los costes del sistema por parte de los consumidores mediante el pago de los peajes de acceso a las redes y el resto de cargos, así como, mediante otros instrumentos financieros, y, excepcionalmente y para los supuestos específicamente previstos, mediante las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

La diferenciación de peajes y cargos respondió a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución (peajes) de aquellos pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema (cargos). Así, los peajes de acceso se destinan a cubrir el coste de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la *Directiva 2009/72/CE*. Y los cargos, a cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondieran, teniendo en cuenta las cuantías que también proceden de las partidas presupuestarias o de otros mecanismos. Así, entre otros, los cargos cubren el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.

La ley reforzó y clarificó los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se consideraban los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Para los sistemas eléctricos no peninsulares, se aprobó un régimen singular considerando exclusivamente los extracostes de estos sistemas asociados a su carácter aislado. La gestión técnica y económica del sistema mantuvieron el resto de criterios retributivos, incorporando en la retribución del operador del sistema incentivos a la reducción de costes del sistema derivados de la operación. El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basó en la necesaria participación en el mercado de estas

instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permitiera a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado.

La Ley 24/2013 estableció el denominado precio voluntario para el pequeño consumidor, el precio máximo de referencia al que podían contratar los consumidores de menos de determinada potencia contratada que desearan utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora. Definió asimismo la figura del consumidor vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, y estableció medidas oportunas para garantizar una protección adecuada a estos consumidores.

En definitiva, el proceso de liberalización del sector eléctrico español ha sido y es difícil, por las peculiaridades naturales del sistema, los compromisos y vinculaciones existentes, los arrastres históricos, así como por la estructura empresarial que dominó la organización del sector. Recuérdese, además, que en España la capacidad de interconexión con el resto del continente es reducida para usos comerciales y, por lo tanto, que las grandes empresas europeas no siempre ejercen competencia. Pese a ello, la liberalización se desarrolló más rápido de lo exigido por las directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección del suministrador, y se enmarcó dentro de los principios de protección medioambiental³⁷.

Pese a que las tarifas crecieron en los últimos años estudiados hasta situar el precio de la electricidad en España por encima de la media de la Unión Europea³⁸, el sector eléctrico ha arrastrado distorsiones en los precios y ha generado un elevado déficit tarifario, que se relaciona con el aumento del volumen de primas a las energías renovables.

Al final del período estudiado el nivel de seguridad y calidad del suministro eléctrico eran elevados, dado el nivel de inversiones acometidas en los últimos quinquenios (con un destacable esfuerzo en redes de transporte y distribución), y existía

³⁷ Véase el preámbulo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

³⁸ Tal como se recoge en Jiménez (2013: 371), si bien desde mediados del decenio de 1990 a mediados del siguiente los precios eléctricos en España registraron aumentos mucho menores que en otros países europeo, desde 2005 las tarifas acumulan alzas muy sustanciales, de forma que España estaba ya en 2012 en el rango más alto entre los países europeos en cuanto a los precios de la electricidad para las bandas de consumo más habituales de los clientes domésticos.

una mezcla de fuentes de energía más diversificada que en la década de 1940, con elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables³⁹.

Examinada la configuración del sector y a pesar de las distorsiones señaladas, en este trabajo se analiza la causalidad entre el crecimiento económico y el de la producción de electricidad, diferenciando la generada mediante las principales fuentes renovables (agua, viento y sol) de la procedente de térmicas convencionales y térmicas nucleares. Previamente, se sintetiza la literatura empírica internacional que analiza la relación entre el aumento del consumo o de la producción de electricidad y el crecimiento del PIB.

Producción y consumo de electricidad y crecimiento económico

La relación causal entre la electricidad y el crecimiento económico constituye un interesante campo de investigación, cuyos resultados pueden orientar las políticas energéticas y de fomento del crecimiento. La vinculación entre electricidad y crecimiento ha sido ampliamente estudiada desde las crisis del petróleo de la década de 1970 y, en especial, en los últimos decenios⁴⁰. No obstante, la presencia de correlación no implica necesariamente la existencia de una relación de causalidad entre electricidad y crecimiento. Un test de causalidad solo proporciona información útil acerca de si las fluctuaciones en la producción o en el consumo de electricidad afectan al crecimiento del PIB y viceversa. En términos generales, y utilizando una metodología específica para series temporales, la literatura económica confirma una estrecha relación de causalidad entre el aumento de la producción o el consumo eléctrico y el crecimiento, si bien los resultados no son concluyentes puesto que dependen de las características particulares del país, de la metodología elegida, de las variables utilizadas y del período investigado. Estos análisis pueden clasificarse, de acuerdo al tipo de resultados

³⁹ Al final del período examinado, y según se desprende de UNESA (2012), sobresalía la aportación de las térmicas convencionales —con una cuota del 51,5% en la producción eléctrica española— y de las centrales hidráulicas, eólicas y solares —que cubrían el 28,7% de la producción—. El resto procedía de centrales nucleares (19,8%), generándose más de 290.000 kWh. El gas natural y las energías renovables ganaban peso frente al carbón, el petróleo y la energía nuclear. No obstante, España tenía una dependencia energética alta, en torno al 75%, y era el cuarto país importador neto de la UE, por detrás de Alemania, Italia y Francia.

⁴⁰ Rosenberg (1982:82) cuestionó la literatura empírica previa que había analizado la relación entre energía y crecimiento económico, ya que podía estar “llena de trampas”. En su opinión, ello sucedía cuando se agregaban las diferentes fuentes de energía con denominadores comunes, como las unidades térmicas británicas. En su trabajo se decantó por un enfoque alternativo, analizando la aportación del cambio técnico y el uso de la energía al sector metalúrgico (por ser el subsector manufacturero que más energía emplea) y, posteriormente, estudiando los usos industriales de la energía eléctrica.

obtenidos, en cuatro grupos que determinan cuatro respectivas teorías. En el Anexo 1 se recoge una síntesis de los estudios realizados en distintos países.

Algunos trabajos, los que en la literatura se incluyen dentro de la llamada *growth hypothesis* o *hipótesis del crecimiento*, encuentran una causalidad unidireccional desde el consumo de electricidad hacia el crecimiento económico. En este caso se espera que el sector eléctrico desempeñe un papel crucial en la generación de mayores tasas de crecimiento, al favorecer el progreso tecnológico y elevar la productividad de otros factores productivos. Ello significa que en los países en los que se verifica esta hipótesis el crecimiento de su producción depende del consumo (y la generación) de electricidad y, por lo tanto, una reducción en la demanda eléctrica como resultado, por ejemplo, de una política energética conservadora, puede desencadenar, *ceteris paribus*, menor crecimiento económico. De acuerdo con Chontanawat *et al.* (2008), esto ocurre con frecuencia en los países desarrollados si bien, como se observa en el Anexo I, ello también sucede en las economías en desarrollo.

