Investigaciones de Historia Económica · Vol. 21 (febrero, 2025) · pp. 137-165 DOI: 10.33231/j.ihe.2025.01.06

The decarbonization of Spanish electricity companies: Iberdrola, Endesa and Naturgy, a comparative story (1960-2020)

Sara Cano Rodríguez

ABSTRACT: *This study explores the technological advances in electricity generation by Spanish leading firms from 1969 to 2020, in the context of the transition towards a low-carbon economy. The aim is to assess whether the entire sector progressed uniformly with the same technologies or if distinct patterns of technological diversification emerged among specific companies. The findings reveal a technological convergence among industry leaders, particularly in recent years. However, in previous stages, different technological profiles allowed certain companies to initiate decarbonization processes earlier than others. In the current landscape, addressing the challenge of energy transition requires comprehensive studies that consider the pivotal role of companies. This approach enables a holistic understanding of the likelihood of success in achieving a full decarbonization.*

(**JEL CODES**: L21, N54, N74)

AUTHOR: Sara Cano Rodríguez (Universidad Pública de Navarra e INARBE; sara.cano@unavarra.es)

RECEIVED: 07/25/2023, ACCEPTED: 04/08/2024, ONLINE: 02/01/2025

ACKNOWLEDGEMENTS: The author has received a doctoral research contract (PER2018-085704) associated to this project, and she is part of the History and Economics group at the Universidad Pública de Navarra (UPNA). The author would like to express her gratitude for the support received, which has been essential to carry out this work.

FINANCIACIÓN: This work was funded by Agencia Estatal de Investigación (MCIN/AEI/10-13039/501100011033) under the project HAR2017-860086-R.

ATTRIBUTION-NONCOMMERCIAL-NODERIVATIVES 4.0 INTERNATIONAL (CC BY-NC-ND 4.0) © The Author(s) 2024.

1. Introducción

En el marco de la actual transición energética global, las compañías eléctricas se han convertido en elementos cruciales. A lo largo de los últimos años, las empresas eléctricas europeas han desempeñado un papel fundamental a la hora de transformar sus tecnologías de generación hacia combinaciones más sostenibles. De hecho, el sector eléctrico es la rama industrial que ha experimentado la mayor reducción de emisiones en Europa desde 1990 (EEA, 2021). Países como Alemania, Reino Unido, Francia y España han emergido como líderes en la adopción de fuentes renovables, en detrimento de la generación térmica fósil (Sadhukhan, 2022; Mauleón y García, 2021), entre los que destaca la fuerte reducción de emisiones del Reino Unido (Reinter *et al.*, 2019; Foxon, 2010 y 2013). Las divergencias empresariales observadas en cuanto a la implicación individual de cada compañía en la transición hacia una economía baja en carbono han revelado que existe una gran disparidad de estrategias que moldean significativamente el resultado global. Sin embargo, la mayoría de los estudios que se ocupan de analizar las dinámicas de transición se han centrado principalmente en los cambios experimentados a nivel nacional (Verbong y Geels, 2010; Bogdanov *et al.*, 2019; son algunos referentes), mientras que el análisis a nivel empresarial sigue siendo un área poco explorada.

La forma en que se han producido los cambios en el mix de generación de las principales compañías es un área de interés relativamente emergente. Los escasos trabajos sobre las transiciones de las empresas eléctricas han analizado los mixes de generación y las emisiones asociadas a las empresas de aquellas que consideran *incumbents*[1] (e.g. Reino Unido (Kattirtzi *et al*., 2021) y Alemania (Kungl y Geels, 2018). Estos observan una alta capacidad adaptativa de las eléctricas a los incentivos y las políticas energéticas, y, por otro lado, un aparente interés en realizar grandes cambios tecnológicos. Pero sobre todo muestran una alta heterogeneidad entre las trayectorias de las empresas. Los hallazgos rechazan la noción de homogeneidad en el avance de la transición y sugieren una disparidad de progresos entre los agentes involucrados. Otros estudios exploran las relaciones entre empresas y transición eléctrica, confirmando lo que se ha descubierto en los casos de estudio sobre heterogeneidad de estrategias e interés de involucrarse. Schmidt *et al.* (2012), examinando las divergencias en el comportamiento de una muestra de 201 compañías eléctricas, recomiendan ajustar las políticas energéticas nacionales a las contribuciones de cada empresa por ser estas marcadamente diferentes. Por otro lado, trabajos que han explorado el grado de interés de las empresas en involucrarse en la transición (Sepúlveda *et al.*, 2018) han concluido que la inclusión de recursos bajos en carbono se ha convertido en un imperativo para sus negocios; de lo contrario, los costes asociados aumentarán rápidamente a medida que los objetivos de emisión de dióxido de carbono (CO_2) se acerquen a cero. También otros apoyan esta hipótesis en los escenarios a futuro (Wegner *et al.*, 2017). En Canadá, se ha estudiado el conflicto persistente entre propietarios de carbón y promotores de bajas emisiones de carbono, explorando los intereses cruzados de los agentes involucrados (Rosenbloom, 2019), revelando una complejidad inherente. Sin embargo, estos estudios tienden a tener un enfoque a corto plazo, lo que limita su comprensión de las transiciones energéticas a largo plazo y puede llevar a una visión sesgada que carece de validez

fuera de un contexto específico, como el de la era actual de las energías renovables (Rubio-Varas y Muñoz-Delgado, 2019). Además, la investigación ha priorizado las interacciones entre transición y empresas en su conjunto, descuidando la descripción detallada de las realidades individuales de las empresas.

En la península ibérica, se observa esta falta de estudios que aborden la transición a nivel empresa. Sin embargo, sería de un interés inestimable en el contexto presente. El panorama eléctrico en España se distingue por la presencia de entidades de renombre internacional, como Iberdrola o Endesa. Estas corporaciones merecen atención por su destacado papel como pioneras en el ámbito de las energías renovables y por la diversificación de sus mixes, lo que les hace referentes en Europa. Además, las emisiones asociadas a la electricidad en España representan tan solo el 10,8% del total, mientras que la media mundial se sitúa en torno al 25%. Y solo el 30% de la electricidad se basa en la combustión de recursos fósiles, mientras que la media mundial se encuentra alrededor del 60%[2]. Por otro lado, los trabajos que han abordado la composición tecnológica de las compañías eléctricas líderes en España en períodos recientes (Agosti *et al.*, 2006; Palazuelos, 2019) han identificado un alto poder de mercado y unos perfiles tecnológicos muy diferenciados entre empresas, que acentúa la competitividad entre ellas en el contexto de la transición energética. Por tanto, hay indicios suficientes para pensar en una alta heterogeneidad entre las trayectorias de las eléctricas que, junto con su reducido número de entidades relevantes, desafía la noción de que todo el sector eléctrico español esté progresando al mismo ritmo y de manera uniforme en la labor de descarbonizar la energía. Sin embargo, sorprende la escasez de estudios centrados en estas realidades divergentes de forma comparada en el largo plazo.

En España, existen dos bloques de literatura que han tratado las cuestiones de la evolución tecnológica del sector eléctrico español. El primero es el de la huella de carbono, cuyos trabajos comparten similitudes con los realizados sobre transición energética en Europa (Alcántara y Roca, 1995; Labandeira y Labeaga, 2002; Tarancón y Del Río, 2007; Alcántara y Padilla, 2003). La importancia de analizar el sector eléctrico de manera independiente se fue incorporando progresivamente en esta literatura (Tarancón Morán *et al.*, 2007; Sánchez *et al.*, 2011; Aldao *et al.*, 2019; Lopez-Peña *et al.*, 2011; Alcántara *et al.*, 2022). De este modo, a día de hoy contamos con cálculos de las emisiones del sector eléctrico (que estiman mediante la aplicación de un factor de emisión estimado (tCO_2/MWh) a la generación por tecnología), que señalan que las principales tecnologías reductoras de emisiones han sido el ciclo combinado y las energías renovables. Otros trabajos similares, pero para períodos más largos (Piłatowska *et al.*, 2020; Cano-Rodríguez *et al.*, 2022), han revelado que el sector eléctrico español no habría experimentado una sola, sino varias descarbonizaciones en la historia repartidas en períodos anteriores al actual; la primera fue registrada en la década de 1980 con la irrupción de la energía nuclear. Estos estudios han brindado herramientas metodológicas para estimar las emisiones de carbono en períodos largos. Lo que no se ha hecho hasta la fecha ha sido realizar estos cálculos para cada compañía eléctrica por separado lo que nos permite identificar con precisión la realidad subyacente a los principales cambios del sector hacia tecnologías menos contaminantes y la contribución de cada firma a los avances más significativos. El segundo

bloque de literatura aborda la historia del sector eléctrico. Si bien en este campo es notable la ausencia de cálculos cuantitativos de emisiones, su amplio bagaje permite documentar la evolución del sector a largo plazo. Existen numerosos trabajos que relatan la historia de la electricidad en España desde multitud de perspectivas –tecnológicas, geográficas, regulatorias, del aprovechamiento energético y de la política industrial. Ejemplos de estos son los análisis de Carles Sudrià (1987, 2006), una de las figuras que más ha contribuido en el entendimiento del desarrollo y las dificultades enfrentadas por el sector eléctrico español; los estudios sobre la interacción de las eléctricas y el Estado, sobre todo durante la época franquista (De la Torre y Rubio-Varas, 2016 y 2017; Pueyo, 2008), o la obra de Mendoza *et al.*, (2007) sobre la intervención pública en la industria eléctrica. Otros autores también han estudiado la evolución del sector desde 1945 hasta hoy (Marcos, 2002; Costa, 2016) y, de forma más específica, obras como la de Garrués (2010, 2016, 2022) exploran los cambios regulatorios que marcaron la profunda transformación del sector durante todo el siglo XX y principios del XXI. Por su parte la historia empresarial del sector eléctrico en España ha sido un área poco trabajada, lo cual nos coloca en una posición de retraso con respecto a otros países (Cayón, 2001). Una de las razones fundamentales de este vacío probablemente sea la escasa información disponible de fuentes públicas y datos proporcionados por las propias empresas (Cayón, 2001). Asimismo, la tendencia continua de fusiones y absorciones en el sector, que sigue siendo una realidad hoy, ha dificultado el seguimiento de la propiedad de estas empresas. A esto se le suma la concentración del sector, cuya estructura oligopólica hace el acceso a los datos complejo (Palazuelos, 2019). Las narrativas más conocidas sobre las historias empresariales de las compañías eléctricas a largo plazo son las de la historia corporativa de estas grandes empresas, documentadas por las propias entidades (Chapa, 2002; Inglada, 2012; Sastre e Inglada, 2014). A pesar de que ofrecen detalles de valiosa información, en su mayoría carecen de aportaciones cuantitativas.

