

Diego Rodríguez Rodríguez*

INDUSTRIA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En este trabajo se ofrece un amplio panorama sobre los retos de la transición energética en el sector industrial. Con ese fin, se describe la evolución de su demanda de energía y las limitaciones en su transformación. Asimismo, se describen los efectos tractoros que dicha transición tiene sobre la producción de bienes industriales. Finalmente, se analiza el caso de la industria del automóvil.

Energy transition in the industrial sector

This paper shows a wide overview on the challenges ahead to attain the energy transition in the manufacturing sector. To this end, we first analyze the evolution of energy demand in the sector and the limitations that the industry encounters to complete its energy transition. Secondly, we describe the driving forces of the energy transition on the production of manufacturing goods. Finally, we analyze the case of the automotive industry.

Palabras clave: *transición energética, emisiones de gases de efecto invernadero, eficiencia energética, movilidad.*

Keywords: *energy transition, greenhouse gases emissions, energy efficiency, mobility.*

JEL: *L52, L60, L90, Q42.*

1. Introducción

En la actualidad hay un consenso generalizado sobre la necesidad de cambiar los modos de producir y consumir energía para contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y, en consecuencia, mitigar el aumento de la temperatura media mundial. En ese contexto, y en cumplimiento de los compromisos alcanzados en el Acuerdo de París de 2015 (COP21), la Unión Europea se ha comprometido a avanzar de modo decidido en la reducción de las emisiones de GEI en los próximos años, con el objetivo de alcanzar emisiones

netas nulas a mediados de este siglo. La prioridad conferida a la política medioambiental se ha intensificado con la *Comisión von der Leyen*, que ha situado al *Pacto Verde Europeo* como la primera de sus seis ambiciones para su mandato. La revisión realizada en mayo de 2020 reforzó ese objetivo, situando además a las inversiones verdes en el centro de los proyectos a realizar en el marco del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (*Next Generation EU*) y el presupuesto comunitario¹. Es más, la Comisión ha propuesto revisar al alza los objetivos acordados en el paquete regulatorio de «*Energía limpia para todos los europeos*», culminado en los últimos meses de la *Comisión Juncker*.

* Universidad Complutense de Madrid y Fedea.

Contacto: drodugu@ucm.es

Versión de febrero de 2021.

<https://doi.org/10.32796/ice.2021.919.7174>

¹ La Acción por el clima se compromete a que más del 30 % de los gastos del Marco Financiero Plurianual 2021-2027 y de *Next Generation EU* se destinen a proyectos relacionados con el clima.

Las emisiones de GEI tienen orígenes diversos, pero en su reducción juegan un papel crucial las actividades industriales en, al menos, dos dimensiones. Por un lado, el uso de la energía por parte de las empresas industriales debe modificarse tanto en términos de su composición (mix energético) como en términos de la intensidad energética requerida por unidad de producto, incidiendo ambos aspectos sobre el factor de emisión de GEI por parte del conjunto de empresas manufactureras. A ese respecto, las empresas han estado implicadas en un largo proceso de ganancias de eficiencia en el uso de la energía, tanto por regulaciones medioambientales como por la búsqueda de minimización de costes. Obviamente, los precios de la energía son un factor que incide sobre la competitividad industrial, especialmente en aquellas ramas más intensivas en su uso. En la medida en que, como es previsible, la transición energética venga acompañada de menores costes de generación, ello repercutirá sobre la competitividad de las empresas industriales.

Por otro lado, las empresas industriales suministran bienes que son imprescindibles en el proceso de transición energética. De ese modo, se benefician del *arrastré* proveniente de las empresas que generan, distribuyen o comercializan energía, o de otras empresas industriales o de servicios que demandan bienes de equipo en vinculación con ese proceso de transición energética. Además, algunos bienes, como los de la industria del transporte, deben transformarse en un plazo de tiempo relativamente reducido pues su contribución será clave para lograr la reducción global de emisiones.

Teniendo en cuenta ambas perspectivas, el objetivo de este trabajo es ofrecer un panorama del papel que juega el sector industrial en España en ese proceso de transición energética. El trabajo se ordena partiendo, en el apartado 2, de una descripción del uso de la energía en el sector industrial y de sus emisiones, que se completa con diversas consideraciones sobre los retos tecnológicos y regulatorios de la transformación ecológica a la que se enfrenta. El apartado 3 adopta una perspectiva de oferta, con el fin de describir cuáles son

los efectos de la transición energética sobre la industria como fabricante de nuevos equipos requeridos en el proceso de transición. El apartado 4 se dedica específicamente a los retos vinculados al necesario cambio en la movilidad y sus efectos sobre la industria. El último apartado concluye con algunas reflexiones finales.

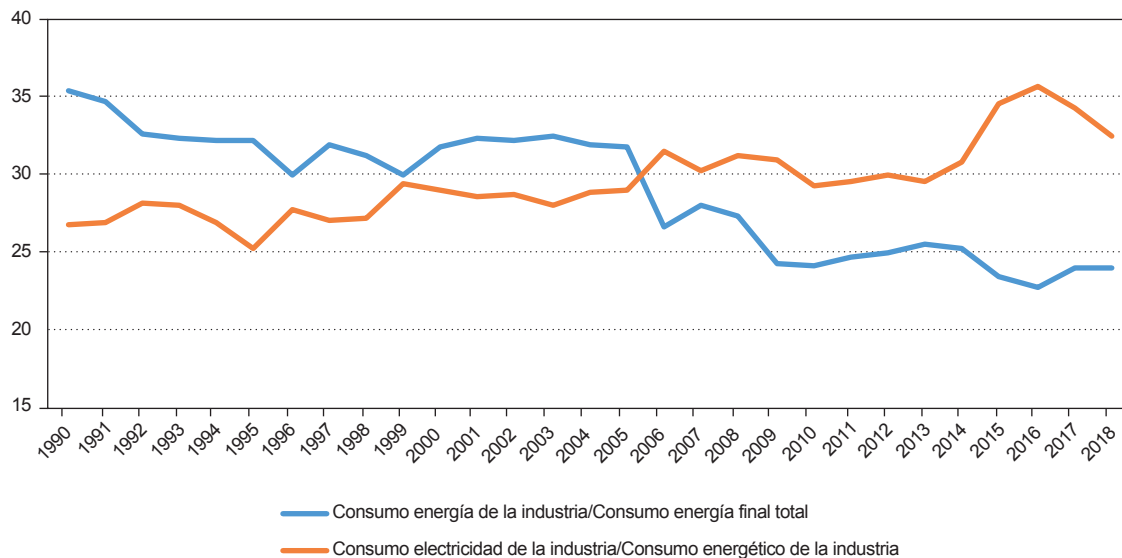
2. Uso de la energía y emisiones en la industria

La demanda de energía por las empresas industriales

Las actividades industriales representan en la actualidad el 24 % del consumo total de energía final en España. Como puede apreciarse en la Figura 1, ese porcentaje se ha ido reduciendo progresivamente desde comienzos de la década de los años noventa, lo que está en relación tanto con el menor peso relativo de la industria como con los esfuerzos en ganancias de eficiencia energética. Al mismo tiempo, se ha producido un aumento progresivo del consumo de electricidad en relación con el total de consumos energéticos². Pese a este avance en el proceso de electrificación de la industria, actualmente dos tercios de los consumos energéticos industriales no son eléctricos. La caída del consumo de productos petrolíferos (28,8 % y 14,3 % en 1990 y 2018, respectivamente), así como el descenso en el uso de carbones (del 18,6 % al 6,3 % en ese mismo periodo) se produjo básicamente por un desplazamiento hacia el uso del gas natural (16,7 % y 39,9 % en 1990 y 2018, respectivamente), mientras que el aumento de la electrificación en ese periodo fue solo de 5,6 puntos porcentuales. Por tanto, aunque todavía hay margen para la caída del peso relativo de los productos petrolíferos y de carbones, no cabe duda de que el cambio en el mix de consumo hacia una electricidad crecientemente descarbonizada solo puede hacerse reemplazando al

² Se utilizan estándares de conversión de unidades físicas a toneladas equivalentes de petróleo (tep) basadas en los poderes caloríficos de cada energía. Por ejemplo, 1 MWh equivale a 0,085984 tep, mientras que una tonelada de hulla equivale a 0,5109 tep.

FIGURA 1
CONSUMO DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA, 1990-2018
 (En %)



FUENTE: Balances de Energía (IDAE) y elaboración propia.