En otras economías, por el contrario, se revela la relación opuesta. Es decir, el crecimiento de la producción origina mayor consumo de energía eléctrica, lo que se enmarca dentro de la *hipótesis de conservación* (*conservation hypothesis*), tal como ocurrió en Indonesia y México, según Murry y Nan (1996), o en o en Australia, de acuerdo con Narayan y Smyth (2005). Cuando esto sucede, se sobrentiende que la economía de ese país es menos dependiente del consumo de electricidad y, por lo tanto, las políticas conservadoras puestas en marcha para reducir el consumo de electricidad tienen poco o ningún impacto en términos de crecimiento económico.

En otros países se encuentra evidencia empírica favorable a la *hipótesis de retroalimentación* (*feedback hypothesis*), en virtud de la cual la causalidad entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico es bidireccional con los positivos efectos que de ello se derivan. En estos casos un mayor crecimiento económico genera mayor consumo de electricidad que, a su vez, refuerza el crecimiento futuro, generando de ese modo un *círculo virtuoso*. Para Yoo (2005 y 2006) esto sucedió en Corea, Malasia y Singapur y en Taiwan, según el estudio de Yang (2000), y en Irán, Qatar y Arabia Saudí, de acuerdo con el de Squalli (2007).

Por último, algunas investigaciones sugieren la ausencia de relación causal entre las dos variables, electricidad y producción, sustentando la *neutral hypothesis* o *hipótesis de neutralidad* en cuyo caso, el crecimiento de la economía no guarda relación de causalidad con el consumo de electricidad y viceversa. En consecuencia, las políticas

de fomento del crecimiento no afectarán al consumo (o producción) de electricidad y las políticas energéticas encaminadas a impulsar o restringir el consumo (o producción) de electricidad no influirán en el crecimiento. Esta hipótesis supone que esto sucede en economías en las que el sector energético, en general, y el eléctrico, en particular, representan una proporción muy pequeña en términos de PIB. Pueden citarse, en este contexto, los estudios de Murry y Nan (1996) (para Francia, Alemania, Portugal, India, Portugal, Luxemburgo, Noruega, Reino Unido, los Estados Unidos y Zambia) y de Chontanawat *et al.* (2008) (para China y la India).

Los estudios empíricos suelen obtener relaciones de causalidad positivas. Sin embargo, y aunque no es usual, también pueden encontrarse causalidades negativas para determinados países en periodos concretos. Si esto sucede, los resultados tienen múltiples interpretaciones. Por ejemplo, si la causalidad opera desde el consumo de electricidad hacia el crecimiento del PIB en sentido negativo, cabe pensar que ello es debido a un excesivo consumo de electricidad en sectores improductivos, a una capacidad de generación baja o a un suministro ineficiente. Si la causalidad negativa va desde el PIB hacia el consumo de electricidad, puede indicar que el consumo se reduce cuando el país crece. Sería el caso de una economía que está creciendo pero que se ve constreñida por el bajo nivel de infraestructuras, por políticas que pretenden reducir el consumo de electricidad, por cuestiones de ineficiencia del país o por el nivel de pobreza que genera una parca demanda de bienes y servicios (electricidad entre ellos)⁴¹.

Los efectos negativos mencionados puedan observarse en el corto plazo, puesto que a largo plazo, la práctica totalidad de los análisis concluye que existe una causalidad positiva entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico.

La mayoría de los trabajos ha centrado su atención en el consumo de electricidad y solo algunos han analizado el papel desempeñado por la generación de electricidad. Aunque consumo y producción eléctrica son variables altamente correlacionadas en economías avanzadas como la española, merece la pena investigar si la causalidad va desde el suministro de energía eléctrica hacia el crecimiento económico, puesto que, en tal caso, una política que reduzca la producción eléctrica puede perjudicar el crecimiento económico. El estudio por el lado de la oferta tiene una interesante ventaja adicional: permite evaluar la causalidad entre el PIB y la hidroelectricidad o entre el PIB

⁴¹ Véase Squalli (2007).

y la electricidad generada en centrales térmicas convencionales o nucleares, aspectos que no se abordan cuando se utilizan las cifras de consumo.

En este contexto, las mismas cuatro hipótesis anteriores siguen siendo válidas, solo que aplicadas al lado de la producción en lugar de al consumo. Así, por ejemplo, Yoo y Kim (2006) encontraron una causalidad unidireccional desde el crecimiento económico hacia la generación de electricidad en Indonesia (no en la dirección opuesta) y que Ghosh (2009) obtuvo un resultado similar para la India. En cambio, Morimoto y Hope (2004) concluyeron que el incremento en el suministro eléctrico explicaba el crecimiento económico de Sri Lanka.

El caso español no ha sido suficientemente analizado, pese a que suele admitirse que el sector eléctrico ha sido clave en el proceso de industrialización y modernización⁴². Cabe, por lo tanto, preguntarse si la producción de electricidad ha sido un estímulo para el crecimiento económico español o si, por el contrario, el crecimiento económico ha impulsado la producción de electricidad. De existir alguna relación causal entre la producción eléctrica, es interesante corroborar si se mantiene para las distintas formas de generar electricidad.

Entre los trabajos realizados para España pueden mencionarse cuatro. En primer lugar el de Ciarreta y de Zárraga (2010), centrado en el período 1973-2008, ya que encuentra una relación de causalidad única desde el crecimiento económico al consumo de electricidad, respaldando así la *hipótesis de conservación*. En segundo lugar, el de Fuinhas y Cardoso (2012), tomando en consideración el período 1965-2009 y controlando los cambios estructurales acaecidos, aporta evidencia empírica a favor de la *hipótesis de retroalimentación*. En tercer lugar, Pirlogea y Cicea (2012) concluyen que entre 1990 y 2010 el consumo de gas natural elevó al crecimiento de la economía en el corto plazo y que esa relación sólo es válida en este sentido, confirmando la *hipótesis de*

⁴² Además de la literatura mencionada cabe referirse a otros muchos como los que tienen como objetivo el análisis de la economía española en clave energética. Dentro de estos últimos, Rubio (2005) incluye el de Murillo-Zamorano (2005) que señaló que el crecimiento de la productividad española empeora cuando se considera el *input* energético en el cálculo. Ramos-Martín (2001) mostró que en España la intensidad energética (medida como energía bruta por unidad de PIB) siguió aumentando mientras en algunos países desarrollados de su entorno se identificaron descensos relacionados con la llamada curva ambiental de Kuznets. De esta literatura se desprende que España necesita cada vez más energía por unidad de producto –intensidad energética– mientras que en Europa se observa el efecto contrario: menos energía por producto, lo cual significa que la economía es cada vez menos competitiva. El mencionado trabajo de Rubio (2005) al calcular el consumo bruto de energía primaria español entre 1850 y 2000, incluyendo energías tradicionales (o de base orgánica) y modernas, concluye que España ha aumentado la producción económica cada vez con menores requerimientos de consumo energético por unidad de *output*, si bien produce de manera muy contaminante, problema que a juicio de esta autora es el principal reto de la política energética española inmediatea.

crecimiento. Finalmente, Sanz Villarroya, Sanaú y Pérez Pérez (2013) concluyen que desde 1958 el aumento en la producción eléctrica impulsó el crecimiento del PIB, aunque no diferencian entre unas formas y otras de generar la electricidad. Estos últimos autores también analizan la relación entre el consumo eléctrico y el PIB español, obteniendo resultados similares a los alcanzados con las cifras de producción eléctrica total. En definitiva y al igual que sucedía en otros países, los resultados no son concluyentes para España.