Los primeros estudios sobre las empresas de la industria eléctrica surgen en torno a 1980 (De la Infanta, 1986; Antolín, 1988 y 1996; García Delgado, 1990). Desde entonces se han elaborado obras que relatan el desarrollo de diversas compañías, como el de FENSA en Navarra y otras eléctricas del País Vasco (Garrués, 1994, 1997, 2012). La obra de Cayón (1996 y 1997) recoge buena parte del desarrollo de la industria eléctrica en el centro geográfico de España a través del estudio de las compañías Unión Eléctrica Madrileña e Hidroeléctrica Española. Por su parte, Germán (1990) ha reconstruido el desarrollo de las empresas del sector de Aragón. Posteriormente, Alcaide *et al.* (1994) narraron la historia de compañías relevantes como la Compañía Sevillana de Electricidad o Anes (2006) sobre la historia de Iberdrola. Se podría decir que las aportaciones más recientes se encuentran circunscritas a coyunturas concretas y la mayoría se centran en resolver las preguntas en torno a los cambios actuales, como la crisis del petróleo, la desregulación y liberalización (Agosti *et al.*, 2006; Palazuelos, 2019). También otras investigaciones recientes abordan el sector eléctrico en relación con la política energética, los mercados eléctricos y la integración europea, en lo que concierne a las posibilidades tecnocráticas de la transición (Fabra, 2021; Linares *et al.*, 2008; Del Río y Linares, 2014).

La revisión de todos estos estudios nos proporciona una visión detallada de diversas firmas que contribuyeron al sector en distintos momentos a lo largo de la historia. Sin embargo, lo

que estas investigaciones no han realizado es una reconstrucción a largo plazo de las series comparadas de producción por tecnología de las compañías, ni tampoco de sus emisiones asociadas. Lo que sí revelan de manera concluyente es la existencia de una crónica particular para cada empresa y diferentes posiciones en la industria eléctrica española, lo cual justifica un análisis más profundo sobre este tema.

Planteamos aquí una reconstrucción de la trayectoria de los mixes tecnológicos de las principales compañías eléctricas españolas a largo plazo y su descarbonización. De forma inédita hasta ahora, elaboramos una descripción comparada de la transición de las eléctricas españolas desde 1960 hasta hoy. El relato histórico estará presente en todo momento para comprender el contexto económico, político y social de las transformaciones tecnológicas más importantes. El objetivo de este estudio es averiguar cómo ha avanzado el sector por dentro en la labor de la descarbonización en los últimos 60 años. La hipótesis central postula que existe una discrepancia en la evolución histórica de las principales compañías, que difiere de un progreso conjunto del sector. Por más que recientemente su nivel de descarbonización se haya homogeneizado, sus caminos han sido distintos. Para ello seleccionamos las tres empresas que han tenido un protagonismo destacable toda la historia del sector (Iberdrola, Endesa y Naturgy). Se trata de un análisis sobre la oferta de electricidad y, por ello, la variable estudiada es la generación eléctrica, desagregada por tecnologías y por compañías. Para examinar las características distintivas de cada empresa, se pondrá el foco en las variables que comúnmente han utilizado los estudios de transición anteriormente citados para caracterizar las transiciones: el ritmo de incorporación de tecnologías, las dimensiones de los cambios tecnológicos y los impactos en la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

El propósito de este trabajo no radica en proporcionar respuestas definitivas a los interrogantes de la transición energética, sino reflejar patrones divergentes entre las compañías eléctricas en una perspectiva histórica.

La estructura del presente trabajo es la siguiente: después de esta breve introducción, en un segundo apartado se detalla el origen de los datos y se describe la metodología utilizada para llevar a cabo el estudio. En el tercer apartado, se expone un breve repaso por la historia de la composición del mix tecnológico de cada una de las empresas líderes del sector eléctrico y sus repercusiones en la emisión de CO_2 desde 1960 hasta hoy. Por último, se presentan las conclusiones obtenidas.

2. Fuentes y metodología

Este estudio consiste en una recomposición de la serie histórica de generación eléctrica por tecnología (MWh) y las emisiones asociadas de las principales empresas del sector en España. La selección de Endesa, Iberdrola y Naturgy responde a la concentración por parte de estas del 60% de la capacidad instalada a lo largo del período, y entre el 60% y el 80% de la generación total. Estas compañías no solo representan una parte sustancial de la generación eléctrica nacional, sino que también presentan trayectorias históricas trazables en términos de propiedad.

Esta consistencia histórica facilita el examen de sus decisiones tecnológicas y las implicaciones asociadas. Se decidió excluir del estudio a Acciona y EDP España, en primer lugar, por su tamaño menos significativo dentro del sector y, en segundo lugar, por la complejidad de su configuración, que dificulta considerablemente el trabajo. Estas empresas presentan historias fragmentadas por sus cambios de propiedad, lo que hace impracticable la reconstrucción en una única entidad «sintética». Además, en el caso de Acciona, su enfoque exclusivo en energías renovables desde sus inicios no resulta relevante para nuestro estudio. Asimismo, se excluyó el análisis del 40% restante del sector eléctrico español, que se corresponde con alrededor de 1.000 empresas actualmente. Sabemos, sin embargo, que estas carecen de diversificación tecnológica y que son mayoritariamente propietarias de una única tecnología de generación (Cano-Rodríguez y Rubio-Varas, 2023). Aunque estas firmas han sido relevantes para la descarbonización total a nivel nacional, su falta de variación las hace menos útiles para nuestro trabajo, que está centrado en la evolución de los mixes tecnológicos individuales.

Por cuestiones de disponibilidad de datos, las series de generación que se extraen pertenecen al sistema peninsular y, por tanto, se excluye el sistema insular, que solo representa el 5% del total. La periodicidad es decenal, es decir, por década, dado el gran volumen de datos y el objetivo de relatar los cambios tecnológicos por etapas relativamente grandes. Tampoco han sido consideradas las operaciones productivas fuera de España. Asimismo, el período elegido abarca desde 1960 hasta la actualidad, ya que es en este intervalo cuando se inicia la gran metamorfosis del mix eléctrico español. En cambio, antes de 1960, el principal origen de energía eléctrica era la energía hidráulica (hasta el 80% de la generación[3]), seguida por la térmica fósil.

Así pues, para elaborar nuestra base de datos llevamos a cabo varios procesos sucesivos. El primero consiste en la extracción de los datos de generación de todas las centrales y, en segundo lugar, clasificamos manualmente las plantas por su propiedad en cada corte. Para el primer paso, las fuentes son (a) estadísticas eléctricas anuales del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) y del Ministerio de Industria y Turismo y Comercio (MITECO) y Ministerio de Industria (MIN) para períodos anteriores, (b) memorias de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec, antes conocida como UNESA, Unión Eléctrica, SA), (c) informes anuales de Red Eléctrica Española (REE), y (d) informes de sostenibilidad anuales de las propias empresas. Para los períodos más tempranos, utilizamos el inventario de Presas y Embalses del Ministerio de Obras Públicas (1986).

Para el segundo paso, que consiste en la clasificación de las centrales por propiedad, las fuentes consultadas son las anteriores junto con el registro de hechos relevantes de autoridades competentes como la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC)), así como las fuentes bibliográficas sobre la historia del sector (ver apartado anterior, párrafos 5 y 6), entre las que se encuentran algunas a destacar. Los datos relativos a la propiedad compartida de las centrales nucleares en España, incluyendo los porcentajes de participación, se han extraído de fuentes secundarias específicas que documentan distintos periodos históricos: en Rubio-Varas y De la Torre (2017) se han obtenido detalles sobre los primeros años de operación de las centrales; de Rubio (2011) se han recopilado datos sobre los intercambios de activos alrededor de la década de 2000. Adi-

cionalmente, de los datos de UNESA (2005) y del MITERD (2023) se ha extraído la información actualizada hasta el año 2020, ofreciendo una visión comprensiva de la propiedad compartida en el sector nuclear a lo largo de las últimas décadas. Para la propiedad de los embalses en los períodos más tempranos, utilizamos el inventario de Presas y Embalses del Ministerio de Obras Públicas (1986).

Debido al ciclo de fusiones y adquisiciones que se repite durante todo el período, es necesario realizar un seguimiento detallado de la propiedad de cada planta de generación. Por tanto, se deben detectar las nuevas plantas incorporadas, así como la compraventa de las ya existentes. Al final de este proceso, obtenemos la reconstrucción de unas empresas «sintéticas» o reconstruidas de Iberdrola, Endesa y Naturgy, compuestas por todas las compañías y centrales que las han conformado históricamente.

Por último, el tercer paso consiste en la extracción de las emisiones de CO_2 por planta y, de nuevo, su clasificación por empresa. Los datos de las emisiones se extraen del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. Se limita exclusivamente a las emisiones directas y efectuadas durante la fase operativa de las centrales, y se excluyen todas las emisiones indirectas, que abarcan desde el principio hasta al final de la cadena de producción: refinado de petróleo, fabricación de materiales, energía consumida por la propia central, etc.[4] Por último, la sustancia recogida es la correspondiente al CO_2, que representa el 99% de las emisiones del sector eléctrico, y se descarta la otra sustancia contaminante comúnmente considerada, el óxido nitroso, ya que su contribución al total es mínima[5].

Para la estimación de las emisiones totales de CO_2 por compañía se sigue la metodología empleada en Cano-Rodríguez (2022), que elabora un factor de emisión propio por planta a partir de los datos reales de los últimos 20 años y lo aplica retroactivamente al resto del período. Así, las emisiones de una empresa se calculan haciendo el sumatorio de la multiplicación del factor de emisión (tCO_2/MWh) de cada planta por su generación anual (MWh):

$$Total\ E_t^n = \sum_t^n f^n x G_t^n$$

donde E es el total de emisiones por empresa, f es el factor de emisión estimado por central y G la generación por cada una de las centrales (n) en propiedad en cada período de tiempo (t).

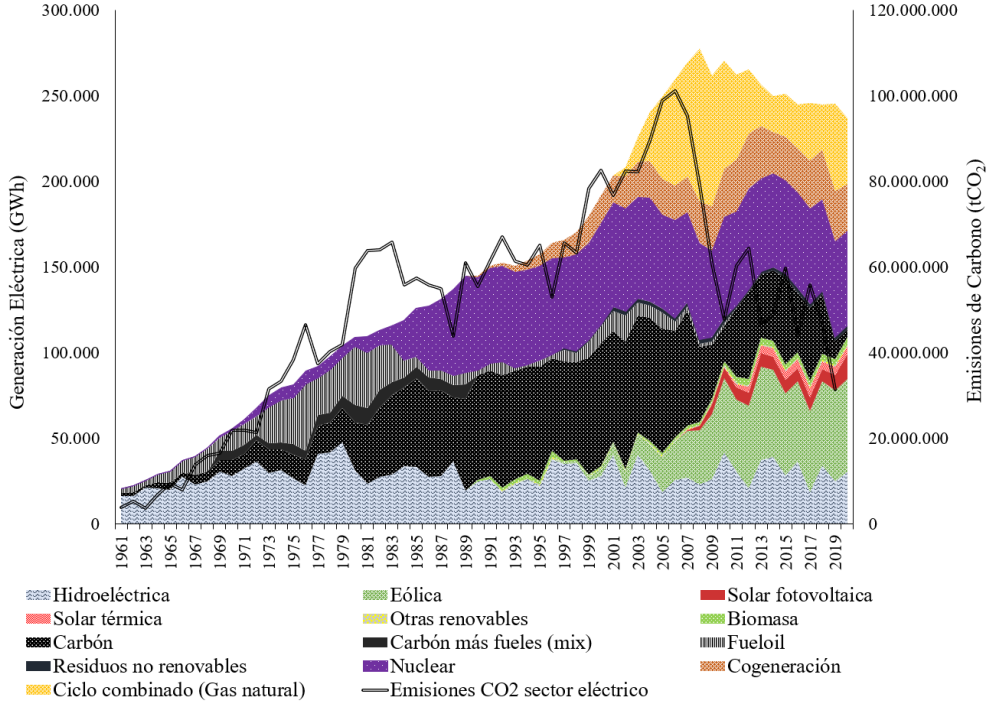
3. Evolución del mix eléctrico de generación de las compañías líderes del sector y sus emisiones asociadas: Iberdrola, Endesa y Naturgy (1960-2020).