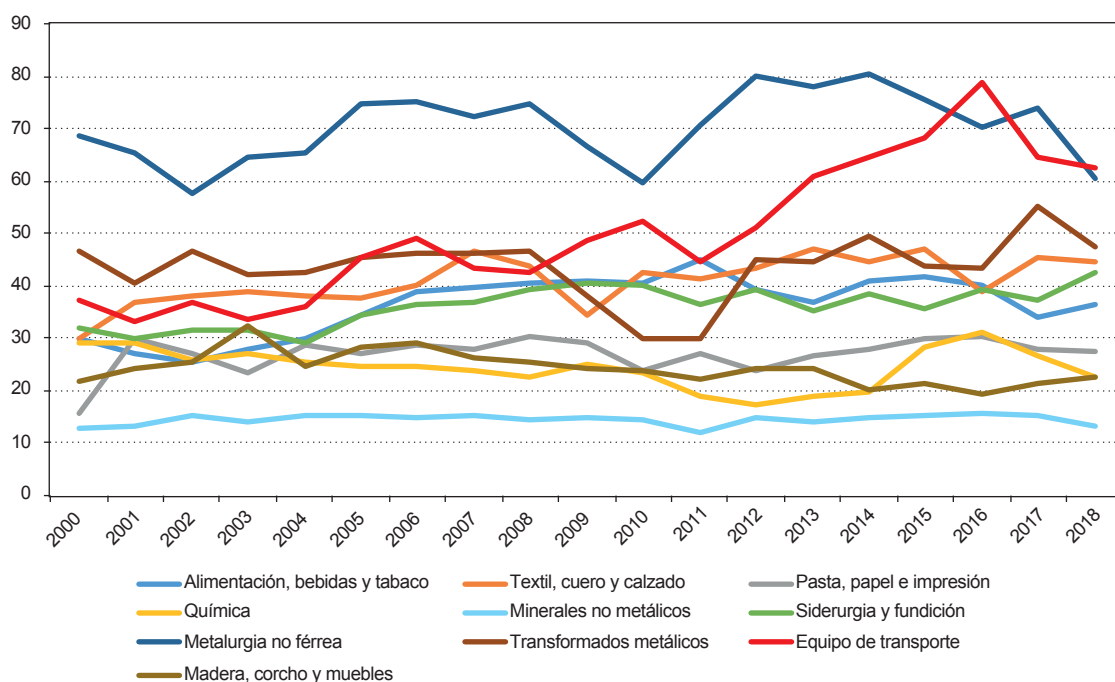
gas natural, con las dificultades que ello puede conllevar. Por último, debe señalarse que el uso directo de energías renovables (casi exclusivamente biomasa) ha permanecido invariable en el entorno del 7-9 % en las últimas tres décadas.

La Figura 2 detalla el avance de la electrificación por ramas de actividad industrial en las últimas dos décadas. Como puede apreciarse, las ramas que muestran una tendencia más clara al aumento de la electrificación son las de pasta y papel, las de alimentación y bebidas y la siderurgia y fundición. Por el contrario, ramas con bajas ratios de electrificación como la de minerales no metálicos, no presentan una evolución favorable en las últimas décadas. Este sector, que aglutina a actividades como la fabricación de vidrio o de productos cerámicos, entre otras, ofrece un buen ejemplo sobre las dificultades del desplazamiento de los hidrocarburos como fuente energética en industrias

con fuertes requerimientos térmicos. Según la información del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), el gas natural aporta casi el 60 % de la energía final térmica en la industria, seguido a distancia por los productos petrolíferos (21 %), energías renovables (10 %) y carbón (9 %). El uso de carbón con fines térmicos se concentra prácticamente en su totalidad en la siderurgia y fundición.

El análisis del consumo en cantidades físicas de energía (toneladas equivalentes de petróleo) puede complementarse con la información en términos monetarios, obteniendo así la estructura del gasto energético para las distintas ramas industriales. Naturalmente, este resultado está afectado por las notables diferencias en términos de €/tep de cada fuente energética, así como por la evolución relativa de los precios. La Encuesta de consumos energéticos (INE) indica un creciente peso relativo de la electricidad en el conjunto de

FIGURA 2
ELECTRIFICACIÓN EN LA INDUSTRIA: CONSUMO ELÉCTRICO
SOBRE CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA
 (En %)



FUENTE: Balances de Energía (IDAE) y elaboración propia.

consumos energéticos (en valor monetario), alcanzando el 59,2 % en 2017 frente al 48,3 % de una década antes. El gasto en consumo de gas representa casi un 30 % del consumo energético. Sin embargo, los valores medios esconden una considerable heterogeneidad sectorial en la estructura de los gastos en consumos energéticos. La Tabla 1 ofrece información para las ramas de actividad, a dos dígitos de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas CNAE-2009, más intensivas en el gasto en energía, entendidas como aquellas con mayor gasto energético sobre el total de compras³. A ese

respecto, el sector con mayor peso del gasto en energía en el conjunto de las compras es el de fabricación de otros productos minerales no metálicos (cemento, vidrio, productos cerámicos...) al que le siguen la industria del papel, la metalurgia y la industria química. Utilizando un mayor detalle en la clasificación industrial (3 dígitos de la CNAE-2009) se puede también observar algunas ramas donde el peso del gasto en el consumo de gas es muy elevado: fabricación de productos cerámicos (con más del 70 %), fabricación de productos abrasivos y productos minerales no metálicos (con un 63 %), acabados textiles (58 %), coquerías y refino de petróleo (53 %) y fabricación de vidrio y productos de vidrio (50 %). En el lado contrario, industrias como la electrónica, muebles,

³ Véase Trinomics (2020) para un análisis actualizado (octubre 2020) de los costes energéticos de la industria y los hogares en la Unión Europea.

TABLA 1
ESTRUCTURA DEL GASTO ENERGÉTICO EN LAS RAMAS MÁS INTENSIVAS
EN EL USO DE ENERGÍA
(En %)

Rama de actividad (código CNAE 2009)	Gasto energético (s/total compras)	Electricidad (s/total gasto)	Gas (s/total gasto)
Fabricación de otros productos minerales no metálicos (23).....	11,1	40,4	44,2
Industria del papel (17).....	6,5	68,0	25,4
Metalurgia, fab. de productos de hierro, acero y ferroaleaciones (24)...	5,9	70,1	22,2
Industria química (20).....	5,6	51,4	34,6
Total (manufacturas)	2,9	59,4	28,7

FUENTE: Encuesta de Consumos Energéticos 2017 (INE) y elaboración propia.

juguetes o todas las de bienes de equipo son industrias donde la participación del gas es residual (inferior al 1 % del gasto energético). Como se ha señalado, estas diferencias provienen de las necesidades de altas temperaturas en algunos procesos industriales. En ese caso, la electrificación (no siempre posible) o el paso a un combustible no emisor (hidrógeno) son las alternativas tecnológicas a desarrollar, como posteriormente se discutirá.

Asimismo, muchas empresas industriales han estado implicadas en una estrategia de largo plazo de reducción de consumos energéticos. Ello responde tanto a una estrategia general de mejora de la eficiencia en los procesos productivos como a requerimientos o restricciones de carácter medioambiental. Por ejemplo, las mayores empresas industriales están sometidas desde hace una década a la Directiva de Emisiones Industriales (con una aproximación metodológica basada en las mejores técnicas disponibles) y desde 2015 también hay una Directiva específica para los emisores de tamaño mediano. Asimismo, las empresas de mayor tamaño están obligadas a realizar una auditoría energética o implantar un sistema de gestión energética o medioambiental mediante certificación ISO, que debe incluir una auditoría energética que cumpla la norma reguladora. En el ámbito de las