Con objeto de ampliar y mejorar la evidencia empírica, este trabajo considera el periodo que abarca desde la posguerra civil española hasta la actualidad. Concretamente, desde 1945, año en el que se pusieron en funcionamiento algunas instalaciones tras el parón de la Guerra Civil y se inició el apoyo del Estado a la construcción de centrales eléctricas y 2011. Se trata de corroborar si la producción eléctrica impulsó el crecimiento económico español o si, por el contrario, fue el crecimiento el que causó el aumento de la producción eléctrica. Una vez abordado este tema, se comprobará qué tipos de producción eléctrica impulsan el crecimiento, dadas las implicaciones que ello puede tener en términos de política económica. A esta tarea se dedica el resto del trabajo.

Datos y metodología econométrica

Datos

Para la aplicación empírica se han empleado series anuales del PIB y de producción eléctrica desde 1945⁴³. Los datos del PIB, expresado en unidades monetarias reales de 1995, se tomaron de Prados de la Escosura (2005) para el periodo 1958-1995 y de la *Contabilidad Nacional* del Instituto Nacional de Estadística desde entonces hasta 2011. Las cifras de producción de electricidad se recogieron de la última memoria de UNESA, disponible en <http://www.unesa.es/biblioteca/category/10-memorias>. Dada la forma en que se publican las series se trabajó tanto con la producción eléctrica total (*PE*) como con la generada en centrales hidráulicas, solares o

⁴³ En una versión preliminar del trabajo se realizaron estimaciones para el período 1958-2001. Los resultados, que están a disposición del lector interesado, no varían en gran medida de los que aquí se presentan.

mediante aerogeneradores (*HIDRO*); en centrales térmicas convencionales (*TERM*) o en centrales nucleares (*NUC*).

Metodología

La metodología empleada en este trabajo se basa en el procedimiento de contraste con bandas propuesto por Pesaran y Shin (1991) y Pesaran, Shin y Smith (2001), autores que desarrollaron un nuevo enfoque de cointegración, el llamado modelo de retardos autoregresivo *ARDL* (autoregressive distributed lag), que presenta al menos cuatro ventajas sobre la aproximación metodológica tradicional propuesta por Engel y Granger (1987) y Johansen y Juselius (1990). La primera ventaja, y la más importante, es que el orden de integración de las series no resulta determinante y, de este modo, la relación entre variables no estacionarias y estacionarias puede tomarse en consideración. La segunda ventaja es que esta nueva metodología produce resultados robustos, incluso en muestras de reducido tamaño. La tercera ventaja es que permite estimar al mismo tiempo la relación a corto plazo y la relación de equilibrio a largo plazo, evitando así problemas de omisión de variables y autocorrelación. Por último, el contraste de bandas proporciona la relación causal entre las variables y permite distinguir la variable dependiente de las explicativas.

El modelo *ARDL* se ha aplicado en diversos campos de la economía y especialmente para analizar el mercado de la energía, un campo en el que la dimensión temporal de los datos disponibles es generalmente corta (véase Narayan y Smyth (2005, 2007), Narayan *et al.* (2008), Ghosh (2009), por ejemplo). Por las razones apuntadas se considera un enfoque apropiado para estudiar el caso español, ya que se dispone de una muestra relativamente pequeña (66 observaciones), se pretende examinar la dirección de la causalidad entre el PIB y la producción eléctrica y el orden de integración de las variables utilizadas no es el mismo, puesto que, tal como se recoge en el Cuadro 1, las variables son integradas de orden uno, excepto la producción generada en centrales hidráulicas y solares y por aerogeneradores (*HIDRO*), que es estacionaria.

CUADRO 1. *Tests de raíz unitaria (ADF)*

	<i>LPIB</i>	<i>LPE</i>	<i>LHIDRO</i>	<i>LTERM</i>	<i>LNUC</i>
Niveles	-1,317 I(1)	-1,839 I(1)	-3,50** I(0)	-0,852 I(1)	-1,257 I(1)
Primeras diferencias	-4,742** I(0)	-5,503*** I(0)	-4,742*** I(0)	-8,345*** I(0)	-4,125** I(0)

Notas: *LPIB* es el logaritmo del PIB real; *LPE* el logaritmo de la producción eléctrica; *LHIDRO* el logaritmo de la producción hidroeléctrica; *LTERM* el logaritmo de la producción eléctrica generada en centrales térmicas convencionales y *LNUC* el logaritmo de la energía eléctrica generada en centrales térmicas nucleares. ***, ** y * representan el rechazo de la hipótesis nula al 1%, 5% y 10% de significatividad estadística, respectivamente.

El modelo *ARDL* se basa en una especificación dinámica que estima por separado los siguientes modelos de corrección del error en los que ambas variables se consideran respectivamente dependientes:

$$\Delta LPIB = a_{LPIB} + \sum_{i=1}^n b_{iLPIB} \Delta LPIB_{t-i} + \sum_{i=1}^n c_{iLPE} \Delta LPE_{t-i} + \sigma_{1LPIB} LPIB_{t-1} + \sigma_{2LPIB} LPE_{t-1} + dt + \varepsilon_{1t} \quad (1)$$

$$\Delta LPE = a_{LPE} + \sum_{i=1}^n b_{iLPE} \Delta LPE_{t-i} + \sum_{i=1}^n c_{iLPIB} \Delta LPIB_{t-i} + \beta_{1LPE} LPE_{t-1} + \beta_{2LPE} LPIB_{t-1} + dt + \varepsilon_{2t} \quad (2)$$

donde *LPIB* representa el logaritmo del PIB, y *LPE* el logaritmo de la producción eléctrica, Δ es el operador de primeras diferencia y *t* es una tendencia determinista. Para determinar si existe una relación a largo plazo entre las variables, Pesaran, Shin y Smith (2001) proponen dos pruebas alternativas. Por un lado, que se calcule el estadístico *F* para probar la significatividad conjunta del primer retardo de nivel de las variables incluidas en el análisis. Y, por el otro, que se contraste con una *t-ratio* la significatividad individual del primer retardo de la variable dependiente en niveles.

La hipótesis nula de no cointegración entre las variables de la ecuación (1) sostiene que $H_0: \sigma_{1LPIB} = \sigma_{2LPIB} = 0$ frente a la alternativa que supone que $H_1: \sigma_{1LPIB} \neq \sigma_{2LPIB} \neq 0$, lo que se denota y contrasta mediante el estadístico *F* de significatividad conjunta $F_{LPIB} (LPIB/LPE)$. De modo similar, se denota las hipótesis y el estadístico de contraste, $F_{LPE} (LPE/LPIB)$ en la ecuación (2). El estadístico *t-ratio* se usa para contrastar la hipótesis $\sigma_{1LPIB} = 0$ en (1) y $\beta_{1LPE} = 0$ en (2). Ambas ecuaciones pueden ser estimadas con o sin tendencia. Pesaran, Shin y Smith (2001) presentan las correspondientes bandas de valores críticos para comparar los estadísticos *F* estimados. Si el estadístico *F* o el *t-ratio* cae fuera de la banda de valores críticos, puede extraerse una conclusión clara acerca de la existencia o no de una relación de largo plazo entre las variables, sin que sea preciso que todas las variables son *I(1)* o *I(0)*. Si los estadísticos caen dentro de la banda de valores críticos, ha de estudiarse el orden de integración de las variables para llegar a una conclusión sobre su relación a largo plazo.