De manera muy sucinta, la Figura 1 muestra la evolución del mix eléctrico nacional desde 1960 hasta la actualidad. Este período ha sido testigo de tres grandes fases de transformación tecnológica. Los años 60 y 70 se caracterizaron por el desarrollo de la térmica a base de carbón

y fuel. La década de 1980 estuvo marcada por la irrupción de la energía nuclear de manera notable, cuya primera planta comenzó a operar en 1969. Los años 90, un período caracterizado por una paralización de inversiones en nuevas tecnologías, fueron testigos, sin embargo, de una importante reestructuración del sector. Las décadas de 2000 y 2010 destacaron por la introducción del ciclo combinado, la cogeneración y las fuentes renovables como la energía eólica y solar. Por último, el año 2018 marca un hito determinante con el cierre definitivo de las centrales de carbón.

Los apartados subsiguientes, utilizando esta periodización, irán enfocados a comprender lo que ocurría dentro del mix de cada compañía mientras el sector eléctrico se configuraba de esta manera.

FIGURA 1. **Mix de generación eléctrica en España por tecnología (eje izquierdo) y emisiones de CO_2 (eje derecho) (1961-2020)**



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos de generación peninsular de las Estadísticas de la Industria Eléctrica del Ministerio de Industria para los años anteriores a 1969; memorias anuales de UNESA para el período de 1969 a 1990; e informes de Red Eléctrica de España desde 1990. Las emisiones de CO_2 son calculadas a partir de datos del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes, siguiendo la metodología de Cano-Rodríguez *et al.*, 2022. Solo se tiene en cuenta el sistema peninsular, por lo que se excluyen Baleares y Canarias, y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

3.1. Décadas 1960-1970: el desarrollo de la térmica (carbón y fuel)

En las décadas previas a que las empresas eléctricas comenzaran a transitar hacia la descarbonización, sucedió un fenómeno lógicamente precedente: una carbonización. Esta se prolongó durante varias décadas y fue consecuencia de un desarrollo generalizado de la industria térmica basada en la quema de combustibles fósiles como el fuel o el carbón (0,95 y 0,77 toneladas de CO_2 por megavatio y hora, respectivamente[6]), como se observa en la Figura 1.

TABLA 1. **Composición empresarial de la generación eléctrica en España (1960-2020)**

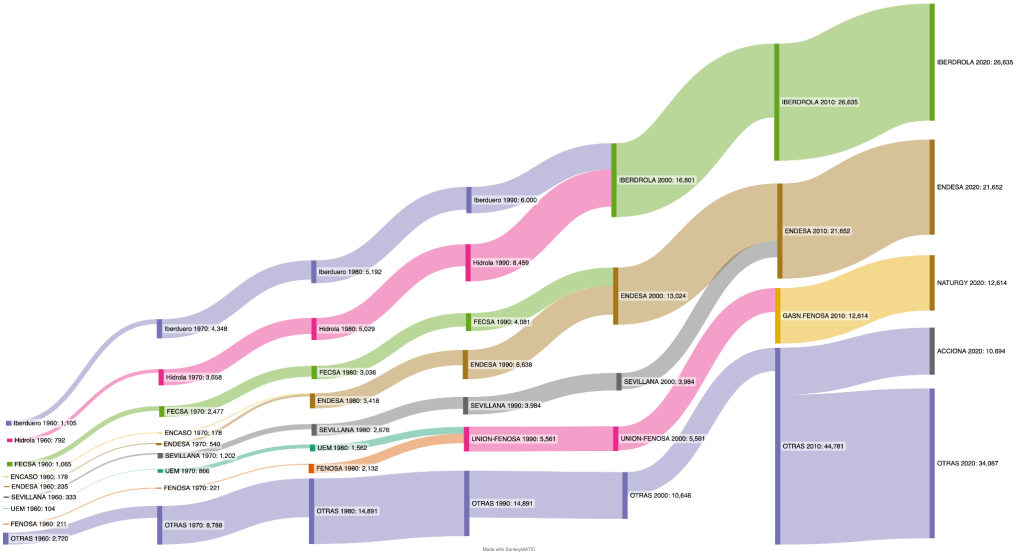
Principales empresas de generación eléctrica en España (1960-2020)

%|año	1960	1970	1980	1990	2000	2010	2020
Iberdrola (Iberduero e Hidrola)	0,0	0,0	0,0	0,0	24,9	28,1	24,5
Endesa (FECSA y Cia Sevill.)	2,4	3,6	16,6	18,3	31,0	19,4	21,3
Naturgy (Unión Eléctrica y FENOSA)	0,0	0,0	0,0	14,6	11,9	15,3	10,6
EDP España (HC y Viesgo)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	3,5
Acciona	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	5,1
Iberduero	20,2	18,2	15,2	9,1	0,0	0,0	0,0
Hidrola Eléctrica Española (Hidrola)	1,1	12,3	14,9	11,3	0,0	0,0	0,0
Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA)	22,4	14,5	7,5	7,3	0,0	0,0	0,0
Cia. Sevillana de Electricidad	5,7	5,4	7,2	4,5	6,1	0,0	0,0
Unión Eléctrica Madrileña (UEM)/Unión Eléctrica (UE)	2,6	7,2	14,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Fuerzas Eléctricas del Noroeste (FENOSA)	0,1	0,2	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Electra de Viesgo	0,1	0,1	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0
Hidroeléctrica del Cantábrico (HC)	0,1	0,1	2,7	6,5	4,0	0,0	0,0
Otras empresas del sector	45,6	38,7	18,2	28,1	22,0	26,9	34,9
Total	100	100	100	100	100	100	100

FUENTE: Elaboración propia a partir de datos de las Estadísticas de la Industria Eléctrica del Ministerio de Industria y sucesivos y la consulta de Boletines Oficiales del Estado para años anteriores a 1970. La generación eléctrica del año 1960, a falta de datos desagregados en las estadísticas ministeriales, es obtenida a partir de un enfoque de estimación combinado basado en varias fuentes. En primer lugar, la generación hidroeléctrica es calculada utilizando la información de litros embalsados del Inventario de Presas y Embalses del Ministerio de Obras Públicas de 1986 convirtiendo esta magnitud en litros a kWh producidos según valores medios de años posteriores. En segundo lugar, se realizó una estimación de la generación térmica restante basada en las tasas de crecimiento de la generación total de cada empresa. Para el seguimiento de los intercambios de activos se han consultado las notas de prensa de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, de la Comisión Nacional de Energía, informes de UNESA. Los porcentajes de participación de propiedad compartida en las centrales nucleares han sido asignados a partir de los datos de Rubio-Varas y De la Torre (2017), Rubio (2011), UNESA (2005) y MITERD (2023), cubriendo estas fuentes (a) el período de apertura inicial, (b) los intercambios de activos producidos en la década de los 2000 y el último período, 2020, respectivamente. Los datos correspondientes al año 2020 son obtenidos a partir de los datos proporcionados por los informes anuales de las propias compañías. Nota: Solo se tiene en cuenta el sistema peninsular, por lo que se excluyen Baleares y Canarias, y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

La generación térmica en España se vio impulsada por la creciente demanda de electricidad de un entorno internacional propicio al crecimiento (Marcos, 2002). Aunque la Guerra Civil paralizó buena parte de la construcción de nuevas centrales (Sudrià, 1997), antes de 1960 ya se habían construido las primeras centrales térmicas para servir como auxiliares a la intermitencia de la hidroelectricidad, y se habían implementado subsidios a estas tecnologías[7] (Martínez Ruiz, 2016; Garrués, 2022). Entre 1950 y 1970 fue el momento de la construcción de las 23 centrales de fuel del sector[8] y 18 de las 24 centrales de carbón que hoy siguen funcionando en la península, las más tardías dentro del Plan de Aceleración de Centrales Térmicas de Carbón como respuesta a la crisis del petróleo. Solo tres centrales de carbón fueron construidas más tarde de 1980: una en 1982, y dos en 1985[9] (MIN, 1960, 1970, 1980).

FIGURA 2. **Potencia instalada de las principales empresas eléctricas (MW) (España, 1960-2020)**



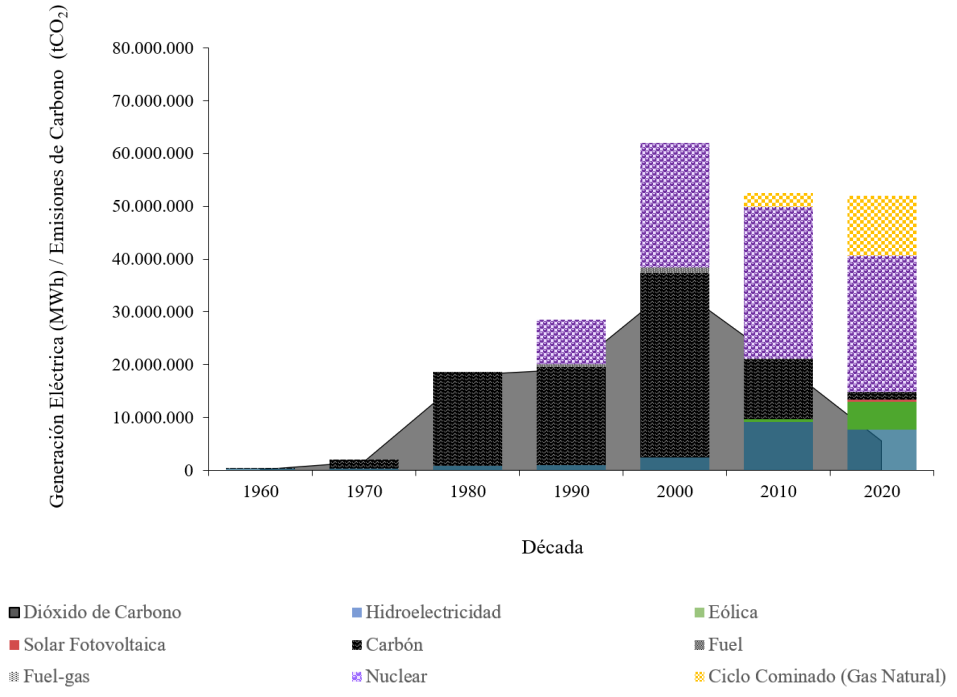
FUENTE: VER TABLA 1.