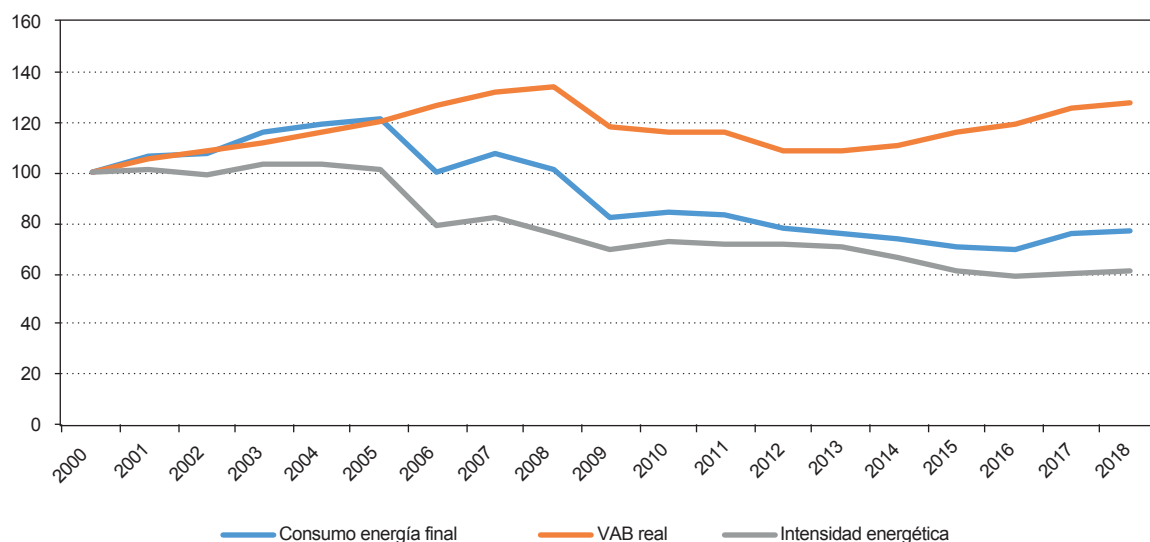
emisiones de GEI, la mayoría de sectores industriales están también sometidos al Régimen de Comercio Europeo de Derechos de Emisión.

La Figura 3 muestra la evolución de la intensidad de energía final, definida como el cociente entre el consumo de energía final (tep) y el valor añadido real, para los sectores de actividad manufactureros que contemplan los Balances Energéticos elaborados por IDAE⁴. Como puede apreciarse, a partir de mediados de la década pasada se produce un claro desacoplamiento entre la evolución del valor añadido y el consumo energético en la industria. De hecho, una vez recuperada la senda de crecimiento industrial a partir de 2014, el consumo energético sigue cayendo, o crece muy moderadamente. En consecuencia, se observa una clara caída de la intensidad energética por unidad de producto, que se reduce de 0,236 a 0,143 ktep por millón de euros de valor añadido entre los años 2000 y 2018. Un análisis más detallado de la información disponible por ramas muestra, sin embargo, que ese comportamiento agregado esconde diferencias sectoriales muy acusadas.

⁴ Se excluyen los sectores de extracción y de construcción, que el IDAE incluye en el sector industrial.

FIGURA 3

INTENSIDAD ENERGÉTICA EN LAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS, 2000-2018 (Índice 2000=100)



FUENTE: Balances de Energía (IDAE), Contabilidad Nacional de España (INE) y elaboración propia.

Las emisiones de GEI de la industria

La actividad industrial incide sobre las emisiones de GEI tanto por las emisiones inducidas por su consumo energético «desde la red» como por las emisiones directamente realizadas en los procesos productivos. Por lo que se refiere al primer aspecto, debe señalarse que, como se señaló con anterioridad, muchas actividades industriales son altamente intensivas en el consumo eléctrico, por lo que el uso de una electricidad generada mediante fuentes no emisoras implica una descarbonización en el consumo energético de la industria. Un ejemplo de esa situación es la producción de acero mediante hornos eléctricos de arco. En ese caso, la cuestión relevante es reducir la emisión de GEI incorporada en ese consumo eléctrico.

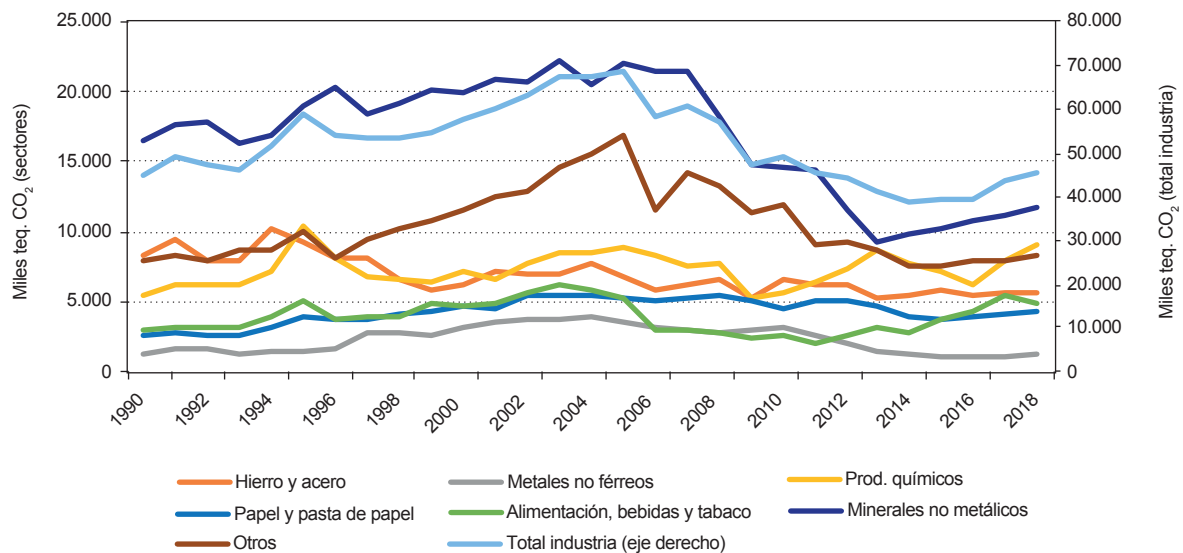
Por lo que se refiere al segundo aspecto, la industria realiza importantes emisiones en sus procesos

industriales. Por ejemplo, los hornos de procesado de acero utilizan gas natural, con lo que la alternativa es su reconversión a hornos que usen hidrógeno o a hornos de inducción. Sin embargo, esa reconversión es muy costosa y/o tecnológicamente incierta. También muchos procesos industriales emiten diversos gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos en sus procesos productivos.

El Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero ofrece información detallada sobre las emisiones en España para el periodo 1990-2018⁵. En el inventario, que sigue metodología internacional estandarizada, las emisiones vinculadas a los procesos energéticos provienen casi en su totalidad de cuatro grandes grupos:

⁵ Véase Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero en <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/Inventario-GEI.aspx>

FIGURA 4
EMISIONES DE GEI EN LA INDUSTRIA ESPAÑOLA, 1990-2018
 (En miles de toneladas equivalentes de CO₂)



FUENTE: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (MITECO) y elaboración propia.

i) industrias de la energía, *ii)* manufacturas y construcción, *iii)* transporte; y *iv)* un grupo de «otros» (actividades comerciales, residenciales y agricultura). Aunque el inventario no emplea una codificación estándar de actividades económicas, el sector industrial manufacturero, entendido como las actividades integradas entre las divisiones 10 (industria alimenticia) y 32 (otras industrias manufactureras) de la CNAE-2009, se correspondería básicamente con el grupo *ii* indicado anteriormente⁶.

Como puede observarse en la Figura 4, las emisiones del conjunto de la industria crecen muy

significativamente (un 52,2 %) entre 1990 y 2005, con una tendencia decreciente desde ese momento. En 2018 las emisiones eran un 33,8 % inferiores al máximo de 2005, si bien volvían a mostrar crecimientos. Esta evolución agregada está muy influida por el comportamiento del sector de minerales no metálicos, que es el principal sector industrial emisor de GEI. Los datos de avance para 2019 sugieren que hay reducciones generalizadas en el conjunto de ramas industriales y, obviamente, los datos de 2020 estarán fuertemente condicionados por la crisis de la COVID-19 y sus efectos temporales.