De acuerdo con Pesaran, Shin y Smith (2001), cuando los valores estimados de $F_{LPIB} (LPIB/LPE)$ y $t (LPIB/LPE)$ son mayores que la banda superior y los de $F_{LPE} (LPE/LPIB)$ y $t (LPE/LPIB)$ están por debajo de la banda de valores críticos, existe una relación única a largo plazo en la que la variable dependiente es *LPIB* y la variable explicativa la producción de electricidad (*LPE*). Este resultado confirma que la causalidad entre las dos variables opera desde la producción eléctrica hacia el crecimiento, es decir, que la electricidad causa de manera significativa el crecimiento del PIB.

CUADRO 2. Estimación mínimo cuadrático ordinaria para las variables *LPIB* y *LPE*. Período 1945-2011.

Variables explicativas	Ecuación (1) Variable dependiente: <i>LPIB</i>	Ecuación (2) Variable dependiente: <i>LPE</i>
Constante	-4.695 (-2.206)	-5.481 (-1.242)
Tendencia	0,003 (2.477)	0.003 (1.335)
$\Delta LPIB(-1)$	0.080 (0.570)	-0.080 (-0.273)
$\Delta LPIB(-2)$	0.194 (1.462)	0.370 (1.344)
$\Delta LPE(-1)$	0.005 (0.067)	-0.118 (-0.754)
$\Delta LPE(-2)$	-0.183 (-2.550)	-0.428 (-2.880)
<i>LPIB</i> (-1)	-0.241 (-3.286)	-0.197 (-1.510)
<i>LPE</i> (-1)	0.122 (4.307)	0.084 (1.430)
<i>D1975</i>	-0.037 (-2.213)	-0.081 (-2.377)
<i>D2008</i>	-0.053 (-3.235)	-0.094 (-2.774)
	$R^2 = 0.525$ $R^2 \text{ adj.} = 0.450$ $DW = 1.980$ $F\text{-statistic} = 7.019$ $AIC = -4.387$	$R^2 = 0.399$ $R^2 \text{ adj.} = 0.304$ $DW = 2.0314$ $F\text{-statistic} = 4.208$ $AIC = -2.930$
	Test de cointegración $F_{LPIB}(LPIB/LPE) = 9.279^{**}$ $t(LPIB/LPE) = -3.826^{**}$ $ADF \text{ resíduos}^a = -8.660^{***}$	Test de cointegración $F_{LPIB}(LPIB/LPE) = 1.159$ $t(LPIB/LPE) = 1.430$

Notas: *LPIB* es el logaritmo del PIB real; *LPE* el logaritmo de la producción eléctrica; Las variables en niveles representan el largo plazo mientras que las expresadas en diferencias modelan el ajuste a corto plazo.

D1975 es una variable *dummy* que denota el cambio estructural experimentado por la economía española a partir de 1974 y *D2008* denota el cambio a partir del 2008; *t-ratios* entre paréntesis.

El número de retardos del modelo se ha tomado de acuerdo con los resultados del test Akaike. Se han tomado dos retardos en el modelo (1) ya que un solo retardo ofrecía un AIC de -4.33, superior a -4.387 con dos retardos. El modelo (2) sigue el mismo patrón que el modelo (1).

^a Sólo se aporta el test ADF para el modelo que resulta ser válido.

Como se observa en el Cuadro 2, éste es el resultado obtenido para la ecuación (1), ampliada con la variable *D1975* para recoger los cambios experimentados por la economía y la producción eléctrica españolas a partir de 1974. Del mismo modo, se introduce una variable ficticia adicional para captar el comportamiento diferencial que la economía española experimenta tras la crisis desencadenada en 2008. Adviértase en el Cuadro 2 que el valor del estadístico *F* para la regresión en la que *LPIB* es la variable dependiente —ecuación (1)—, teniendo en cuenta dos retardos, es 9,279, superior a

7,30 (valor crítico de la banda superior a un nivel de significatividad del 5%). Además, el estadístico *t-ratio* para t ($LPIB/LPE$) es también mayor que el respectivo valor crítico de la banda superior (-3,826 frente a -3,69). Por el contrario, el valor para F_{LPE} ($LPE/LPIB$) y para t ($LPE/LPIB$) obtenido en la regresión en la que LPE es la variable dependiente —ecuación (2)— es 1,159, y -1,430, respectivamente. Estos valores que caen dentro de la banda crítica, por lo que no pueden rechazarse las hipótesis nulas correspondientes. En otras palabras, el PIB no causa la producción de electricidad a largo plazo.

Si el suministro de electricidad explica el crecimiento económico español a largo plazo sin que se observe ningún efecto *feed-back*, ello significa *ceteris paribus* que para crecer más en el futuro habrá que impulsar la producción eléctrica.

Centrándonos, por lo tanto, en la ecuación (1) y respecto a las variables en diferencias, se detectan valores positivos y negativos, que expresan la dinámica a corto plazo. Los valores para el PIB en diferencias tanto para el primero como para el segundo retardo muestran signos positivos, si bien no resultan estadísticamente significativos. El coeficiente de la variable producción eléctrica total en diferencias, por el contrario, es negativo y significativo al considerar el retardo de dos años. Esto significa que, a corto plazo, la producción eléctrica afecta negativamente al crecimiento del PIB, si bien, ese efecto se desvanece a largo plazo (efecto denotado por la variable en niveles $LPE(-1)$), al presentar un impacto positivo y significativo y una elasticidad respecto al PIB del 0,5 por ciento (esto es, el coeficiente de $LEP(-1)$ dividido por el de $PIB(-1)$ y multiplicado por menos uno). En otras palabras, un aumento de la producción eléctrica del 1 por ciento produce a largo plazo un incremento del PIB del 0,5 por ciento.

La variable $LPIB(-1)$ presenta un signo negativo y significativo que indica la autocorrelación del modelo y expresa que el crecimiento en un periodo determinado (variable dependiente del modelo) se relaciona negativamente con el PIB del periodo anterior; es decir, un menor nivel de PIB induce a un mayor crecimiento en el periodo siguiente.

Obsérvese que esta relación de largo plazo es significativa, como se ha apuntado, y estable, tal y como indica el resultado del test ADF practicado sobre los residuos de la ecuación (1). El hecho de que su valor esté por encima del valor crítico permite concluir que los residuos son estacionarios, lo que indica cointegración entre las variables de modelo a largo plazo.

Una vez analizada la causalidad entre el aumento de la producción eléctrica total y el del PIB, las ecuaciones (1) y (2) anteriores se reestimaron considerando, respectivamente, la producción eléctrica generada en centrales hidráulicas, eólicas y solares; la procedente de centrales térmicas convencionales; y la de centrales térmicas nucleares. Se pretende dilucidar si la causalidad global se deriva del comportamiento específico de una o varias fuentes. En otras palabras, se trata de concretar qué tipo de generación de electricidad es más propicia para impulsar el crecimiento económico de España.