En ese período, el sector eléctrico estaba dominado por nueve empresas de tamaño mediano que controlaban el 75% del mercado de generación (parte inferior de la Tabla 1 y Figura 2). La mayoría de ellas presentaban un perfil altamente hidroeléctrico, con porcentajes que oscilaban entre el 80% y el 100%, a excepción de Hidroeléctrica Española y Endesa, que mantenían proporciones más reducidas en comparación con sus contrapartes del sector (47% y 5%, respectivamente). Por entonces, dos compañías destacaban por su tamaño, Iberduero (nacida en 1944 de la unión de Saltos del Duero e Hidroeléctrica Ibérica) y Fuerzas Eléctricas de Cata-

luña, agrupando individualmente algo más del 20% de la generación. Por otro lado, existía un segmento restante de firmas muy distanciadas en tamaño que eran propietarias de una única central[10], empresas hidroeléctricas pequeñas, y compañías con mezclas variadas propiedad del Estado[11].

Como es evidente, Iberdrola y Naturgy todavía no se habían formado. Sin embargo, las compañías que eventualmente darían origen a estas sí que existían y eran ya algunas de las más grandes del mercado. La Figura 2 refleja la evolución de la potencia instalada de las principales empresas y su evolución mediante intercambios activos y cambios de propiedad durante todo el período.

FIGURA 3. **Mix de generación eléctrica (MWh) de Endesa y sus emisiones asociadas (toneladas CO_2) (1960-2020).**



FUENTE: ver Figura 1 y Tabla 1. Las emisiones son obtenidas a partir de cálculos propios siguiendo la metodología de Cano-Rodríguez *et. al* (2022).

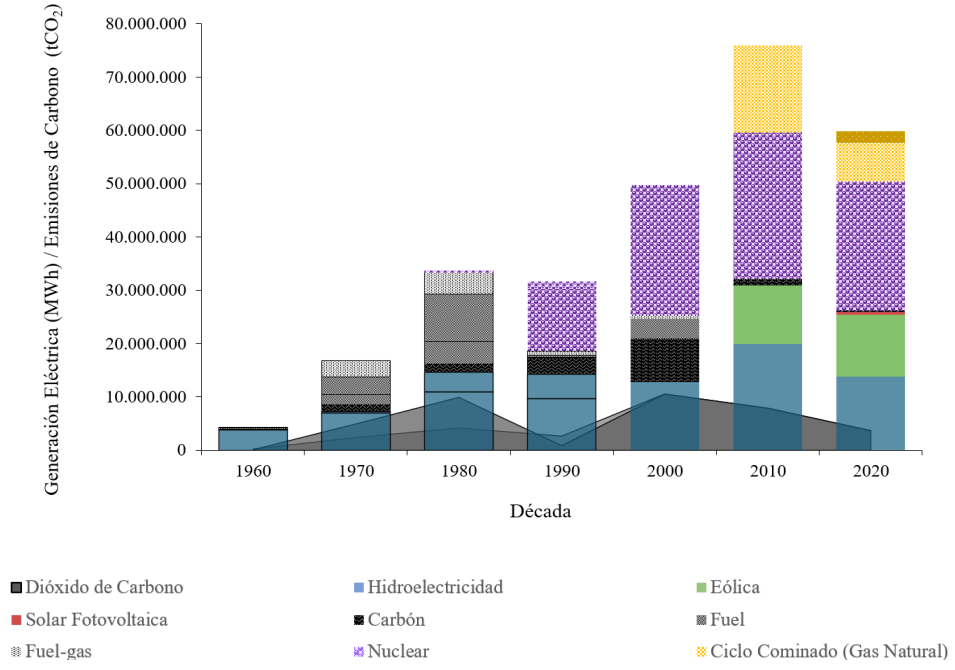
NOTA: Desde 2001 y 2002, respectivamente, FECSA y Sevillana forman parte de Endesa.

Iberduero e Hidroeléctrica Española (Hidrola) formarán Iberdrola; Unión Eléctrica Madrileña (UEM) y Fuerzas Eléctricas del Noroeste (FENOSA) constituirán Unión Eléctrica Fenosa (UEF), que más tarde será Naturgy; y Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA) y

Compañía Sevillana de Electricidad pasarán a ser propiedad de Endesa. El mix inicial de estas compañías originarias dieron forma al perfil tecnológico de las actuales Iberdrola, Endesa y Naturgy.

En esta época, todas las grandes compañías, sin excepción, añadieron a su porfolio de generación las nuevas tecnologías térmicas de carbón y de fuel, como se aprecia en las Figuras 3, 4 y 5. No obstante, hubo variaciones significativas en el grado de inclusión y en los tipos de tecnologías. La mayoría de las centrales de carbón fueron construidas por Endesa[12], llegando a representar el 45% de la capacidad instalada térmica total a finales de 1980. Además, construyó las de mayor capacidad, de más de 1.000 MW por planta, mientras el resto no superaban los 600 MW[13]. El otro 20% de las centrales de carbón se distribuyeron de manera relativamente equitativa entre las demás, a razón de entre una y dos centrales por compañía (UEM, FENOSA, FECSA y Sevillana). Por último, el 14% restante fueron construidas por firmas pequeñas con una única central, citadas anteriormente.

FIGURA 4. **Mix de generación eléctrica (MWh) de Iberdrola y sus emisiones asociadas (toneladas CO_2) (1960-2020)**

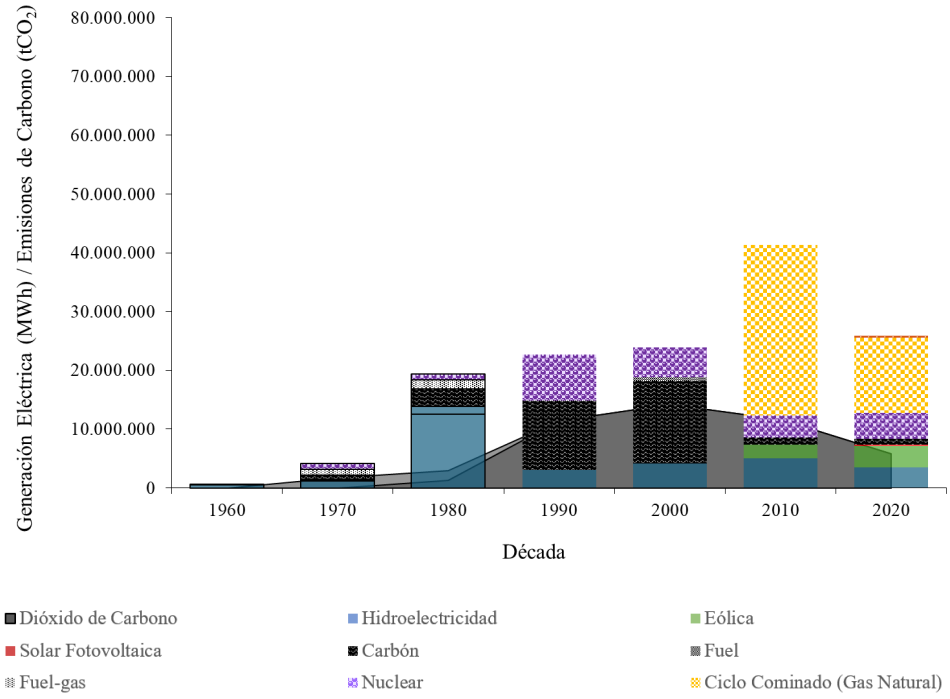


FUENTE: ver Figura 3.

NOTA: Compañía reconstruida a partir de la fusión de Iberduero e Hidrola.

Las consecuencias del desarrollo del carbón se manifestaron principalmente en Endesa. Mientras la mayor parte de las compañías eléctricas se diversificaron hacia otras tecnologías, Endesa se especializó casi completamente en la térmica de carbón. Salvo un pequeño parque hidráulico construido en torno a su primera central, Compostilla I, el 90% de su producción fue térmica de carbón (Anes, 2001). Esto resulta obvio comparando la Figura 3 con respecto a las Figuras 4 y 5. Este inicio situó a Endesa en una clara desventaja de cara a la descarbonización desde los comienzos de su actividad (ver Figura 3) (Anes, 2001), convirtiéndose en la principal emisora de dióxido de carbono de todo el sector (34% de las emisiones totales) (ver Figura 6), el doble y el cuádruple que sus dos compañeras del sector, respectivamente.

FIGURA 5. **Mix de generación eléctrica (MWh) de Naturgy y sus emisiones asociadas (toneladas CO_2) (1960-2020)**



FUENTE: ver Figura 3.

NOTA: Compañía reconstruida a partir de la fusión de Unión Eléctrica y FENOSA.

En el resto de las empresas la penetración del carbón no fue tan evidente: pasó a ocupar un 20% de la generación en UEM y un 10%, en FECSA e Hidrola. Ahora bien, experimentaron un cambio notable con la expansión del uso del fuel. Las centrales de fuel fueron asumidas en su

mayoría por Hidrola y, de nuevo, FECSA y Sevillana. Así, Hidrola propició una consolidación de su perfil especializado en fuel, que venía suponiendo el 53% de su generación pasando a ser un 80% en 1980 (ver Figura 4, año 1960). Mientras, FECSA redujo el peso del agua pasando a un 80% de fuel también, y Sevillana pasó de un 100% de generación por hidroelectricidad a un 45% en fuel. UEM sufrió esta misma transformación, pero con un menor protagonismo térmico debido a su inclusión temprana de la energía nuclear respecto al resto, repartiendo su generación entre carbón (22%), fuel (26%) y nuclear (23%) (ver Figura 5, año 1980).

Las únicas excepciones que perseveraron en su perfil hidroeléctrico fueron FENOSA e Iberduero. Ambas participaron tímidamente en las inversiones en centrales de fuel, ostentando algunas destacadas, pero en comparación con las demás instalaron una capacidad térmica menor en función de su tamaño. Como consecuencia, mantuvieron una menguada pero aún significativa participación del 65% de la hidroelectricidad en su generación (ver Figura 5) (MIN y UNESA, varios años).

Hidrola también alcanzó su primer máximo de emisiones en este período, siendo la segunda empresa con más emisiones registradas. Sin embargo, algo marcó una distinción para la trayectoria de la huella de carbono de las compañías que se habían especializado en combustible líquido (fuel) en lugar de carbón. La decisión, de ningún modo medioambientalmente estratégica por aquel entonces, de invertir en fuel en lugar de carbón, cobró particular relevancia una década más tarde, a partir de 1980, cuando se abandonó gradualmente el uso de fuel. Este cambio de paradigma implicó que empresas prominentes como Hidrola e Iberduero, así como en cierta medida UEM (Unión Eléctrica (UE), tras su cambio de denominación en 1970)[14], no arrastraran consigo esta modalidad hasta sus configuraciones empresariales contemporáneas, representadas hoy por Iberdrola y Naturgy.