En la evolución de las emisiones de GEI hay que tener en cuenta que, como se ha señalado, muchas ramas de la industria están sometidas al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE. Ello incluye el refinado de petróleo, siderurgia, producción y transformación de metales no féreos, productos

⁶ Hay dos excepciones. En primer lugar, en ese grupo se integran también las emisiones vinculadas a las actividades extractivas y la construcción, que no son propiamente actividades manufactureras y, por tanto, no se contemplan en este trabajo. En segundo lugar, las industrias de la energía (grupo *i*), además de la producción de electricidad y de otras industrias energéticas, también incluyen a las refinerías de petróleo que, desde el punto de vista de la clasificación estadística de actividades, se integran en la industria manufacturera (división 19 de la CNAE rev. 2).

químicos, la fabricación de cemento, cal, yeso, papel y cartón, o productos cerámicos y vidrio, entre otros. Además, todos los dispositivos de combustión de más de 20 MW de potencia térmica también están afectados, por lo que el ámbito de aplicación se extiende a otras actividades industriales (por ejemplo, alimentación y bebidas). Este régimen entra en su cuarta fase (2021-2030) y ello está implicando dos asuntos centrales. Por un lado, un precio de los derechos de emisión sostenidamente alto (para lo que se ha implementado un mecanismo específico), que realmente ofrezca incentivos a la descarbonización de la actividad industrial. Por otro lado, se elimina progresivamente la asignación gratuita de derechos de emisión de la que disfrutaban muchas ramas industriales (Sánchez, 2019). En un movimiento paralelo, la Comisión se ha propuesto abordar antes de 2023 (con una propuesta de directiva para mediados de 2021) un mecanismo de ajuste en frontera al carbono para algunos productos industriales, con el fin de evitar que la menor ambición climática de otros países incida sobre la capacidad competitiva de la industria europea y estimule una posible «fuga de carbono» (*carbon leakage*). Se trata de un asunto complejo, que debe realizarse de modo coherente con las reglas de la Organización Mundial del Comercio, y para el que la Comisión Europea realizó una consulta pública que cerró en octubre de 2020. Se espera que este nuevo mecanismo permita eliminar el reparto de derechos gratuitos de emisión a sectores industriales sometidos a riesgo de fuga, así como las compensaciones (sometidas al régimen de ayudas de Estado) que estos pueden recibir por el traspaso a los precios de la electricidad de los derechos adquiridos por los generadores eléctricos.

Los retos regulatorios y el mix energético de la industria

El intenso cambio regulatorio en curso, que busca impulsar el proceso de descarbonización y de aumento de la sostenibilidad de la actividad económica, tiene una incidencia muy importante sobre el consumo energético

de las empresas industriales. Son muchos los asuntos involucrados, pero en este apartado hacemos un rápido repaso al estado de la situación en cuatro elementos: cogeneración, consumidores electrointensivos y contratos de suministro renovable, uso del hidrógeno y economía circular. El principal instrumento para la gobernanza de ese proceso de transición hacia una economía descarbonizada es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que cada Estado miembro ha elaborado en cumplimiento del Reglamento de Gobernanza sobre la Unión de la Energía y el Clima. La Comisión ya ha evaluado los planes nacionales, diseñados con un horizonte de medio plazo (2021-2030) y que deben ser compatibles con el objetivo de neutralidad de emisiones para mediados de este siglo.

La cogeneración

Muchas empresas industriales de mediano y gran tamaño disponen de un sistema de cogeneración, esto es, de generación de electricidad y calor útil en un mismo proceso. Se trata de un sistema de generación distribuida, con algo más de 1.000 instalaciones en España, que implica un ahorro conjunto de energía primaria, que en 2012 generó el 12 % de la demanda eléctrica del sistema peninsular y que dispone de un sistema de retribución en el mismo contexto regulatorio que las instalaciones de generación renovable y de residuos. Por ejemplo, en 2019 la cogeneración recibió algo más de 1.380 millones de euros en concepto de retribución específica. Es una cuantía relevante, solo un poco inferior a la recibida, por ejemplo, por el conjunto de las instalaciones de generación eólica. Esa cuantía forma parte del conjunto de cargos del sistema eléctrico y se incluye en la parte de la factura relativa a los peajes de acceso.

El régimen específico de la cogeneración retribuye los costes de inversión y los costes de operación y mantenimiento, que son relevantes por hacer uso de combustibles: gas en su mayoría, pero, también, fuel o carbón en algunos casos. La vida útil regulatoria de algunas de estas plantas ya finalizó, o lo hará en poco tiempo, y el

Ministerio de Transición Ecológica optó por prorrogarla mediante un régimen transitorio en tanto establecía una subasta específica vinculada a la cogeneración de alta eficiencia, prevista para el primer trimestre de 2021. La cuestión tecnológica a futuro en el ámbito de la cogeneración será la transición hacia el uso del hidrógeno y, eventualmente, a gases renovables. Pero a corto y medio plazo, debe eliminarse el consumo de combustibles distintos al gas y mejorar la eficiencia de las plantas, siempre que haya un balance razonable entre los beneficios obtenidos y los costes implicados (los privados y los asumidos por el conjunto del sistema eléctrico). El apoyo a la cogeneración de alta eficiencia y el estatuto del consumidor electrointensivo son dos de las medidas que se contemplan en el eje de costes energéticos (eje 7) en las Directrices Generales de la Nueva Política Industrial Española 2030 (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2019)⁷.

Los consumidores electrointensivos y los contratos renovables de largo plazo

Como se señaló con anterioridad, hay un grupo de actividades que muestran altos requerimientos de electricidad por unidad de producto. Estas industrias electrointensivas son especialmente sensibles al precio de la electricidad y, hasta recientemente, han recibido importantes ingresos a través de su participación en el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, creado en 2013. Sin embargo, se trata de un servicio que ha sido objeto de atención creciente por parte de la Comisión Europea por su diseño no acorde con las reglas de ayuda de Estado. Este servicio desapareció en julio de 2020 y debe ser sustituido por un nuevo mecanismo de respaldo al sistema eléctrico, en el que no solo participarán grandes consumidores sino también otro tipo de agentes. En cumplimiento de la normativa comunitaria, el mecanismo de asignación seguirá siendo un sistema de subastas, pero la utilización

de bloques de potencia de pequeño tamaño hará que, como ha ocurrido en los últimos tres años, los ingresos percibidos por los grandes consumidores industriales sean muy reducidos en relación con los que recibieron hace algunos años.

En diciembre de 2020 se publicó el primer Estatuto de los consumidores electrointensivos. Cuando se ponga en marcha podrá conocerse con precisión cuál es el alcance en términos de empresas afectadas y porcentaje del consumo eléctrico que estas representan. Con los parámetros del proyecto inicial, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) estimaba que podría afectar a unos 278 puntos de suministro que representaban un 20 % del consumo eléctrico de 2018. Pero los parámetros se modificaron en el Real Decreto finalmente aprobado y cabe esperar un aumento en esos valores.

En el Estatuto se configuran tres instrumentos de apoyo a la industria. En primer lugar, la compensación por los costes indirectos del CO₂, ya existente pues se basa en una regulación europea, pero sujeta a la imprevisibilidad de su dotación anual en los Presupuestos Generales del Estado.

En segundo lugar, se establece una compensación (en hasta un 85 %) por los cargos vinculados a la retribución a las renovables del pasado, esto es, las instaladas hasta 2013 y que disponen de un régimen de retribución específica que se sufraga con los peajes de acceso. Este asunto se ha enlazado, a su vez, con el Anteproyecto de creación del Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE), que también se propuso a finales del año 2020 y que contempla esa compensación. El FNSSE redistribuiría la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (el llamado régimen RECORE) entre los distintos vectores energéticos, incluidos por lo tanto los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Desde el punto de vista de la electricidad, esto debería suponer una reducción de los costes de suministro para la industria electrointensiva. Sin embargo, hay riesgo de que el FNSSE repercuta en un aumento de los precios eléctricos para este grupo de

⁷ La tercera medida relevante en ese ámbito se refiere a las redes cerradas de distribución.

consumidores. Esto es así porque los cargos por unidad de energía consumida por parte de un consumidor electrointensivo son mucho más bajos en una estructura de cargos regulada como la actual que en una situación en la que la decisión de traslación a los precios finales por parte de los comercializadores (que son los sujetos obligados) se basará en un traslado lineal a la energía consumida, pues es por esta por la que el comercializador contribuye al FNSSE.

En tercer lugar, se establece la prestación estatal de un sistema de cobertura de riesgos para los contratos de suministro a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) con nuevas instalaciones de generación renovable, para lo que se ha desarrollado un Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (FERGEI). En este sentido, cabe recordar que una parte, aún pequeña, del impulso a la generación renovable en Europa proviene de los contratos corporativos a largo plazo que establecen empresas de gran tamaño. Las empresas más activas han sido sin duda las grandes plataformas de internet norteamericanas, que han entrado desde hace algunos años para obtener energía no emisora que cubriera las altas necesidades energéticas de los centros de datos. Del mismo modo, empresas de aluminio (altamente intensivas en el uso de electricidad) y del automóvil están comenzando a firmar ese tipo de contratos en Suecia, Alemania y otros países europeos, conociéndose también de algunos (pocos) casos por parte de empresas industriales españolas. Evidentemente, estas compras de largo plazo implican un compromiso muy firme por parte de las empresas consumidoras hacia una energía limpia. Esa vía de adquisición a largo plazo se complementa con la adquisición de certificados de origen renovable de la electricidad, que muchas empresas muestran como una señal de su compromiso con una energía no emisora de GEI.