CUADRO 3. Estimación mínimo cuadrático ordinaria para las variables *LPIB* y *LHIDRO*. Período 1945-2011.

Variables explicativas	Ecuación (1) Variable dependiente: <i>LPIB</i>	Ecuación (2) Variable dependiente: <i>LHIDRO</i>
Constante	-7.235 (-3.043)	-27.232 (-1.512)
Tendencia	0,004 (3.077)	0.016 (1.546)
$\Delta LPIB(-1)$	0.132 (1.112)	0.050 (0.056)
$\Delta LPIB(-2)$	0.030 (0.257)	0.114 (0.129)
$\Delta LHIDRO(-1)$	-0.043 (-2.172)	-0.451 (-2.989)
$\Delta LHIDRO(-2)$	-0.036 (-2.057)	-0.356 (-2.679)
<i>LPIB(-1)</i>	-0.149 (-4.081)	-0.368 (-1.328)
<i>LHIDRO(-1)</i>	0,066 (4.512)	-0.031 (-0.279)
<i>D2008</i>	-0.073 (-3.885)	0.081 (0.567)
	$R^2 = 0.436$ $R^2 \text{ adj.} = 0.358$ $DW = 1.868$ $F\text{-statistic} = 5.609$ $AIC = -4.245$	$R^2 = 0.264$ $R^2 \text{ adj.} = 0.163$ $DW = 2.035$ $F\text{-statistic} = 2.610$ $AIC = -0.195$
	Test de cointegración $F_{LPIB} (LPIB/LPE) = 11.262^{**}$ $t (LPIB/LPE) = -4.081^{**}$ $ADF \text{ residuos}^a = -8.759^{***}$	Test de cointegración $F_{LPIB} (LPIB/LPE) = 2.065$ $t (LPIB/LPE) = -0.279$

Notas: *LPIB* es el logaritmo del PIB real; *LHIDRO*, el logaritmo de la producción generada en centrales hidráulicas y solares y por qerogeneradores; Las variables en niveles representan el largo plazo mientras que las expresadas en diferencias modelan el ajuste a corto plazo. *D2008* es una variable *dummy* que denota el cambio estructural experimentado por la economía española a partir del 2008; *t-ratios* entre paréntesis.

El número de retardos del modelo se ha tomado de acuerdo con los resultados del test Akaike. Se han tomado dos retardos en el modelo (1) ya que un solo

retardo ofrecía un AIC de -4.233, superior a -4.245 con dos retardos. El modelo (2) sigue el mismo patrón que el modelo (1).

^a Sólo se aporta el test ADF para el modelo que resulta ser válido.

Obsérvese en el Cuadro 3 que tanto el estadístico $F_{LPIB}(LPIB/LHIDRO)$ como el estadístico $t(LPIB/LHIDRO)$ superan los valores críticos de la banda superior, lo que permite concluir que la producción de electricidad a partir de fuentes renovables (hidráulica, solar o eólica) causa el PIB, es decir, provoca crecimiento económico. En cambio, no puede aceptarse la relación de causalidad contraria. Lo mismo ocurre con la electricidad de origen nuclear (Cuadro 5), tal y como se verá más adelante.

La ecuación (1), que relaciona el crecimiento del PIB con la producción de energía hidráulica, refleja que el modelo no admite el cambio estructural que se observa en la producción total de electricidad tras 1975 y que, en el corto plazo, su aumento —representado por las variables $\Delta LHIDRO(-1)$ e $\Delta LHIDRO(-2)$ — puede tener un efecto negativo en el crecimiento del PIB, que es estadísticamente significativo. Ello sugiere que, en el corto plazo, una política energética dirigida a incrementar la producción hidroeléctrica perjudica el crecimiento. A su vez, indica que el proceso de ajuste que la economía ha de efectuar durante dos períodos para observar los efectos a largo plazo. Nótese que el impacto a largo plazo es positivo y significativo, de acuerdo con el signo de la variable $LHIDRO(-1)$. Su elasticidad frente al PIB es de 0,40 por ciento, mostrando que un incremento de un 1 por ciento en la producción de energía hidroeléctrica genera en el largo plazo un incremento de la tasa de crecimiento del 0,40 por ciento. La variable $LPIB(-1)$ presenta el signo esperado, negativo y significativo, y con el test ADF de los residuos de la ecuación (1) se concluye que son estacionarios y que la relación a largo plazo es estable, además de positiva.

CUADRO 4. Estimación mínimo cuadrático ordinaria para las variables $LPIB$ y $LTERM$. Período 1945-2011.

Variables explicativas	Ecuación (1) Variable dependiente: $LPIB$	Ecuación (2) Variable dependiente: $LTERM$
Constante	-5.221 (-2.172)	34.583 (1.989)
Tendencia	0.003 (2.252)	-0.023 (-2.233)
$\Delta LPIB(-1)$	0.178 (1.481)	0.991 (1.138)
$\Delta LTERM(-1)$	-0.020 (-1.283)	-0.044 (-0.385)
$LPIB(-1)$	-0.141 (-2.565)	1.361(3.411)
$LTERM(-1)$	0.045 (3.218)	-0.404 (-3.970)

<i>D1975</i>	-0.046 (-2.774)	-0.160 (-1.323)
<i>D2008</i>	-0.054 (-3.040)	-0.075 (-0.588)
	$R^2 = 0.422$ $R^2 \text{ adj.} = 0.354$ DW = 1.799 $F\text{-statistic} = 6.173$ AIC = -4.251	$R^2 = 0.311$ $R^2 \text{ adj.} = 0.229$ DW = 2.081 $F\text{-statistic} = 3.807$ AIC = -0.294
	Test de cointegración $F_{LPIB} (LPIB/LPE) = 5.227$ $t (LPIB/LPE) = -2.565$	Test de cointegración $F_{LPIB} (LPIB/LPE) = 7.885^{**}$ $t (LPIB/LPE) = -3.970^{**}$ ADF residuos ^a = -8.891 ^{***}

Notas: *LPIB* es el logaritmo del PIB real; *LTERM* el logaritmo de la producción eléctrica generada en térmicas convencionales; Las variables en niveles representan el largo plazo mientras que las expresadas en diferencias modelan el ajuste a corto plazo.

D1975 es una variable *dummy* que denota el cambio estructural experimentado por la economía española a partir de 1974 y *D2008* denota el cambio a partir del 2008; *t-ratios* entre paréntesis.

El número de retardos del modelo se ha tomado de acuerdo con los resultados del test Akaike. Se ha tomado un retardo en el modelo (1) ya que dos retardos ofrece un AIC de -4.156, superior a -4.251 con dos retardos. El modelo (2) sigue el mismo patrón que el modelo (1).

^a Sólo se aporta el test ADF para el modelo que resulta ser válido.