3.2. Finales de la década de 1970 y principios de 1980: del abandono del fuel al arranque de las nucleares

Las décadas siguientes estuvieron marcadas por el Programa Nuclear y por las crisis petroleras de 1973 y 1979, que motivaron la formulación de los Planes Energéticos Nacionales de 1979 y 1983, los cuales promovieron el progresivo abandono de las centrales de fuel y otorgaron prioridad al carbón (Sudrià, 2006). Paralelamente, la capacidad instalada que se estaba poniendo en marcha con el Programa Nuclear y que se venía gestando desde la década de los 1950 (De la Torre y Rubio, 2016) presentaba una fuente de electricidad alternativa, lejos de la volatilidad de los precios internacionales del petróleo. Por tanto, este período representa la segunda gran transformación tecnológica en el sector de generación eléctrica en España.

Cada empresa tuvo una participación específica en los distintos cambios, lo que supuso un impacto significativo en su perfil energético y sus emisiones de carbono. La pionera en incorporar la generación nuclear en España fue UEM. Como consecuencia, casi la mitad de su generación pasó a ser nuclear (ver Figura 5). UEM inauguró la primera central nuclear,

José Cabrera (1968), y abrió la Central Nuclear Trillo I (1988) en propiedad individual, algo inusual en la nueva tecnología. La alta inversión necesaria para desarrollar las infraestructuras exigía que los riesgos fueran compartidos (Rubio-Varas y De La Torre, 2017)[15]. Además, ya como UEF, participó en la propiedad de las centrales de Almaraz I[16] (1983) y Almaraz II[17] (1984) en el 33%. Estas inversiones la colocaron como la tercera propietaria de la energía nuclear del sector eléctrico al finalizar el programa con un 16% de la capacidad instalada.

Sin embargo, fue Hidrola la firma que experimentó una descarbonización más profunda por la implementación del Programa Nuclear. La compañía, originalmente hidráulica, abrió la central Cofrentes (1984) en solitario y participó en torno al 30% de la propiedad de las centrales Vandellòs II[18] (1988), Almaraz I y II. Su implicación activa la convirtió en la empresa con mayor compromiso relativo en esta tecnología, con una capacidad instalada nuclear del 26% total (7.358 MW). Estas inversiones resultaron ser su tabla de salvación ante el cierre de las centrales de fuel que propició la crisis del petróleo y le permitieron realizar una sustitución casi al completo de toda la electricidad generada a partir de esa tecnología. A finales de 1980, cerca del 80% de la generación de Hidrola era nuclear.

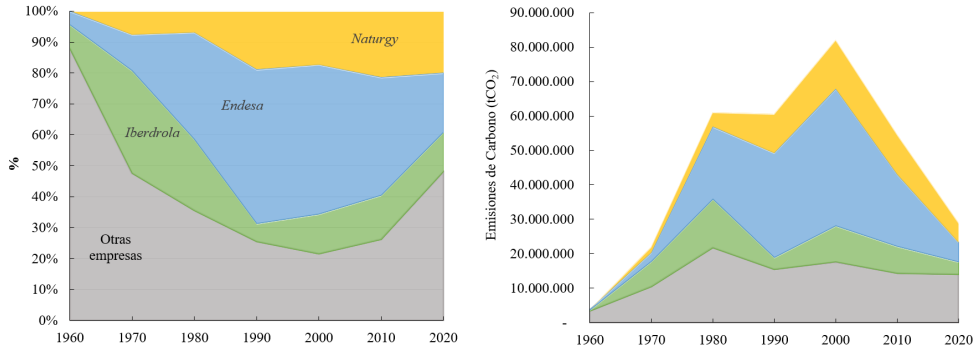
Por otro lado, Iberduero y Electra de Viesgo fueron dos de las pocas empresas que optaron por una propiedad dual en el Programa Nuclear. Ambas colaboraron en la apertura de la Central Nuclear Santa María de Garoña (1971), a través de la compañía conjunta Nuclenor. Iberduero fue la empresa que planificó la mayor cantidad de potencia instalada en el marco del Programa Nuclear. Sin embargo, muchos de sus proyectos no se llegaron a materializar (Rubio-Varas y De La Torre, 2017), por lo que al final del programa su porcentaje de propiedad nuclear era tan solo del 3% y, por consiguiente, también su perfil hidroeléctrico continuó sin sufrir variaciones significativas.

El caso más llamativo en cuanto a sustitución tecnológica derivado del Programa Nuclear es FECSA, que transitó de un mix energético diversificado a uno concentrado en un 90% de generación nuclear y menos del 10% en hidráulica y carbón. La compañía catalana tuvo un rol importante al participar en varias centrales nucleares en propiedad compartida, incluyendo Vandellòs I (23% de la propiedad), Vandellòs II (5%), Ascó II[19] (40%) y la apertura en propiedad única de la central Ascó I (1983). Como consecuencia, FECSA se convirtió en el segundo mayor propietario de energía nuclear, con una participación del 18% en la capacidad instalada total, situándose después de Hidrola y por delante de UEF.

La implementación del Programa Nuclear no consiguió reducir las emisiones, pero sí frenó su crecimiento. Así, una tecnología con una alta carga de amenaza ambiental, dado su alto riesgo perjudicial en caso de accidente, fue sumamente efectiva en términos de descarbonización. Este freno de emisiones fue visible en los casos de Hidrola y FECSA. En cuanto al abandono del fuel, aquellas empresas con un mayor número de centrales de fuel en sus carteras, como Iberduero e Hidrola, se vieron obligadas a mantener parte de su capacidad instalada inactiva a causa de la crisis petrolera. De nuevo, dado que el fuel era la segunda fuente más contaminante (0,77 ton CO_2/MWh), lo que fue en un principio algo perjudicial para el transcurso de la actividad productiva como fue la suspensión de actividad de centrales resultó en última instancia en otro freno efectivo de las emisiones de carbono. En contraste, las compañías que

tuvieron una menor participación en el Programa Nuclear, como Endesa y, paradójicamente, a pesar de ser pionera, UEF, se vieron obligadas a aumentar significativamente la generación de electricidad a partir de carbón y sus emisiones aumentaron. Durante este período, Endesa alcanzó su propio récord de emisiones al no participar en el Programa Nuclear y esta, junto con UEF, fueron responsables del 70% de las emisiones de dióxido de carbono (ver Figura 6).

FIGURA 6. **Reparto de emisiones entre Iberdrola*, Endesa, Naturgy* y el resto del sector peninsular (1960-2020 por década)**



FUENTE: ver Figura 1 y Tabla 1.

3.3. Década de 1990: *Marco Legal Estable* y el intercambio de activos

Las décadas siguientes al final del régimen franquista y el principio de la democracia en España fueron testigo de importantes cambios, como la adhesión a la Unión Europea en 1986, que también afectaron al sector eléctrico. Los más destacables fueron, de un lado, la moratoria nuclear y, del otro, el nuevo régimen tarifario conocido como Marco Legal Estable (MLE) (1987-1997). Este estableció un sistema de tarifas basado en costes estándares fijos uniformes (Garrués, varios años; Agosti, 2006; Costa, 2016). Este enfoque, al restablecer en cierta medida la relación entre el costo real de inversión y la rentabilidad, suprimió la «ceguera inversora» que había caracterizado la inversión en décadas pasadas (Sudrià, 2006). Como resultado, las inversiones experimentaron una reorientación hacia una mayor consideración de los valores de eficiencia. Pero antes, durante un tiempo, las inversiones se detuvieron temporalmente. Así pues, el mix nacional permaneció inalterado durante dos décadas, debido a la ausencia de ampliaciones de nueva capacidad instalada (MIN, varios años). En contraste, en el ámbito empresarial, hubo cambios muy importantes en la reorganización interna del sector. Dada la

delicada situación de endeudamiento en la que se habían quedado las empresas eléctricas tras el sobreesfuerzo y la posterior paralización de proyectos nucleares, desde el Estado se promovió un intercambio de activos, recogido en el Plan Energético Nacional de 1983-1992, con el objetivo de proceder al saneamiento de los balances de las empresas más afectadas (Garrués, 2014). El proceso descrito consistió en el intercambio de activos en capacidad instalada y de empresas completas, que dio lugar a las compañías eléctricas del panorama corporativo actual. En este sentido, la Figura 2 proporciona un resumen visual de la agrupación empresarial que se produjo durante este período. El resultado fue una gama de tecnologías por empresa mucho más variada que las anteriores (ver Figuras 3, 4 y 5) y mucho más similares entre sí desde entonces. A continuación, se resaltan las concentraciones más importantes y sus implicaciones[20].

La primera fusión fue la de UE y FENOSA en 1981, que dio lugar a UEF. Esta entidad combinaba la tercera compañía hidroeléctrica más grande, por un lado, y la pionera nuclear, por otro, creando una sinergia entre ambas especializaciones que dio lugar a un mix con más proporción de fuentes bajas en emisiones que el que ambas poseían por separado. A pesar de esto, UEF continuaba poseyendo una proporción significativa de centrales de carbón, cuyo funcionamiento, a plena capacidad, la situó como la segunda empresa más emisora en este periodo (Figuras 5 y 6). Por su parte, Endesa, en calidad de la empresa pública del sector, desempeñó un papel fundamental al absorber diversas compañías que enfrentaban serias dificultades financieras. FECSA, en 1999, y Sevillana de Electricidad, en 2002, fueron los casos más destacados. Estas absorciones triplicaron su capacidad instalada hidráulica, que antes era tan solo el 5% de su producción. Y, a la vez con el 40% de la potencia instalada total[21], se convirtió en la segunda gran propietaria de la energía nuclear (MIN, 2000). Este hecho fue paradójico dado que durante el Programa Nuclear fue la única gran eléctrica que no participó en ningún proyecto (De la Torre y Rubio, 2016). Simultáneamente, absorbió más centrales de fuel y carbón[22], lo que duplicaba su capacidad carbonera que ya era colosal. Sin embargo, vendió algunas centrales[23] y, como consecuencia del mismo proceso de absorciones, adquirió una notable capacidad hidráulica que hasta entonces era ínfima. Esto dio como resultado una modificación del mix tecnológico espectacular pasando de un 95% en carbón en 1990 a una combinación de 55% en nuclear, 18% en hidráulica y tan solo 22% en carbón en menos de una década.

En cambio, el proceso que dio origen a Iberdrola fue más breve y menos transformador. Iberdrola se formó en 1992 mediante la fusión de Iberduero e Hidrola. Posteriormente, continuó con la adquisición de concesiones de explotación de centrales hidroeléctricas de tamaño mediano (Chapa, 2002; Anes, 2001 y 2005; Inglada, 2012; UNESA, 2005) que se sumaron a la ya ingente potencia instalada de hidroelectricidad. Así, desde su establecimiento, Iberdrola fue la empresa hidroeléctrica más grande del país, controlando el 47% de la potencia hidroeléctrica instalada nacional en 2000. Asimismo, se convirtió en la principal propietaria de energía nuclear, acumulando el 52% de la potencia instalada. Y, dado que las fundadoras, Hidrola e Iberduero, se habían deshecho gran parte de la generación térmica con el cese de actividad de las centrales de fuel, desde su creación, previo a la era de las renovables, Iberdrola ya era la

compañía más «limpia» del sector, con tan solo el 6% de las emisiones asociadas (ver Figura 6).