El uso del hidrógeno

El desplazamiento del gas natural por el hidrógeno es la gran apuesta tecnológica a futuro para la

descarbonización de la industria en muchos procesos en los que no se vislumbra que la electrificación pueda aportar los requerimientos térmicos. Adicionalmente, el hidrógeno es un *input* necesario en diversos procesos industriales y en la actualidad se produce prácticamente en su totalidad a partir de hidrocarburos (el llamado hidrógeno gris)⁸. El objetivo sería iniciar un desplazamiento, que en esta década no será mínimamente significativo, del gas natural o el hidrógeno gris en la industria hacia el hidrógeno «verde» o renovable. A ese respecto, se ha establecido ya una alianza europea (*European Clean Hydrogen Alliance*)⁹, para aunar esfuerzos desde la parte de la oferta y de la demanda, y una hoja de ruta española. Asimismo, dada la considerable incertidumbre existente en este ámbito, se ha lanzado una Manifestación de Interés para localizar proyectos solventes en el contexto de las expectativas abiertas por los fondos del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia. El objetivo que se ha marcado para 2030 es el uso de un 25 % de hidrógeno renovable en el conjunto de consumos de hidrógeno por la industria europea.

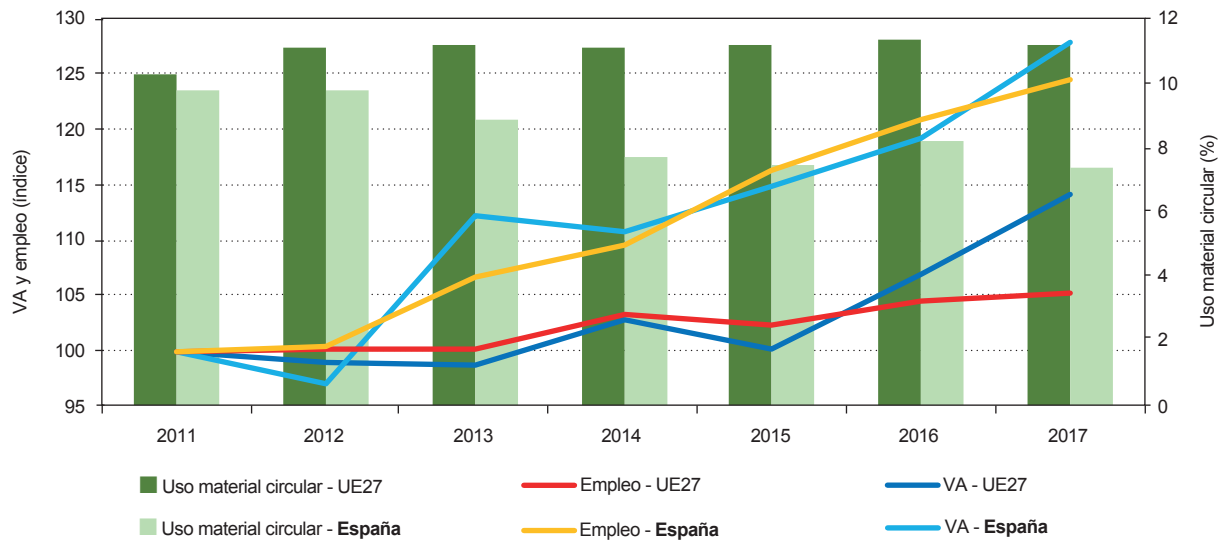
La limitación básica para el desarrollo y uso del hidrógeno desde fuentes renovables (el llamado hidrógeno verde) es doble: unos costes de producción aún muy elevados en relación con el hidrógeno gris y el problema de las infraestructuras de almacenamiento y transporte desde los centros de generación a los de consumo. Habrá que esperar algunos años para comprobar si los electrolizadores siguen una curva de costes como la que se ha observado en la última década en las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica ya que, como ha ocurrido en esos dos casos, los costes relativos de generación son la condición necesaria para la extensión del uso del hidrógeno en industrias con alto potencial de

⁸ Véase Morante *et al.* (2020) para un estudio sobre la producción y los usos del hidrógeno en la industria.

⁹ El objetivo europeo es reducir las emisiones en la industria en 9 millones teqCO₂ en 2024, aumentando hasta 90 en 2030 (como referencia, las emisiones brutas de España en 2019 se situaron en 313 millones teqCO₂).

FIGURA 5

USO DE MATERIAL CIRCULAR Y ACTIVIDAD EN LOS SECTORES DE ECONOMÍA CIRCULAR



FUENTE: Eurostat y elaboración propia.

demanda, como industrias con contenido térmico, las químicas o la del cemento, entre otras. Cuando esas condiciones tecnológicas se cumplan, la producción y uso del hidrógeno en grandes centros de producción industrial, polígonos o clústeres, ofrecerá una opción clara para la descarbonización de la industria. Su uso generalizado, sin embargo, ofrece muchas más dudas, porque requiere de redes para su transporte.

Economía circular

Las Directrices Generales de la Nueva Política Industrial Española 2030 incluyen un eje sobre sostenibilidad en el que, además de la descarbonización, se enfatiza la promoción de la economía circular. Con ello se desea alargar el uso de los productos, componentes y materiales existentes, así como buscar el máximo aprovechamiento de los materiales que

contienen para volverlos a introducir en los ciclos productivos. Aunque se extiende a multitud de procesos y productos en todas las ramas de actividad, tiene efectos mucho más destacados en aquellas vinculadas estrechamente a tareas de reciclaje (división 38 de la CNAE), reparación de maquinaria y equipo (división 33) y reparación de ordenadores y artículos de uso doméstico (división 95). La Figura 5 recoge, para España y la UE27, la evolución de un índice del valor añadido (VA) y el empleo en los sectores de economía circular, con base 2011=100 (valores en el eje izquierdo), y la evolución del porcentaje de uso de material circular en relación con el uso total de materiales¹⁰ (valores en el

¹⁰ Véase https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/cei_srm030_esmsip2.htm para una descripción del modo de construcción de esta variable. Asimismo, el lector interesado puede consultar el conjunto de trabajos incluidos en el n.º 416 de *Economía Industrial* (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo), dedicado a la transición ecoindustrial.

eje derecho). Como puede observarse, el comportamiento de estas ramas en España ha sido positivo en términos de empleo y valor añadido generado, si bien en un contexto general en el que no se observan avances en la tasa de uso del material circular. De hecho, la tendencia en los últimos años ha sido la de alejarse de los valores medios europeos.

3. La industria como actor en la transformación de la generación energética

Los cambios en los modos mediante los que se genera o distribuye la energía tienen impactos sobre las industrias manufactureras, que son las encargadas de producir los bienes de equipo requeridos. El ejemplo más evidente, dada la escala de la transformación necesaria, se refiere a la introducción de nueva generación eléctrica basada en energías renovables, tanto eólica como solar. Además, para que esa transformación se produzca con la extensión deseada, se requiere desarrollar una estrategia de almacenamiento, que pivota en parte sobre la fabricación de baterías, así como una actualización y (posiblemente) extensión de las redes. Este apartado revisa estas cuestiones y describe sus efectos tractoros sobre la industria española.

Como punto de partida, debe señalarse que la capacidad instalada de generación en energía eólica y fotovoltaica en España en septiembre de 2020 era de 27,3 GW y 11,6 GW, respectivamente. Especialmente en el caso de la fotovoltaica, ese dato implica un notable incremento con respecto al bienio anterior, lo que en buena parte ha sido resultado de la entrada en funcionamiento de la potencia adjudicada en las subastas de 2016 y 2017. En relación con ambas tecnologías, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) plantea unos objetivos de aumento de la capacidad de generación para 2030 muy ambiciosos (Rodríguez, 2020). En concreto, el PNIEC propone un escenario objetivo en potencia eólica de 50,3 GW, lo que implica prácticamente duplicar la potencia actual

en una década. En el caso de la fotovoltaica el objetivo es aún más exigente, pues se desea tener instalado un parque de 39,2 GW en 2030, lo que supone multiplicar por cuatro la potencia actual. En correspondencia con esos ambiciosos objetivos, que fundamentan a su vez un objetivo de penetración de energías renovables del 42 % en el consumo de energía final, todo el diseño regulatorio está dirigido a apoyar un fuerte aumento de la capacidad de generación eléctrica de origen renovable.