La relación de causalidad es inversa al tener en cuenta la energía térmica convencional (Cuadro 4). Concretamente, los estadísticos $F_{LTERM} (LTERM/LPIB)$ y $t (LTERM/LPIB)$ son mayores que el valor superior de bandas, lo que lleva a concluir que es el aumento del PIB el que causa mayor producción termoeléctrica convencional. La causalidad contraria no se sustenta, puesto que el estadístico $F_{LPIB} (LPIB/LTERM)$ es mayor que el valor crítico de la banda superior, pero no lo es el correspondiente al estadístico $t (LPIB/LTERM)$. Por lo tanto, la ecuación que representa la relación a corto y a largo plazo entre estas dos variables es la (2). De ella, puede concluirse que las variables a corto plazo presentan signos positivos y negativos pero no son estadísticamente significativas, indicando que el ajuste de corto plazo no es determinante en la relación. En cambio, lo es el largo plazo, observándose una elasticidad del PIB con respecto a la producción de energía térmica del 3,4 por ciento; es decir, un aumento en un 1 por ciento en el PIB incrementa la producción termoeléctrica del 3,4 por ciento. Se trata de una relación estable, como sugiere el test ADF efectuado sobre los residuos de la ecuación (2).

Los resultados del estudio de la relación entre crecimiento del PIB y producción de energía nuclear figuran en el Cuadro 5.

CUADRO 5. Estimación mínimo cuadrático ordinaria para las variables *LPIB* y *LNUC*. Período 1971-2011.

Variables explicativas	Ecuación (1) Variable dependiente: <i>LPIB</i>	Ecuación (2) Variable dependiente: <i>LNUC</i>
Constante	-19.555 (-3.407)	-168.441 (-2.274)
Tendencia	0.012 (3.529)	0.103 (2.198)
$\Delta LPIB(-1)$	0.391 (3.034)	1.871 (1.122)
$\Delta LPIB(-2)$	0.200 (1.391)	0.436 (0.234)
$\Delta LNUC(-1)$	-0.021 (-1.217)	-0.111 (-0.492)
$\Delta LNUC(-2)$	-0.016 (-1.655)	0.034 (0.269)
<i>LPIB(-1)</i>	-0.484 (-3.862)	-2.765 (-1.170)
<i>LNUC(-1)</i>	0.017 (2.242)	-0.177 (-1.787)
<i>D1999</i>	0.023 (1.799)	-0.172 (-1.033)
<i>D2008</i>	-0.0299 (-2.782)	-0.163 (-1.179)
	$R^2 = 0.723$ $R^2 \text{ adj.} = 0.654$ $DW = 2.049$ $F\text{-statistic} = 9.435$ $AIC = -5.434$	$R^2 = 0.574$ $R^2 \text{ adj.} = 0.450$ $DW = 1.948$ $F\text{-statistic} = 4.645$ $AIC = -0.319$
	Test de cointegración $F_{LPIB} (LPIB/LPE) = 7.787^{**}$ $t (LPIB/LPE) = -3,862^{**}$ $ADF \text{ residuos}^a = -7.771^{***}$	Test de cointegración $F_{LPIB} (LPIB/LPE) = 4.988$ $t (LPIB/LPE) = -1.787$

Notas: *LPIB* es el logaritmo del PIB real; *LNUC* el logaritmo de la producción

eléctrica generada en térmicas nucleares; Las variables en niveles representan el largo plazo mientras que las expresadas en diferencias modelan el ajuste a corto plazo.

D1999 es una variable *dummy* que denota el cambio estructural experimentado en el modelo a partir de 1999 y *D2008* denota el cambio a partir del 2008; *t-ratios* entre paréntesis.

El número de retardos del modelo se ha tomado de acuerdo con los resultados del test Akaike. Se han tomado dos retardos en el modelo (1) ya que un retardo ofrece un AIC de -5.430, ligeramente superior a -5.434 con dos retardos. El modelo (2) sigue el mismo patrón que el modelo (1).

^a Sólo se aporta el test ADF para el modelo que resulta ser válido.

El modelo se ha estimado para un periodo de tiempo menor que los anteriores, dado que la producción nuclear comenzó en 1970. Obsérvese que acepta dos rupturas

estructurales: una la de 2008 que, como en los casos anteriores representa la última crisis económica de la economía española, y otra en 1999. En este último caso es un efecto positivo y estadísticamente significativo, que refleja los efectos del impulso liberalizador de la Ley 54/1997.

Al igual que en la producción hidroeléctrica, los test efectuados en las ecuaciones (1) y (2) confirman que la producción de energía nuclear causa el crecimiento del PIB a largo plazo y no al contrario y que esta relación es estable, dado el valor del test ADF de los residuos de la ecuación (1). Ahora bien, la elasticidad de la producción nuclear con respecto al PIB es muy baja, 0,03 por ciento, e indica que un incremento del 1 por ciento en la generación nuclear solamente produce un aumento en la tasa de crecimiento del PIB del 0,03 por ciento. Ello sugiere que las políticas encaminadas a incrementar la producción de energía nuclear no afectan negativamente al crecimiento español, si bien su impacto es desdeñable comparado con el de la producción de electricidad a partir de fuentes renovables.

En definitiva y de acuerdo con la aplicación empírica, la política de fomento del crecimiento económico en España debería tener en cuenta que la producción eléctrica generada en centrales hidráulicas, solares o por aerogeneradores, así como en centrales nucleares impulsa el aumento del PIB. A su vez, el aumento del PIB eleva la producción de las térmicas convencionales, para lo que se requiere importar grandes cantidades de petróleo o gas natural.

Conclusiones e implicaciones para la política energética

En este trabajo se ha profundizado en el nexo entre producción de electricidad y el PIB en España utilizando el enfoque de límites *ARDL*, que es una metodología apropiada para series temporales no excesivamente largas. El estudio también difiere de los anteriores al considerar el período 1945-2011, teniendo en cuenta el cambio estructural experimentado por la economía, después de las crisis del petróleo de los años setenta del siglo pasado.

Del estudio puede inferirse que la generación de electricidad ha estimulado el crecimiento económico español. Este resultado, obtenido al considerar un período de más de cincuenta años con una metodología econométrica apropiada, respalda la *hipótesis del crecimiento* —al igual que Pirlogea y Cicea (2012) y Sanz Villarroya,

Sanaú y Pérez Pérez (2013)—, pero no las *hipótesis de conservación, de retroalimentación o de la neutralidad*.

Al distinguir las fuentes de generación de la electricidad se concluye que las energías renovables y la nuclear (en menor medida) han impulsado el aumento del PIB español (*hipótesis del crecimiento*); en cambio, el crecimiento económico es el que ha incrementado la producción de las centrales térmicas convencionales (*hipótesis de conservación*), tal como Ciarreta y de Zárraga (2010) sugerían.

La evidencia empírica aportada sugiere que las investigaciones que analizan la relación causal entre electricidad y crecimiento económico para determinar cuál de las hipótesis se verifica en una economía deberían realizarse con datos desagregados y no con cifras de producción eléctrica total. A su vez, las relaciones causales obtenidas para el caso español deberían tenerse en cuenta en el diseño y aplicación de políticas energéticas. La causalidad unidireccional hallada implica que el incremento de la producción eléctrica con fuentes renovables o por la combustión de uranio puede elevar el PIB en España. *A sensu contrario*, una disminución en la producción de electricidad obtenida en centrales hidráulicas, alimentadas de la energía cinética de los saltos de agua, en centrales solares, en parques eólicos o en centrales térmicas nucleares puede frenar el crecimiento económico.