En resumen, el intercambio de activos conllevó una homogeneización en las empresas al mezclar sus tecnologías y hacer estas más similares. De esta manera, pasamos de un sector fragmentado, con empresas especializadas en un conjunto limitado de tecnologías, a un panorama con menos compañías, pero más diversificadas y con más similitudes entre ellas.

En cuanto a las emisiones de carbono en este período, los años 90 fueron los de mayor empleo del carbón: hasta un 40% de la demanda entre 1978 y 2007 fue cubierta por carbón, alcanzando así su participación más alta de la historia. Como consecuencia, todas las empresas vieron aumentar sus emisiones totales. Las que más sufrieron este incremento fueron aquellas con mayor capacidad instalada de carbón, como UE y Endesa (ver Figura 3, 4 y 7).

3.4. Décadas 2000 y 2010: la orientación al mercado, el gas y las energías renovables

En esta etapa, se vivió un período de liberalización y privatización en el sector eléctrico –la de Endesa comenzó en 1997 (Agosti, 2006; Garrués, 2022; Costa, 2016). En 1997, se adoptaba un nuevo sistema tarifario basado en el mercado que reemplazaba el anterior del MLE. Asimismo, se dividieron las funciones de generación, distribución y comercialización, lo que permitió la entrada de nuevas entidades. La conciencia global sobre cuestiones ambientales empezó a tener impacto en el sector eléctrico en esta década. En conjunto, estos cambios promovieron una orientación hacia el mercado junto a la incorporación de un nuevo criterio sostenible. En este contexto es en el que se inicia la segunda transformación tecnológica del sector, marcada por la promoción de inversión en fuentes renovables.

En la década de 2000 surgieron además dos nuevas tecnologías térmicas basadas en el gas: el ciclo combinado y la cogeneración. Ambas tecnologías se basaban en el uso de un combustible fósil, el gas natural, pero arrojan un índice de carbono la mitad de alto que las térmicas anteriores (0,37 y 0,38 tCO_2/MWh, respectivamente). El ciclo combinado en concreto penetró en el mix eléctrico nacional de forma muy rápida, alcanzando pronto el 23% de la generación y reduciendo el carbón a alrededor del 20% en una sola década. Naturgy lideró la apertura y puesta en funcionamiento de 12 de las 32 centrales de gas inauguradas en España. Tras la absorción en 2009 de UEF por Gas Natural, la nueva firma Gas Natural Fenosa concentraba el 70% de la generación por ciclo combinado del país (MINECO, 2010; Naturgy, 2020; REE, 2010-2020). Esto le permitió reducir significativamente sus emisiones. Por su parte, Iberdrola y Endesa abrieron 8 y 3 centrales, respectivamente. En conjunto en 2010 entre las tres reunían el 99% del ciclo combinado instalado. Sin embargo, en comparación con el resto de las compañías, que habían volcado más esfuerzos hacia las energías renovables (véase la proporción de renovables en las Figura 3 y 4 con respecto a la Figura 5), Naturgy se quedó atrás con unas emisiones por megavatio más altas que el resto del sector (Cano-Rodiguez y Rubio-Varas, 2023).

Paralelamente, aunque el mercado de generación eólica ya había sido abierto por peque-

ños parques localizados regionalmente, Iberdrola fue la primera gran empresa en liderar las inversiones en parques eólicos con una participación significativa en la compañía Energía Hidroeléctrica de Navarra (EHN). EHN tenía una capacidad de 3.600 MW en 2006, lo que representaba el 40% de la generación eólica nacional (MINECO, 2006). Cuando se separaron en 2006, Iberdrola pasó a ser la mayor empresa eólica del país, seguida por su antiguo socio. Más tarde llegaron Endesa y Naturgy que instalaron sus primeros 500 MW y 36 MW eólicos, respectivamente, en años cercanos a 2010.

A pesar del auge renovable y del gas, entre 2000 y 2010, debido al crecimiento económico impulsado por el *boom* inmobiliario antes de 2008 se generó más electricidad con carbón que nunca. Por consiguiente, en 2007 se registró el pico de emisiones más alto de la historia con aproximadamente un total de 100 millones de toneladas (ver Figura 1). Las principales responsables de este pico fueron Endesa y Naturgy, que acumulaban el 48% y el 17% de las emisiones, respectivamente (Figura 6). Por su parte, Iberdrola, con un tamaño de producción mayor, fue responsable tan solo del 13%. A partir de 2007, en contraste, tuvo lugar la mayor caída de las emisiones del sector eléctrico todas las compañías redujeron su montante de emisiones.

Durante este período, las firmas tomaron diferentes estrategias de inversión, lo que les colocó en posiciones distintas de cara a la descarbonización. De este modo, Iberdrola consolidó su liderazgo, mientras que firmas como Naturgy se quedaron atrás en capacidad instalada renovable. Durante esta última etapa, las tres compañías se homogeneizaron aún más.

3.5. Desde 2018 hasta la actualidad: cierre de las centrales de carbón y era de la solar fotovoltaica

Entre 2018 y 2020 se clausuran casi todas las centrales de carbón y quedaron activas solo cuatro a un rendimiento mínimo (REE, 2020)[24]. Los requerimientos institucionales para llevar a cabo inversiones que redujeran las emisiones se encontraron con las reticencias de las empresas a asumir los costes (Palazuelos, 2019), pero lo cierto fue que se redujo la porción del carbón en la generación de las empresas estudiadas en los últimos años a valores cercanos al 2%[25]. La mayoría de las centrales pertenecían a Iberdrola, Naturgy y sobre todo a Endesa. A día de hoy, las únicas activas son propiedad de Endesa, menos dos que son de empresas de fuera del tripolio (E.ON y HC Energía)[26].

Entre los años 2018 y 2020, se ha logrado el mayor descenso de emisiones en términos absolutos de la historia con el cierre de las centrales de carbón (ver Figura 1). Endesa es la empresa más destacada, que ha pasado de emitir 50 millones de toneladas a menos de 10 millones, entre 2010 y 2020, recuperando los niveles de emisión previos a 1980 (ver Figura 3). Por su parte, Iberdrola está emitiendo a niveles inferiores a 1960 con siete veces más producción (ver Figura 4). En contraste, Naturgy, a pesar de su evolución positiva durante la primera mitad del período, hoy en día tiene el megavatio más contaminante del sector, debido a su especialización en gas, y continúa emitiendo a niveles superiores a los de 1980.

Esta reducción de las emisiones se debe a varios hechos. En el año 2020, la generación eólica supuso un 19%, 9% y 14% de la generación total de Iberdrola, Endesa y Naturgy, respectivamente (Iberdrola, 2020; Endesa, 2020; Naturgy, 2020). Por tanto, en todas las compañías la energía eólica ha pasado a ocupar un lugar importante en su producción y ha permitido reducir sus emisiones de carbono determinadamente, hasta alcanzar niveles bajos muy similares (ver Figura 3, 4 y 5).

Por otra parte, en torno a 2018 la energía solar tomó protagonismo y se convirtió en la principal apuesta del momento. En 2019, apenas el 5% de nuestra electricidad provenía de la energía solar fotovoltaica (MITERD, 2019), mientras que en 2023 se colocaba en torno al 20% (REE, 2023). Las tres grandes empresas se volcaron en invertir en esta tecnología (MINECO, 2010; Iberdrola, 2020; Endesa, 2020; Naturgy, 2020) razón por la que en los últimos años estas han visto descender sus emisiones a niveles históricos (ver Figuras 3, 4 y 5). En esta línea, algunas incluso están aprovechando las líneas de evacuación de antiguas centrales cerradas para implementar tecnologías solares. También en este caso, Iberdrola vuelve a liderar la inversión. Por otro lado, la electricidad basada en gas natural iba a ser la tecnología que cubriera la demanda, mientras las energías renovables avanzaban hacia un desarrollo completo. Sin embargo, la reciente crisis global del gas ha sembrado dudas al respecto, lo que ha colocado a Naturgy, la antigua Gas Natural Fenosa, en una situación de notable incertidumbre.

Conclusiones

La historia de la descarbonización de las compañías eléctricas españolas revela un proceso de cambio tecnológico complejo. Mediante un estudio exhaustivo del mix individual de las principales firmas, ahora tenemos una idea más clara de qué trayectoria siguió cada una en la senda de la descarbonización.

Cabe destacar las divergencias observadas entre las compañías estudiadas. El punto clave de bifurcación entre las sendas tecnológicas ocurre durante el período de desarrollo de la térmica en España, cuando Endesa emerge como la gran carbonera del sector. Mientras Iberduero continúa enfocada en energía hidráulica y, de forma menos extrema, Hidrola confecciona un mix eléctrico volcado en el fuel. Así, el abandono posterior del fuel y su participación significativa en el Programa Nuclear convierte a Iberdrola en la primera empresa en ofrecer una producción baja en emisiones de carbono.

La divergencia tecnológica que ocurre durante la era térmica coloca a ciertas firmas en una posición menos ventajosa que a otras de cara a la descarbonización de las últimas décadas. Es el caso de Endesa, pero también de Unión Eléctrica, cuyo protagonismo del carbón es arrastrado hasta los días actuales. Aquí se comprueba que los legados tecnológicos generan un efecto persistente o *path dependence* en las trayectorias futuras, tal y como indica la literatura de las transiciones energéticas.

Endesa se erige como la entidad con mayores niveles de emisiones de CO_2 en toda la historia del sector español. Mientras, Iberdrola se distingue en el lado opuesto. El proceso de

descarbonización de Endesa, sin embargo, es ejemplar en relación con el resto. El intercambio de activos constituye un punto de inflexión para Endesa, desde que le permite adoptar una suma de nuevas tecnologías limpias, como la generación hidroeléctrica y la energía nuclear, que cambian drásticamente su estructura de generación. Paradójicamente, el papel asumido como «hospital de eléctricas» durante estos años le facilitó una ruta de transición extremadamente ventajosa de cara a la descarbonización presente.

Por otro lado, la trayectoria de Naturgy se caracteriza por una marcada fluctuación y por la alternancia entre especializaciones muy dispares. En este caso, el intercambio de activos de Unión Eléctrica Fenosa representó un revés en el aumento de sus emisiones asociadas al perder parte de su capacidad nuclear. Además, la adquisición de esta por parte de una empresa gasista influye negativamente en términos de emisiones con una reorientación hacia tecnologías térmicas de nuevo, convirtiéndose actualmente en la compañía eléctrica más contaminante a pesar de su tamaño.

En la actualidad, se observa una pugna por liderar esta transición con Iberdrola a la cabeza, la cual destaca por su liderazgo en velocidad y alcance en el desarrollo de energías renovables. A la luz de los hallazgos, es pertinente no perder de vista los progresos de esta compañía.

Observaciones adicionales reflejan que una buena parte de las grandes compañías actuales se han formado a partir de otras más pequeñas, cuyos mixes tecnológicos eran más variados y limpios. Es el claro caso de Endesa, pero también de Unión Eléctrica e Iberdrola. Este hecho revela la importancia de las unidades empresariales pequeñas como precursoras de las innovaciones tecnológicas. En este sentido, la historia revela la necesidad de prestar atención a estas unidades pequeñas, ya que pueden ser un indicador de cambios importantes en curso.