La industria vinculada a la generación eólica

La instalación de generación eólica, que despegó a finales de la década de los años noventa, ha tenido siempre un fuerte efecto tractor sobre la industria española. En la actualidad, según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), hay 227 centros de fabricación en España, que se ubican en 16 de las 17 comunidades autónomas. La Tabla 2 ofrece un desglose por tipología de establecimientos. Como puede observarse, además de los establecimientos asociados a tareas de mantenimiento y supervisión de los parques, existe un amplio número de establecimientos propiamente fabriles. En el sector eólico en España trabajan alrededor de 24.000 personas, incluyendo trabajadores en las fábricas y en las empresas de instalación y mantenimiento.

Desde el primer momento, España ha tenido una potencia industrial muy destacada en el sector de fabricación de aerogeneradores a través de Gamesa, potencia que se mantiene cuando ya está integrada en el grupo Siemens desde 2017, aunque con cierre reciente de algunas plantas. Además, están localizados otros productores¹¹. De hecho, España es el tercer exportador mundial de aerogeneradores, tras Dinamarca y Alemania. En ese ámbito, cuenta con

¹¹ El mercado de aerogeneradores está concentrado en cuatro grandes empresas, que instalaron un 58,5 % de la nueva capacidad en 2019: Vestas y Siemens-Gamesa (Europa), Goldwind (China) y General Electric (Estados Unidos) (GWEC, 2020).

TABLA 2
CENTROS INDUSTRIALES VINCULADOS A LA INDUSTRIA EÓLICA EN ESPAÑA

Actividad	Número de establecimientos
Mantenimiento y supervisión.....	133
Ensamblaje y logística.....	10
Generadores, motores y componentes electrónicos.....	20
Multiplicadoras.....	5
Torres, componentes electrónicos y mecánicos.....	33
Palas, sistemas de control y actuadores.....	17
Otros.....	9
TOTAL.....	227

FUENTE: Anexo 1 de AEE (2020) y elaboración propia.

un nutrido sistema de innovación, con 20 centros de investigación y 9 universidades implicadas, que ha permitido el registro de más de 800 patentes eólicas en una década y media.

El posicionamiento tecnológico del sector de fabricación eólica es básico para la supervivencia de la actividad en España, pues la competencia y la necesidad de reducción de costes en este ámbito es muy intensa. Ello requiere transformaciones continuas de los centros de producción, que deben ser capaces de producir modelos cada vez más grandes, con innovaciones en sus diversos componentes (palas, nacelles, multiplicadoras, etc.). Todo ello en un entorno muy competitivo entre centros productivos dentro del mismo grupo por la asignación de carga de trabajo, además de la intensa competencia entre grupos por los contratos de suministro en los nuevos parques y, también, en los parques antiguos que comienzan a repotenciarse.

Por su capacidad de crecimiento futuro, y también por sus arrastres sobre la actividad industrial, es especialmente importante la industria eólica marina. Actualmente hay instalados 23 GW de generación eólica marina en Europa, una potencia similar a toda la generación eólica española. Sin embargo, el crecimiento en este ámbito ha sido enorme en muy pocos

años, y lo seguirá siendo en el futuro, apoyado en una curva de aprendizaje con una pendiente muy elevada y sustentado por aumentos en la escala, con parques con mayor número de unidades de generación y con generadores de mayor potencia. Sirva como ejemplo que generadores con potencia superior a 8 MW eran impensables hace pocos años, mientras que ahora esa es la potencia en los nuevos parques de generación eólica marina. Esto requiere de instalaciones industriales capaces de construir palas de tamaño superior a 100 metros.

Además de complementar a la generación terrestre, la eólica marina es la solución idónea para la descarbonización de la generación en zonas de isla energética, como es el caso de Canarias, cuyo sistema eléctrico se sigue apoyando mayoritariamente en centrales de generación con hidrocarburos líquidos, altamente contaminantes y generadores de GEI¹². La potencia instalada en generación eólica marina en España ha sido puramente testimonial ya que se restringe a un generador

¹² Por ejemplo, en 2019 la emisión media de GEI en el sistema eléctrico peninsular fue de 0,17 tCO₂ eq/MWh, mientras que en Canarias fue de 0,61. Además, esa producción induce extracostes de generación que se reparten entre el conjunto de clientes del sistema eléctrico español, ya que forman parte de los cargos que se incluyen en el recibo de la electricidad.

de 5 MW instalado en Gran Canaria. Esto se debe a las características de la costa española, con una plataforma continental muy escasa y profundidades elevadas cerca de las costas¹³. Sin embargo, los notables avances tecnológicos en la eólica flotante (y, sobre todo, la importante reducción de costes que la acompaña) hace prever un importante desarrollo de esta solución tecnológica en el futuro¹⁴; de hecho, hay varios proyectos en curso en Canarias y el País Vasco. El paso a la actividad comercial de estos prototipos requerirá aun de algunos años, pero la experiencia pasada en las curvas de aprendizaje de las tecnologías renovables, teniendo en cuenta que se trata además de una tecnología con muy alta demanda potencial en otros países (Japón, Corea, etc.), auguran un desarrollo rápido en el medio plazo.

La eólica marina añade, respecto a la eólica terrestre, algunos efectos relevantes sobre diversas empresas proveedores de componentes. Entre ellas destacan los astilleros, que fabrican las estructuras de sujeción al fondo marino (*jackets*), las estructuras de las subestaciones eléctricas que se requieren en los parques eólicos para el transporte de la electricidad hasta tierra y, eventualmente, los barcos especialmente diseñados para la instalación de esas grandes infraestructuras. En particular, los astilleros españoles (Navantia) se han beneficiado del hecho de que Iberdrola haya sido un actor principal del despliegue mundial de la eólica marina, con parques en aguas de Alemania, Reino Unido y Francia, entre otros. Obviamente, el aprendizaje en la construcción de estas estructuras permite también posicionar a los astilleros españoles para otros clientes (por ejemplo, Equinor).

¹³ Hay que tener en cuenta, además, que las posibilidades de grandes plantas de generación centralizada en este (y otros) territorios son muy limitadas, tanto por la orografía como por la ordenación territorial, diversas restricciones (por ejemplo, las servidumbres de los aeropuertos) y el tamaño requerido de las instalaciones. Para un análisis de los problemas de integración de las renovables en sistemas aislados véase Rodríguez (2019).

¹⁴ El avance en la instalación de generación de eólica marina requiere también de un desarrollo de la ordenación marítima que lo posibilite. En ese sentido, está prevista la aprobación de reales decretos con los Planes de Ordenación Marítima en 2021.

Adicionalmente, la industria naval también puede beneficiarse de las necesidades de renovación de la flota mundial con buques de bajas emisiones (gas) o de cero emisiones (hidrógeno). De hecho, algunos astilleros españoles han recibido encargos para la fabricación de este tipo de buques. No hay que olvidar que, a medio plazo, la presión sobre el transporte marítimo para la reducción de sus emisiones va a ser notable, con reglas más estrictas tanto para zonas de control de emisiones (ECA, por sus siglas en inglés) como para otras zonas, reglas que se acuerdan en el marco de la Organización Marítima Internacional¹⁵. Al mismo tiempo, debe recordarse que el *New Green Deal* plantea la extensión del Mercado Europeo de Derechos de Emisiones al transporte marítimo, con objetivos vinculantes de reducción de emisiones para 2030, lo que también puede presionar para la renovación de la flota.

La industria vinculada a otras renovables

El caso de la generación fotovoltaica es bastante distinto al eólico. La capacidad de fabricación de paneles fotovoltaicos en España, y en Europa, es prácticamente inexistente, pues la capacidad que existía a comienzos de este siglo fue rápidamente anulada por la de los mercados asiáticos, fundamentalmente China¹⁶. Las enormes economías de escala de las que disponen los fabricantes asiáticos y su posicionamiento tecnológico hacen prever que prácticamente todos los paneles que se instalarán en España seguirán siendo importados.

Sin embargo, la cadena de valor de un parque de generación fotovoltaica es más amplia. Además de las labores de diseño del proyecto y de su instalación, los componentes industriales no se restringen a las células y módulos, sino que hay otros elementos de gran

¹⁵ Así, desde enero de 2020 está vigente un nuevo límite para las emisiones de azufre del fueloil que reduce a una séptima parte las emisiones permitidas.

¹⁶ La UE implementó medidas *antidumping* a la importación de paneles y células solares de China entre 2013 y 2018, limitando así el precio mínimo de venta.

valor en los que sí hay una presencia industrial europea, y española en particular, relevante. Los más significativos son los seguidores solares y los inversores, donde hay algunas empresas españolas entre los mayores proveedores mundiales (Ingeteam, Soltec, PVH Solar).