Dado que el impulso del PIB aumenta la producción de las centrales térmicas convencionales —que emplean carbón y sobre todo hidrocarburos importados—, la reducción de la dependencia energética del exterior también es importante para conseguir el crecimiento económico.

Finalmente, ha de matizarse que la metodología utilizada no contempla el problema de los residuos que ocasionan las diferentes formas de generación de la electricidad, aspecto que la política energética no puede obviar.

Referencias

BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, Isabel (2007), “La industria eléctrica en España (1890-1936)”, *Estudios de Historia Económica*, nº 50, pp. 1-168.

BARTOLOMÉ RODRÍGUEZ, Isabel (2011), “¿Fue el sector eléctrico un gran beneficiario de la “política Hidráulica” anterior a la Guerra Civil? (1911-1936)”, *Hispania*, vol. LXXI (239), pp. 789-818.

BETRÁN, Concha (2005), "Natural resources, electrification and economic growth from the end of the nineteenth century until World War II", *Revista de*

Historia Económica-Journal of Iberian and Latin American Economic History, 23 (1), pp. 47-82.

BRESNAHAN, Timothy (2010), "General Purpose Technologies", en Bronwyn H. Hall and Nathan Rosenberg (edit.): Handbook of the Economics of Innovation. vol. 2, Elsevier, Amsterdam, pp. 761-791.

CARRERAS, Albert y TAFUNELL, Xavier (2010): Historia Económica de la España Contemporánea (1789-2009). Primera edición actualizada, Barcelona. Crítica, S.L.

CHONTANAWAT, Jaruwan; HUNT, Lester C.; y PIERSE, Richard (2008), "Does energy consumption cause economic growth? Evidence from a systematic study of over 100 countries", *Journal of Policy Modeling*, nº 30, pp. 209-220.

CIARRETA ANTUÑANO, Aitor y ZARRAGA ALONSO, Ainhoa (2010), "Electricity consumption and economic growth in Spain", *Applied Economic Letters*, nº 17, pp. 1417-1421.

COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2012): Informe sobre el sector energético Español. 7 de marzo de 2012. Comisión Nacional de la Energía, Madrid (disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne004_12.pdf).

ENGLE, Robert F. and GRANGER, Clive W. J. (1987), "Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing," *Econometrica*, nº 17, pp. 251-276.

FUINHAS, José Alberto y CARDOSO MARQUES, António (2012), "Energy consumption and economic growth nexus in Portugal, Italy, Greece, Spain and Turkey: an ARDL bound test approach (1965-2009)", *Energy Economics*, nº 34, pp. 511-517.

GARCÍA ALONSO, José María (2009), "La energía en la economía española", en MARTÍNEZ CHACÓN, Elvira (coord.), *Economía española*, Ariel, Barcelona, pp. 261-278.

GHOSH, Sajal (2009), "Electricity supply, employment and real GDP in India: evidence from cointegration and Granger-causality tests", *Energy Policy*, nº 37, pp. 2926-2929.

GIANNETTI, Renato (1985), La conquista della forza. Risorse, tecnologia ed economia nell'industria elettrica italiana (1883-1940), Franco Angeli Libris.r.l., Milano.

GÓMEZ MENDOZA, Antonio; SUDRIÀ, Carles y PUEYO, Javier (2007), *Electra y el Estado*. Thomson-Civitas, Madrid.

GÓMEZ MENDOZA, Antonio (2007 a) “UNESA y la autorregulación de la industria eléctrica, 1944–1973” en GÓMEZ MENDOZA, Antonio; SUDRIÀ, Carles y PUEYO, Javier (2007), *Electra y el Estado*. Thomson-Civitas, Madrid.

GÓMEZ MENDOZA, Antonio (2007 b) “Historia empresarial de ENDESA y ENHER” en GÓMEZ MENDOZA, Antonio; SUDRIÀ, Carles y PUEYO, Javier (2007), *Electra y el Estado*. Thomson-Civitas, Madrid.

IGLESIAS, Jesús; CARMONA, Mónica; GOLPE, Antonio A. y MARTÍN, Juan Manuel (2013): “La curva de Kuznets y la emisión de CO2 en España, 1850-2008”, *Economía Industrial*, 389, pp. 135-144.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, Contabilidad Nacional de España, Instituto Nacional de España, Madrid. (accesible en <http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=%2Ft35%2Fp008&file=inebase&L=0>).

JOHANSEN, Soren and JUSELIUS, Katarina (1990), “Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration with Applications to the Demand for Money,” *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, n° 52, pp. 169-210.

MORIMOTO, Risako y HOPE, Chris (2004), “The impact of electricity supply on economic growth in Sri Lanka”, *Energy Economics*, n° 26, pp. 77-85.

MURILLO-ZAMORANO, Luis (2005), “The role of energy in productivity growth: a controversial issue?”, *Energy Journal*, 26 (2): pp. 69-88.

MURRY, Donald A, y NAN, Gehuang D. (1996), “A definition of the gross domestic product-electrification interrelationship”, *Journal of Energy Development*, n° 19, pp.275-283.

NARAYAN, Paresh Kumar y SMYTH, Russell (2005), “Electricity consumption, employment and real income in Australia: evidence from multivariate Granger causality test”, *Energy Policy*, n° 33, pp. 910-918.

NARAYAN, Paresh Kumar; NARAYAN, Seema y SMYTH, Russell (2008), “Are oil shocks permanent or temporary? Panel data evidence from crude oil and NGL production in 60 countries”, *Energy Economics*, n° 30 (3), pp. 919-936.

PESARAN, M. Hashem y SHIN, Yongcheo (1991), “An autoregressive distributed lag modeling approach to cointegration analysis”, en STRØM, Steinar (ed.): *Econometrics and Economic Theory in the 20th Century: The Ragnar Frisch Centennial Symposium*, Cambridge University Press, vol. 11.