Por otro lado, los perfiles tecnológicos de las empresas eléctricas se han homogeneizado. En contraposición a los descubrimientos de investigaciones recientes que señalan una notable diferenciación entre compañías eléctricas (Agosti, 2006; Palazuelos, 2019), la evidencia histórica muestra que las divergencias eran mucho más acentuadas en el pasado. Actualmente, todas las compañías presentan una distribución más o menos similar en la adopción de las diversas tecnologías modernas.

Por último, la estructura empresarial del sector ha cambiado. Los elementos que en el pasado definieron las reglas del sector ya no están presentes en la actualidad. Antes predominaban empresas de mediano tamaño, nacionales y mercados fuertemente regulados por el Estado. Por el contrario, hoy en día encontramos pocas firmas de tamaño muy grande, ampliamente internacionalizadas y operando en mercados profundamente liberalizados y concentrados. Este cambio de paradigma hace evidente que el actual contexto de la transformación tecnológica carece de precedentes cercanos.

En definitiva, este estudio ha proporcionado nuevos conocimientos sobre la trayectoria empresarial y el proceso de descarbonización de las principales eléctricas españolas poniendo de relieve que este proceso hacia una economía de bajas emisiones no es un proceso uniforme.

Las líneas de investigación futuras que se abren con este estudio están estrechamente relacionadas con las estrategias empresariales de las principales compañías y la descomposición de

los factores que condujeron a tomar las distintas decisiones (véase procedencia del capital, los cambios legislativos, *shocks* internacionales, etc.). Estas áreas permanecen abiertas para futuras investigaciones que, de llevarse a cabo, ampliarían el conocimiento sobre el ritmo y los motores de cambio de la transición energética de las compañías eléctricas en España.

Fuentes de archivo

ACCIONA. 2020. *Informe Integrado 2020*. Disponible en https://www.acciona.com/ (último acceso 17 de marzo de 2023)

Comisión Nacional de Energía (CNE). 2000. *Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa S.A. e Iberdrola S.A*. Disponible en https://www.cnmc.es (último acceso 10 de mayo de 2023)

Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV). 2023. *Hechos Relevantes.* Disponible en: https://www.cnmv.es/Portal/Menu/Registros-Oficiales.aspx (último acceso: 10 de mayo de 2023)

ENERGÍAS DE PORTUGAL (EDP). 2020. *Sustainability Report 2020*. Disponible en https://www.edp.com/ (último acceso 17 de marzo de 2023)

ENDESA. 2020. *Estado de Información no Financiera y Sostenibilidad 2020*. Disponible en https://www.endesa.com/ (último acceso 17 de marzo de 2023)

IBERDROLA. 2020. *Estado de información no financiera. Informe de Sostenibilidad. Ejercicio 2020*. Disponible en https://www.iberdrola.com/ (último acceso 17 de marzo de 2023)

MIN (Ministerio de Industria) (varios años). *Informe Eléctrico anual del Ministerio de Industria.* Disponible en https://energia.gob.es/ (Último acceso 11 de noviembre de 2022).

MITECO (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) (varios años). *Informe Eléctrico anual del Ministerio de Industria.* Disponible en https://energia.gob.es/ (Último acceso 11 de noviembre de 2022).

MITERD (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) (varios años a). Informe Eléctrico del Ministerio de Industria. Disponible en https://energia.gob.es/ (Último acceso 11 de noviembre de 2022).

MITERD Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) (varios años b). *Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes*. Disponible en http://www.prtr-es.es/ (Último acceso 11 de noviembre de 2022).

MITERD (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico).2021. I*nforme de Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Comunicación a la Comisión Europea en cumplimiento del Reglamento (UE) 2018/1999*. Centro de Publicaciones. Edición marzo de 2023.

NATURGY. 2020. *Informe de Sostenibilidad y Estado de Información no financiera 2020*. Disponible en https://www.naturgy.com/ (último acceso 17 de marzo de 2023)

REE (Red Eléctrica España) (varios años). *Informe del Sistema Eléctrico.* Disponible en https://www.ree.es/es (Último acceso de noviembre de 2022)

REE (Red Eléctrica España). 2021. *Emisiones de CO_2 asociadas a la generación de electricidad.* Disponible en https://www.ree.es/es (Último acceso 30 de junio de 2021).
UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.) (varios años). *Memoria Estadística Eléctrica.* Madrid.
UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.). 2005. *El sector eléctrico a través de UNESA* (1944-2005). Madrid.

Bibliografía

Agosti, L., Padilla, A. J., y Requejo, A. 2007. El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Economía industrial* 364: 21-37.
Alcaide, J., Bernal, A. M., García de Enterría, J., De Miguel, A., Núñez, G., y Tusell, J. 1994. *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia.* Sevilla: Fundación Sevillana de Electricidad.
Alcántara, V., and Roca, J. 1995. Energy and CO_2 emissions in Spain: methodology of analysis and some results for 1980–1990. *Energy Economics* 17 (3): 221–230.
Alcántara, V., and Padilla, E. 2003. Key sectors in final energy consumption: an input–output application to the Spanish case. *Energy Policy* 31 (15): 1673–1678.
Alcántara, V., Padilla, E., and Del Río, P. 2022. The driving factors of CO_2 emissions from electricity generation in Spain: A decomposition analysis. *Energy Sources. Part B: Economics, Planning, and Policy* 17(1): 2014604.
Aldao, C, Gago-Cortés, C., y Longarela-Ares, A. 2019. Energías renovables y economía verde: la inversión en protección ambiental en el sector eléctrico. *Raites* 5 (11): 55-80.
Antolín, F. 1988. Energía e industrialización en la cuenca del Bajo Nervión, 1880-1930: la explotación tradicional de la energía hidráulica. En Hernández, J. L. y Fernández de Pinedo, E. (coords.), *La industrialización del norte de España (Estado de la cuestión)*. País Vasco: Universidad del País Vasco, 280-297.
Antolín, F. 1989. Hidroeléctrica Ibérica y la electrificación del País Vasco. *Herri Ekonomiaz* 5: 107-130.
Armstrong, C., and Nelles, H. V. 1986. *Monopoly's Moment: The Organization and Regulation of Canadian Utilities, 1830-1930*. Philadelphia: Temple University Press.
Anes, G. (dir). 2006. *Un siglo de luz. Historia empresarial de Iberdrola*. Madrid: Iberdrola-Ediciones El Viso, 759
Anes, G., Fernández, S., y Temboury, J. 2001. *Endesa en su historia (1944-2004)*. Madrid: Fundación Endesa.
Bogdanov, D., Farfan, J., Sadovskaia, K., Aghahosseini, A., Child, M., Gulagi, A., and Breyer, C. 2019. Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps. *Nature communications* 10 (1): 1-16.
Cano-Rodríguez, S., Rubio-Varas, M., and Sesma-Martín, D. 2022. At the crossroad between green and thirsty: Carbon emissions and water consumption of Spanish thermoe-

lectricity generation, 1969–2019. *Ecological Economics* 195: 107363.
Cano-Rodríguez, S., y Rubio-Varas, M., 2023. La diversificación tecnológica de las eléctricas españolas y su descarbonización en el largo plazo (1960-2020). *Papeles de Energía* 22: 79-110.
Cayón, F. 1996. *Orígenes y evolución de la energía eléctrica en Madrid, 1878-1936*. Tesis Doctoral, Universidad Autónoma de Madrid.
Cayón, F. 1997. Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española, Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña: (1907-1936). *Fundación Empresa Pública* 121.
Cayón, F. 2001. Electricidad e historia: la perspectiva de un siglo. *TST: Transportes, Servicios y telecomunicaciones* 1: 113-133.
Chapa Imaz, Á. 2002. *Cien años de historia de Iberdrola. Tomo I: los hechos*. Bilbao: Iberdrola.
Costa Campi, M. T. 2016. Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). *ICE, Revista de Economía* 1(889): 139-146.
De la Infanta, J. M. G. 1986. Primeros pasos de la luz eléctrica en Madrid y otros acontecimientos. Madrid: Fondo Natural.
De la Torre, J., and Rubio-Varas, M. D. M. 2016. Nuclear power for a dictatorship: state and business involvement in the Spanish atomic program, 1950–85. *Journal of Contemporary History* 51(2): 385-411.
De Urbina Criado, M. O., y Sánchez, M. Á. M. 2007. *Las fusiones y adquisiciones de las principales empresas eléctricas europeas (2000-2006)*. Boletín Económico ICE n.º 2914.
Mandl N. and Pinterits M. (coords). 2021. Annual European Union Greenhouse Gas *Inventory 1990–2019 and Inventory Report 2021*. Brussels: European Environment Agency (EEA).
Delgado, J. L. G. (ed.). 1990. *Electricidad y desarrollo económico: Perspectiva histórica de un siglo*. Madrid: Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.
Delgado, F., Ortiz, A., Renedo, C.J., Pérez, S., Manana, M., and Zobaa, A.F. 2011. The influence of nuclear generation on CO_2 emissions and on the cost of the Spanish system in long-term generation planning. *Int. J. Electr. Power Energy Syst*. 33 (3): 673–683.
Fabra, N. 2021. The energy transition: An industrial economics perspective. *International Journal of Industrial Organization* 79: 102734.
Foxon, T. J., Hammond, G. P., and Pearson, P. J. 2010. Developing transition pathways for a low carbon electricity system in the UK. *Technological Forecasting and Social Change* 77(8): 1203-1213.
Foxon, T. J. 2013. Transition pathways for a UK low carbon electricity future. *Energy Policy* 52: 10-24.
Garrués-Irurzun, J. 1994. La formación del mercado eléctrico vasconavarro e Hidroeléctrica Ibérica. En Martín-Aceña, P. y Gárate Ojanguren, M. (coords) (1994) *Economía y empresa en el norte de España (una aproximación histórica)*, San Sebastián: Universidad del País Vasco, 185-214.
Garrués-Irurzun, J. 1997. *El Irati, Compañía General de Maderas, Fuerzas Hidráulicas y*

Tranvía Eléctrico de Navarra: una empresa autoproductora comercial de electricidad, 1904-1961, 9701, Madrid: Fundación Empresa Pública.

Garrués-Irurzun, J. 2010. Market power versus regulatory power in the Spanish electricity system, 1973–1996. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2): 655-666.

Garrués-Irurzun, J. 2012. Traditional Electricity Systems in Spain: Fensa (1927-1991). *Revista De Historia Economica - Journal of Iberian and Latin American Economic History* 30(2): 245-285.

Garrués-Irurzun, J. 2016. La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado, 1982-1996. *Revista de Historia Industrial* 25 (61): 183-206.

Garrués-Irurzun, J. 2022. The Regulation of the Spanish Electricity Sector: A Long Way to Convergence. *Energies* 15 (19): 6931.

Geels, F. W., Kern, F., Fuchs, G., Hinderer, N., Kungl, G., Mylan, J. and Wassermann, S. 2016. The enactment of socio-technical transition pathways: A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990–2014). *Research policy* 45(4): 896-913.