Dentro de las tecnologías de generación eléctrica renovable solar existe también la generación termosolar (o solar de concentración). Esta tecnología se desarrolló fuertemente en España en el quinquenio 2008-2013 gracias a un muy generoso sistema de apoyo retributivo. Sin embargo, mantiene diferencias de costes acusadas con la generación solar fotovoltaica, pese a la ventaja comparativa de disponer de cierta capacidad de almacenamiento, que le permite trasladar parte de la generación a un horario sin sol. Sin embargo, en las condiciones actuales de costes y las previstas para los próximos años, es dudoso que esa capacidad sea suficiente para apoyar su entrada cuando, al mismo tiempo, hay avances en otros sistemas de almacenamiento. Pese a ello, la Orden por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 sí contempla un cupo mínimo de 500 MW a instalar hasta 2025. Tubos, espejos, calderas y estructuras metálicas son los componentes industriales más relevantes de este tipo de plantas.

Por último, en el PNIEC se prevé un aumento de la capacidad de generación de energías renovables con biomasa desde 857 hasta 1.649 MW de potencia instalada (un mínimo de 380 MW hasta 2025, según la Orden citada). A diferencia de las tecnologías anteriormente referidas, las plantas de generación de biomasa tienen diseños de sus componentes (por ejemplo, las calderas) que son específicos para cada instalación. A ese respecto cabe señalar que la cadena de valor de la construcción de las plantas de biomasa es prácticamente en su totalidad (salvo las turbinas) de fabricación nacional, por lo que se trata de una tecnología que, aunque de mucha menor importancia que la

eólica y fotovoltaica, también tiene efectos dinamizadores sobre la industria de bienes de equipo y de componentes domésticos.

El almacenamiento y las redes

Es lugar común señalar que la creciente integración de las energías renovables en el conjunto del mix energético requiere a su vez de un avance en la capacidad de almacenamiento. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, ello permitiría desvincular parcialmente la oferta de la demanda eléctrica, minimizar vertidos de generación y, en consecuencia, aumentar el valor de la capacidad renovable instalada. El principal sistema de almacenamiento en el mundo es el de las centrales hidroeléctricas reversibles, que supone actualmente casi la totalidad de la capacidad de almacenamiento y permiten incrementar la gestionabilidad del sistema (Rodríguez, 2019). Además de esas centrales, existen diversas alternativas tecnológicas, entre las que las baterías se erigen como actores principales. Sin embargo, aunque puedan tener un papel en pequeños sistemas aislados o para proporcionar servicios de ajuste y operación del sistema de muy corto plazo, es muy difícil pensar que las baterías puedan contribuir de modo relevante al almacenamiento en el conjunto del sistema eléctrico.

Sin embargo, donde las baterías se convierten en un elemento central en el proceso de transición energética es en el cambio hacia la movilidad eléctrica. A ese respecto se asiste a una carrera mundial por su desarrollo tecnológico, carrera en la que Europa, y España en particular, va muy rezagada. En el reciente estudio de la Oficina Europea de Patentes sobre las solicitudes de patentes en baterías en el mundo (EPO/IEA, 2020) se ponen de manifiesto varios hechos. En primer lugar, se observa que la movilidad eléctrica es el principal motivo del aumento de la innovación en las baterías en la última década, frente al protagonismo de la electrónica de consumo en periodos anteriores. En segundo lugar, el estudio pone de manifiesto un crecimiento de las patentes

en el almacenamiento eléctrico (704 %) muy superior al crecimiento global de las patentes (213 %) entre 2000 y 2018. En esa evolución destacan claramente las empresas de Japón y Corea, mientras que solo una empresa europea (Bosch) está entre las diez que más patentan en el mundo en esta área tecnológica. Con las dificultades que tiene la asignación geográfica, dada la prevalencia de multinacionales, la European Patent Office (EPO) calcula que las patentes europeas representan un 15,4 % de las patentes mundiales en baterías, con Alemania como claro dominador con más de la mitad de las patentes europeas en ese periodo.

En ese contexto, y en el marco de las alianzas industriales europeas, la Unión Europea puso en marcha en 2017 una Alianza Europea de las Baterías con tres ejes: la investigación, el acceso a materias primas y la fabricación; en este último caso, mediante el establecimiento de gigafactorías, de las que ya se están construyendo algunas en Europa. De momento, la posición española sigue siendo muy débil, lo que puede tener efectos importantes sobre la industria del automóvil. En 2019 se constituyó la Plataforma Tecnológica Española de Almacenamiento de Energía (*Batteryplat*) para aunar los esfuerzos público-privados, pero los anuncios de instalaciones de las plantas se concentran ahora mismo en Alemania, Francia y Suecia.

Con respecto al hidrógeno, ya se citó con anterioridad su posible papel en el suministro térmico a la industria. Sin embargo, su papel en la movilidad es incierto. No cabe esperar que sea relevante para la movilidad individual (turismos, motocicletas) o en el transporte ligero de mercancías, donde la solución de baterías parece claramente la solución ganadora. Sin embargo, para el transporte pesado de mercancías, el transporte marítimo y, eventualmente, el transporte aéreo, el hidrógeno será muy probablemente la única solución tecnológica disponible. En ese contexto, por ejemplo, los fabricantes de bienes de equipos ferroviarios (caso de Talgo y CAF) están comenzando con prototipos para la adaptación a la propulsión mediante hidrógeno con vistas a un futuro desplazamiento de

los trenes propulsados por motores diésel, que siguen suponiendo actualmente un porcentaje muy alto del transporte ferroviario de mercancías.

Por último, la transición energética tiene también un impacto sobre un amplio conjunto de empresas fabricantes de bienes que se incorporan en las redes. Ello incluye apoyos metálicos, cableado, transformadores, electrónica de potencia, puntos de recarga de vehículos eléctricos, contadores inteligentes, sistemas de comunicación, sistemas de almacenamiento, etc. Se trata de actividades que presentan mayores niveles de productividad media que el conjunto de la industria y que, como ocurre en otras actividades, requiere de diferenciación e inversión en I+D para hacer frente a la competencia de productos de bajo coste procedentes de otros países. Las empresas suministradoras en esos ámbitos, además de presentar un alto grado de apertura comercial, se benefician de la importante inversión (casi 31 mil millones de euros hasta 2030) en la renovación, extensión y digitalización de las redes de transporte y distribución que se prevé en el PNIEC. En ese mismo plan se contempla también una inversión en infraestructura de recarga de vehículos eléctricos próxima a los 10 mil millones de euros a lo largo de esta década.

4. La industria y los cambios en la movilidad

La disminución en las emisiones de GEI requiere de la reducción de las emisiones del sector de transporte. Esto es así porque el transporte es el sector con mayor peso en las emisiones totales brutas de GEI de España (29 % en 2019) y, sobre todo, porque es el principal causante del aumento de estas desde 1990. De hecho, el transporte ha contribuido con un 70 % del incremento total en las emisiones de GEI brutas registradas en España entre 1990 y 2018. Los datos más recientes de 2019 indican que esa tendencia persiste, con un crecimiento interanual de emisiones del 0,7 %, frente al descenso global del 6,2 % en ese año (datos de avance). El subsector de transporte por carretera representa más del 90 % de las emisiones de este sector, si bien es la

TABLA 3
PARQUE DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN DICIEMBRE DE 2019
(TOTAL Y AÑOS DE MATRICULACIÓN)

	Año de matriculación			Total
	Antes de 2010	2010-2014	2015-2019	
Autobuses	17	58	332	407
Camiones hasta 3.500 kg	271	373	1.526	2.170
Furgonetas	16	519	4.535	5.070
Motocicletas	481	3.997	14.606	19.084
Turismos.....	42	2.462	36.445	38.949

FUENTE: Dirección General de Tráfico y elaboración propia.

aviación doméstica el medio de transporte que refleja un mayor crecimiento en los últimos años. Es cierto que la crisis del COVID-19 ha generado una caída de las emisiones del transporte como consecuencia de la reducción de la movilidad, pero es prematuro aún conocer qué parte de esa caída es temporal y qué parte persistirá como consecuencia de transformaciones estructurales tales como, por ejemplo, la extensión del teletrabajo o la reducción de los viajes de negocio. Al mismo tiempo, la pandemia puede haber jugado a favor del mantenimiento de la movilidad mediante medios individuales, en contra del transporte público.