- PESARAN, M. Hashem y SHIN, Yongcheo y SMITH, Richard J. (2001), "Bounds testing approaches to the analysis of level relationships", *Journal of Applied Econometrics*, nº 16, pp. 289-326.
- PIRLOGEA, Corina y CICEA, Claudiu (2012), "Econometric perspective of the energy consumption and economic growth relation in European Union", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 16, pp. 5718-5726.
- PRADOS DE LA ESCOSURA, Leandro (2003), *El progreso económico de España (1850-2000)*, Fundación BBVA, Madrid.
- PUEYO, Javier (2007 a): "La posguerra, 1939-1951", en GÓMEZ MENDOZA, Antonio; SUDRIÀ, Carles y PUEYO, Javier (2007), *Electra y el Estado*. Thomson-Civitas, Madrid.
- PUEYO, Javier (2007 b): "La regulación de la industria de producción y distribución de energía eléctrica en España, 1939-1972", en GÓMEZ MENDOZA, Antonio; SUDRIÀ, Carles y PUEYO, Javier (2007), *Electra y el Estado*. Thomson-Civitas, Madrid.
- RAMOS-MARTÍN, Jesús (2001), "Historical Analysis of Energy Intensity of Spain: From a «Conventional View» to an «Integrated Assessment»", *Population and Environment* 22 (3): pp. 281-313.
- ROMERO LUNA, Isidoro (2001), "El sector secundario II: Subsector energético", en Antonio Rallo Romerio, Joaquín Guzmán Cuevas y Francisco Javier Santos Cumplido (coord.), *Curso de Estructura Económica de España*, Editorial Pirámide, Madrid, pp. 303-326.
- ROSENBERG, Nathan (1982), "The effects of energy supply characteristics on technology and economic growth" en Nathan Rosenberg, *Inside the black box: Technology and Economics*, Cambridge University Press, New York.
- ROSENBERG, Nathan and TRATJENBERG, M. (2004), "a General-Purpose Technology at Work: The Corliss Steam Engine un the Later-Nineteenth-Century United States", *The Journal of Economic History*, 64 (1), 61-99.
- RUBIO, María del Mar (2005), "Energía, economía y CO2. España 1850-2000", *Cuadernos Económicos de ICE*, 70, pp. 51-76
- SANZ VILLARROYA, Isabel; SANAÚ, Jaime y PÉREZ PÉREZ, Luis (2013), *Does electricity production cause economic growth? An analysis of the Spanish case during the period 1958-2011, mimeo*, Universidad de Zaragoza.

- SCHURR, Sam H.; BURWELL, Calvin C; DEVINE, Warren S. y SONENBLUM, Sidney (1990), *Electricity in the American Economy. Agent of technological progress*. Greenwood, New York.
- SONENBLUM, Sidney (1990): “Electrification and Productivity Growth in Manufacturing”, en SCHURR, Sam H.; BURWELL, Calvin C; DEVINE, Warren S. y SONENBLUM, Sidney (1990), *Electricity in the American Economy. Agent of technological progress*. Greenwood, New York, pp. 277-324.
- SQUALLI, Jay (2007): “Electricity consumption and economic growth: bounds and causality analyses of OPEC members”, *Energy Economics*, nº 29, pp.1192-1205.
- SUDRIÀ, Carles (1990a), “La industria eléctrica y el desarrollo económico en España”, en José Luis García Delgado, (ed.), *Electricidad y desarrollo económico: perspectiva histórica de un siglo*, Hidroeléctrica del Cantábrico, Oviedo, pp. 149-184.
- SUDRIÀ, Carles (1990b), “La electricidad en España antes de la Guerra Civil: una réplica”, *Revista de Historia Económica*, nº 3, pp. 651-660.
- 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 (2007), *Electra y el Estado*. Thomson-Civitas, Madrid.
- UNESA (2005): *El sector eléctrico a través de UNESA (1944-2004)*, UNESA, Madrid (accesible en <http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=488563903934>).
- UNESA (2012), *Informe eléctrico y Memoria de Actividades. 2011*. (accesible en <http://www.unesa.es/biblioteca/category/10-memorias>).
- YANG, Hy (2000): “A note on the causal relationship between energy and GDP in Taiwan”, *Energy Economics*, nº 22, pp. 1106-1114.
- YOO, Seung-Hoon (2005): “Electricity consumption and economic growth: evidence from Korea”, *Energy Policy*, nº 33, pp. 1627-32.
- YOO, Seung-Hoon (2006): “The causal relationship between electricity consumption and economic growth in the ASEAN countries”, *Energy Policy*, nº 34, pp. 3575-82.
- YOO, Seung-Hoon y KIM, Yeonbae (2006), “Electricity generation and economic growth in Indonesia”, *Energy*, nº 31(14), pp. 2890-2899.

Anexo 1. Selección de aportaciones relevantes sobre la relación entre el crecimiento del consumo o la producción de electricidad y el del PIB

Consumo Electricidad/ Crecimiento	Autor	Metodología	País (periodo)	Hipótesis del Crecimiento Electricidad→Crecimiento	Hipótesis de Conservación Crecimiento→Electricidad	Hipótesis de Retroalimentación de Electricidad↔Crecimiento	Hipótesis de Neutralidad Electricidad≠Crecimiento
	Murry y Nan (1996)	Causalidad de Granger					
			Canadá (1970-1990)	x			
			Colombia (1970-1990)		x		
			El Salvador (1970-1990)		x		
			Francia (1970-1990)				x
			Alemania (1970-1990)				x
			Hong Kong(1970-1990)	x			
			India (1970-1990)				x
			Indonesia (1970-1990)		x		
			Israel (1970-1990)				x
			Kenia (1970-1990)		x		
			Luxemburgo (1970-1990)				x
			Malasia (1970-1990)	x			
			México (1970-1990)		x		
			Noruega (1970-1990)				x
			Pakistán (1970-1990)	x			
			Filipinas (1970-1990)	x			
			Portugal (1970-1990)				x
			Singapur (1970-1990)	x			
			Corea Sur (1970-1990)			x	
			Turquía (1970-1990)	x			
			Reino Unido (1970-1990)				x
			USA (1970-1990)				x
	Narayan y Smith (2005)	ARDL Bounds test	Australia (1966-1999)		x		
	Yoo (2006)	Cointegración Johansen-Juselious	Indonesia (1971-2002)		x		
			Malasia (1971-2002)			x	
			Singapur (1971-2002)			x	
			Tailandia (1971-2002)		x		
	Yoo y Kim (2006)	Cointegración	Indonesia (1971-2002)		X		

		Engle-Granger					
	Yang (2000)	Cointegración Engle-Granger	Taiwan (1954-1997)			x	
	Yoo (2005)	Cointegración Johansen-Juselius	Corea (1970-2002)			x	
	Gosh (2009)	ARDL Bounds test	India (1970-2006)		X		
	Chontanawat, Hunt y Pierse (2006 y 2008)	Cointegración Causalidad de Granger	OCDE (30 países) (1960-2000) No OCDE (78 países) (1960-2000)		X		
	Ciarreta y Zárraga (2010)	Causalidad lineal y no lineal de Granger	España (1973-2008)		X		
	Fuinhas y Cardoso (2012)	ARDL Bounds test	España (1965-2009)			x	
	Pirgolea y Cicea (2012)	Cointegración Causalidad de Granger	España (1990-2010)	x			
	Squalli (2007)	ARDL Bounds test	Argelia (1980-2002) Indonesia (1980-2002) Iran (1980-2002) Iraq (1980-2002) Kuwait (1980-2002) Libia (1980-2002) Nigeria Qatar Arabia Saudí Emiratos Árabes Unidos Venezuela	x x x x x x x x x x	x x x x	x x x	
Producción Electricidad/ Crecimiento							
	Morimoto y Hope (2004)	Cointegración Engle-Granger	Sri Lanka (1960-1998)	x			
	Sanz, Sanaú y Pérez (2013)	ARDL Bounds test	España (1958-2012)	x			

Por motivos de espacio este Cuadro hace referencia a un conjunto de estudios que hemos considerado oportunos. Para un survey completo de todos los trabajos existentes sobre el tema ver Payne (2010)