Germán, L. 1990. Eléctricas Reunidas de Zaragoza (1910-1990): el desarrollo del sector eléctrico en Aragón. *Zaragoza: Institución Fernando el Católico–Eléctricas Reunidas de Zaragoza*.

International Energy Agency (IEA). 2019. Global Energy y CO_2 Status Report 2019. Paris, France.

International Energy Agency (IEA). 2020. Electricity. Paris, France.

Inglada Galiana, M. E. 2012. *Cien años de historia económica de una empresa eléctrica: Iberdrola*. Tesis Doctoral, Universidad de Valladolid.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2014. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

Kungl, G., and Geels, F. W. 2018. Sequence and alignment of external pressures in industry destabilisation: Understanding the downfall of incumbent utilities in the German energy transition (1998–2015). *Environmental innovation and societal transitions* 26: 78-100.

Labandeira, X., and Labeaga, J.M. 2002. Estimation and control of Spanish energy-related CO_2 emissions: an input–output approach. *Energy Policy* 30 (7): 597–611.

Marcos, J.M. 2002. Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Física y sociedad*, 13: 10-17.

Martínez Ruiz, J. I. 2016. Sistemas de tarificación y precio de la electricidad para fuerza en España antes de la Guerra Civil. *Revista de Historia Industrial* 63: 143-180.

Mauleón, I., and García, M. J. 2021. Friends or foes? Exploring the performance of incumbent energy providers and the expansion of renewable energy in five European countries. *Energy Research y Social Science* 76: 102058.

Mendoza, A. G., i Triay, C. S., y Pueyo, J. 2007. *Electra y el estado: la intervención pública en la industria eléctrica bajo el franquismo. Volumen I.* Madrid: Thomson Civitas.

Mendoza, A. G., i Triay, C. S., y Pueyo, J. 2007. *Electra y el estado: la intervención pública*

en la industria eléctrica bajo el franquismo. *Volumen II*. Madrid: Thomson Civitas.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).2020. *Plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030*. Consejo de ministros a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para su remisión a la Comisión Europea.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). 2023. Centrales Nucleares en España. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/energia/nuclear/centrales/espana.html (último acceso: February 21, 2023).

Nuñez, G. 1995. Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953). *Revista de Historia Industrial* 7: 39-80.

Palazuelos, E. 2019. *El oligopolio que domina el sistema eléctrico* (Vol. 18). Madrid: Akal. ISBN: 978-84-460-4836-7

Piłatowska, M., Geise, A., and Włodarczyk, A. 2020. The effect of renewable and nuclear energy consumption on decoupling economic growth from CO_2 emissions in Spain. *Energies* 13 (9): 2124.

Pueyo, J. 2008. *Las relaciones entre las empresas eléctricas y el Estado franquista*. Jornadas de Historia de la Electricidad.

Rosenbloom, D. 2019. A clash of socio-technical systems: Exploring actor interactions around electrification and electricity trade in unfolding low-carbon pathways for Ontario. *Energy Research and Social Science* 49: 219-232.

Rubio, M. 2011. Nuclear Energy in Spain. A research agenda for economic historians. In Presas, A. (ed) *A Comparative Study of European Nuclear Energy Programs*. Berlín, Alemania: Max-Planck-Institut Wissenschaftsgeschichte - Max Planck Institute for the History of Science, 419, 71-94.

Rubio-Varas, M., and De la Torre, J. (eds). 2017. *The economic history of nuclear energy in Spain: Governance, business and finance*. Hampshire, Reino Unido: Palgrave Macmillan.

Rubio-Varas, M., and Muñoz-Delgado, B. 2019. The energy mix concentration index (EMCI): methodological considerations for implementation. *MethodsX*, 6: 1228-1237.

Sadhukhan, J. 2022. Net zero electricity systems in global economies by life cycle assessment (LCA) considering ecosystem, health, monetization, and soil CO_2 sequestration impacts. *Renewable Energy* 184: 960-974.

Sánchez, A.C., García, M.F., y Saguar, P.D.F. 2011. Análisis económico y medioambiental del sector eléctrico en España. *Estudios de Economía Aplicada* 29 (2): 493–514.

Sastre, J.M., y Inglada, E. 2014. Luces y sombras en la historia de la formación de una empresa eléctrica. *Revista Española de Historia de la Contabilidad*, ISSN-e 1886-1881, 11, 20, 37-66.

Schmidt, T. S., Schneider, M. and Hoffmann, V. H. 2012. Decarbonising the power sector via technological change–differing contributions from heterogeneous firms. *Energy Policy* 43: 466-479.

Sudrià, C. 1987. Un factor determinante: la energía. En Sudrià, C. (comp), Nadal, J. (comp), Carreras, A. (comp). *La economía española en el siglo xx: Una perspectiva histórica* Barcelona: Ariel España, 313-364.

Sudrià, C. 1997. La restricción energética al desarrollo económico de España. *Papeles de economía española* 73: 165-188.

Sudrià, C. 2006. Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización de España. En García, J. L., y Jiménez, J. C. (coords). *Energía: del monopolio al mercado - CNE, diez años en perspectiva*. Cizur Menor: Thomson-Civitas, 41-65.

Tarancón, M.A., and Del Río, P. 2007. CO_2 emissions and intersectoral linkages. The case of Spain. *Energy Policy* 35 (2): 1100–1116.

Tarancón Morán, P., Del Río, P., y Callejas, F. 2007. *Centrales eléctricas y emisiones de CO_2 en España: identificación de las transacciones y sectores estructuralmente responsables.* Conference Paper of II Jornadas Españolas de Análisis Input-Output.

Tedde, P. 1987. Hidroeléctrica Española: una contribución empresarial al proceso de crecimiento económico. Hidroeléctrica Española, *Hidroeléctrica Española. 75 aniversario. 1907-1982*, Madrid: Hidroeléctrica Española, 17-27.

Verbong, G. P., and Geels, F. W. 2010. Exploring sustainability transitions in the electricity sector with socio-technical pathways. *Technological Forecasting and Social Change* 77(8): 1214-1221.

Wegner, M. S., Hall, S., Hardy, J., and Workman, M. 2017. Valuing energy futures; a comparative analysis of value pools across UK energy system scenarios. *Applied Energy* 206: 815-828.

Notas

1. El término «incumbent» se utiliza comúnmente para referirse a las empresas ya establecidas en un mercado, que tienen una posición dominante o con mucha historia.
2. MITERD (2021) e IPCC (2014).
3. Estadísticas de la Industria Eléctrica del Ministerio de Industria (1961).
4. Las emisiones indirectas son una fracción poco significativa en el sector eléctrico. No obstante, son de interés en otros sectores, cuya actividad principal no es por sí sola tan intensiva en carbono.
5. REE (2001).
6. Factores de emisión promedio por cada tecnología calculados por Red Eléctrica España (REE, 2021).
7. Martínez Ruiz (2016) hace una recopilación del precio de la electricidad de las compañías existentes antes de la Guerra Civil, mostrando cómo las empresas que generaban la electricidad con centrales térmicas de carbón ofrecían las tarifas más altas. Para más detalle de la historia de la industria eléctrica de este período ver Isabel Bartolomé (2007).
8. Exceptuando las correspondientes al sistema insular.
9. Anllares en 1982, Litoral de Almería y Los Barrios en 1985.
10. Por ejemplo, Cía. Eléctrica Langreo, SA; Eléctricas Unidas de Zaragoza; Hidroeléctrica de Cataluña (HECSA). Algunas de ellas están activas desde antes de la Primera Guerra Mundial. Para consultar las compañías existentes antes de la década de 1960, Martínez Ruiz (2016) para período previo a 1936; y a Nuñez, G. (1995) hasta 1953.
11. Empresa Nacional Eléctrica de Córdoba; Empresa Nacional de Calvo Sotelo (Encaso); Empresa Auxiliar de la Industria (Auxini), entre otras.
12. Las centrales propiedad de Endesa en 1980, antes de la absorción de nuevas compañías, fueron Compostilla II, As Pontes, Meirama y Litoral de Almería (1.312 MW, 1.468 MW, 1.100 MW y 1.158 MW, respectivamente).
13. MIN (1970 y 1980).
14. UNESA, 2005, p. 81.
15. Ya se habían abierto centrales en copropiedad anteriormente. Algunos ejemplos importantes son las centrales de fuel CT de Besòs y CT de Foix, inauguradas en 1967 y 1979, que fueron hasta su cierre propiedad compartida entre las compañías HECSA y Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana (Enher) al 50%, y en 1984 y 1986 pasarían a ser propiedad de Hidrola y Endesa, respectivamente. Otro ejemplo es la central térmica de Aceca, que es compartida por Hidrola y Unión Eléctrica, también al 50%. Por último, la central de carbón CT Velilla es propiedad de Terminor hasta la creación de Iberdrola, que estaba formada por Viesgo e Iberduero. Algunas de estas alianzas repiten copropiedad en centrales nucleares, como es el caso de Viesgo e Iberduero, propietarias de la CN de Garoña bajo el nombre de Nuclenor.
16. Propietarias de Almaraz I en el momento de su apertura: Hidrola (33%), UEF (33%) y Sevillana (33%).

17. Propietarias de Almaraz II en el momento de su apertura: ídem.
18. Propietarias de Vandellòs II en el momento de su apertura: Enher(54%), Hidrola (28%), Fuerzas del Segre (10%) y FECSA (5%).
19. Propietarias de Ascó II en el momento de su apertura: FECSA (40%), Enher (40%), HC (15%) y Fuerzas del Segre (5%)
20. A pesar de la idea preconcebida de que tras la moratoria nuclear se dio lugar a un intercambio de activos entre todas las empresas, esta afirmación no es del todo precisa. La gran parte de los intercambios se basó en incrementar los balances de las tres grandes compañías a partir de otras pequeñas. Los únicos intercambios destacables entre las tres grandes compañías fueron solo dos, y por parte de la misma empresa, de UEF: el 65% de su central CN de Trillo a Iberduero (48%), Hidrocantábrico (15,5%) y Nuclenor (2%), y casi la totalidad de su 33% de Almaraz I y II a Iberduero (16,66%), Hidrola (2,68%) y Sevillana (2,68%).
21. La capacidad instalada de Endesa se obtiene a partir de la adquisición de FECSA, Sevillana de Electricidad y las compañías Enher, Fuerzas del Segre, HECSA y Viesgo (Anes, 2001; UNESA, 2005).
22. Endesa obtuvo las centrales de carbón de FECSA y Sevillana, además de las de ENCASO (1974) y Eléctricas Reunidas de Zaragoza (1986). En 1991, adquirió Viesgo, y con ella sus centrales de carbón. Sin embargo, Viesgo duró poco en su cartera, por lo que solo se quedó con Viesgo con el 50% de la CN de Garoña.
23. Endesa vende a E.ON las centrales CT Escucha y CT Escatrón durante el proceso de compra-venta de activos.
24. Las centrales restantes, que en un principio sumaban un total de 26, fueron cerradas individualmente en años anteriores, debido a circunstancias ajenas a la política de descarbonización.
25. Informes anuales de las empresas de 2020.
26. Informes anuales de las empresas de 2020.