En consecuencia, dado el peso y la evolución de las emisiones del sector del transporte, no es de extrañar que buena parte de los resultados globales esperados en el PNIEC pasen por la previsión realizada para este sector, consistente en una reducción del 31 % en las emisiones entre 2020 y 2030. En el escenario objetivo del PNIEC el transporte sería el segundo contribuyente a la reducción de emisiones, solo detrás de la generación eléctrica. Esto supondría una ruptura con la tendencia histórica, cuyo elemento tractor más importante sería una reducción muy significativa de los pasajeros/Km en vehículos convencionales de combustión, que en entornos urbanos sería del 35 %. Esa reducción estaría fundamentada en la generalización de

restricciones de acceso al centro urbano en ciudades de más de 50.000 habitantes y el aumento en la penetración del vehículo eléctrico. El otro componente del cambio modal en el transporte se refiere al desplazamiento del transporte de mercancías por carretera al ferrocarril. También está previsto que se hagan obligatorios los Planes de Transporte al Trabajo en las empresas de más de 250 trabajadores.

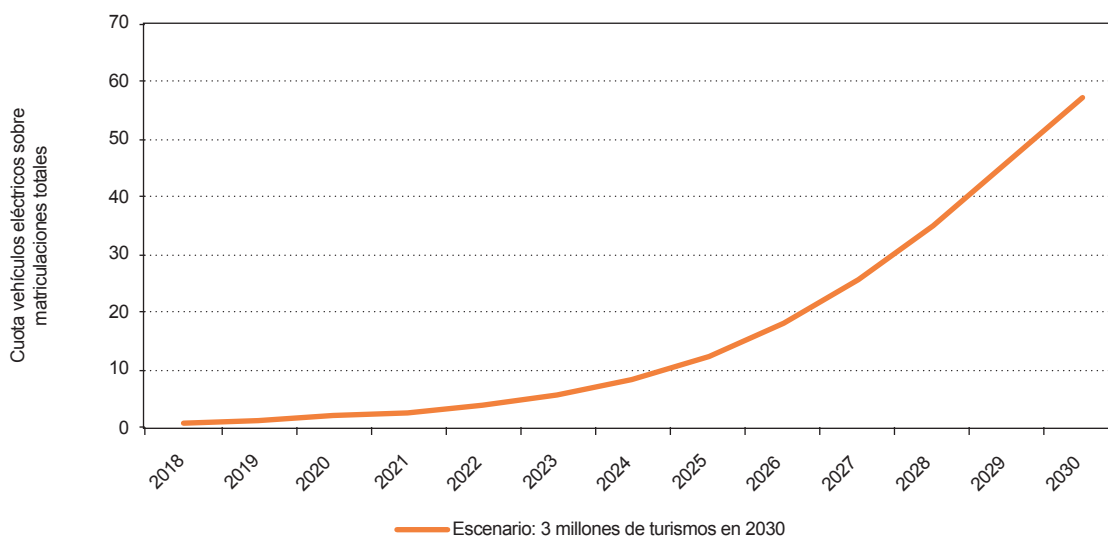
En relación con la movilidad eléctrica, el PNIEC asume un parque de 5 millones de vehículos eléctricos (incluyendo coches, furgonetas, motos y autobuses) en 2030. Sin embargo, y aunque la evolución del grado de penetración del vehículo eléctrico es una cuestión sujeta a mucha incertidumbre, parece muy ambicioso poder disponer de ese parque a final de la década, incluso bajo escenarios optimistas¹⁷.

La Tabla 3 muestra el parque de vehículos eléctricos, a diciembre de 2019, según su fecha de matriculación agrupada por periodos. El PNIEC plantea un escenario objetivo con unos 3 millones de turismos eléctricos y más de 2 millones de motocicletas, camiones ligeros y autobuses. A esas cifras habría que llegar

¹⁷ El PNIEC espera que, como consecuencia del cambio modal, la penetración de vehículos eléctricos y el uso de biocarburantes, el 28 % del consumo final de energía en el transporte sea renovable en 2030, lo que doblaría el objetivo europeo para ese año.

FIGURA 6

**CUOTA ANUAL DE MATRICULACIÓN DE TURISMOS ELÉCTRICOS COMPATIBLE
CON EL OBJETIVO DE ELECTRIFICACIÓN DE 3 MILLONES DE TURISMOS EN 2030
(En %)**



NOTA: Se hace uso de una distribución logística $cdf=1/(1+e^{-(z-\mu)/s})$, donde se ha supuesto $\mu=10,4$ y $s=2,2$.
FUENTE: Elaboración propia con datos del parque de turismos y matriculaciones de la DGT.

desde los aproximadamente 39 y 26 mil unidades existentes a finales de 2019, respectivamente. Las curvas de penetración necesarias para alcanzar estos objetivos implicarían porcentajes muy elevados de matriculación de nuevos vehículos eléctricos en la segunda mitad de la década actual. La Figura 6 muestra una curva de penetración para turismos, definida como el porcentaje de matriculaciones anuales de turismos eléctricos en relación con el total de matriculaciones anuales, que sería compatible con un *stock* de 3 millones de unidades en 2030. Como puede observarse, habría que llegar hasta porcentajes cercanos al 60 % al final de la década para lograr acumular un *stock* de 3 millones de turismos eléctricos en ese momento. Los escenarios de la Agencia Internacional de la Energía no son, por ejemplo, tan optimistas y plantean una tasa de penetración cercana al 40 % para final de esta década

(IAE, 2020). Los datos más recientes indican un crecimiento de las matriculaciones de vehículos electrificados (puros e híbridos enchufables) de un 69,8 % entre enero y octubre de 2020 respecto al mismo periodo del año anterior, frente a una caída del 36,8 % en el total de vehículos. En estos números hay que tener en cuenta el importante efecto de las políticas de estímulo de la demanda.

No cabe duda de que se transita a una electrificación del parque de vehículos, excepto en el caso del transporte pesado de mercancías, donde la alternativa del gas (e hidrógeno, eventualmente) es la que se vislumbra más probable. En ese sentido, la urgencia climática y el contexto tecnológico y regulatorio determinan un nuevo escenario que no existía en el pasado cuando ya se realizaron previsiones muy optimistas en este ámbito, que se incumplieron de modo rotundo. La cuestión discutible

es la velocidad de ese cambio. La penetración del vehículo eléctrico depende ahora mismo de modo decisivo de los mecanismos de apoyo público, excepto probablemente en las flotas y reparto urbano donde ya las versiones eléctricas con los precios actuales son competitivas (Sebastián, 2019). Pero es evidente que solo es posible un incremento sostenido y relevante de la penetración si los consumidores se encuentran con más variedad de producto y, sobre todo, con menores precios. No debe olvidarse que el automóvil es un equipamiento de baja rotación y que el consumidor dispone de alternativas tecnológicas a un vehículo eléctrico que le proporciona el mismo servicio. Las previsiones indican que el diferencial de precios actual entre la versión eléctrica y la versión estándar de un mismo vehículo desaparecería a mediados de esta década, apoyado en una curva de reducción de precios por kWh muy marcada. Ese es el elemento clave, pues ahora mismo la batería supone un 40-50 % del coste de un vehículo eléctrico. La previsión más reciente de *Bloomberg News Energy Finance* es que en 2024 se alcance un precio de baterías (100 \$/kWh), cifra que permitiría la paridad entre un turismo eléctrico y uno de combustión tradicional. Ello implica una caída sustancial frente el precio medio registrado en 2019 (156 \$/kWh), pero consecuente con la acusada pendiente de la curva de aprendizaje: en 2010 el precio medio era de 1.100 \$/kWh.

La penetración del vehículo eléctrico pasa por la disponibilidad de una red de puntos de recarga suficientemente extensa, aspecto este en que la posición relativa de España sigue estando muy rezagada. Según el Barómetro de la Electro-movilidad del primer trimestre de 2020 (ANFAC, 2020), España ocuparía la penúltima posición europea en lo relativo a puntos de recarga eléctrica. Ha habido recientemente algunas modificaciones regulatorias para facilitar su despliegue, como la modificación de los peajes de acceso por parte de la CNMC para hacer frente a la baja utilización de los puntos de recarga públicos al inicio de su actividad. La disponibilidad de una red de recarga de cierto tamaño, especialmente en el ámbito interurbano,

facilitaría cambios en las decisiones de compra por parte de los consumidores (Rudolph, 2016).

Dada la posición central que juega la industria del automóvil en el tejido industrial español, y en el conjunto de la economía, la cuestión clave es hasta qué punto el avance en la electrificación de los vehículos puede hacer peligrar el mantenimiento de la carga de trabajo en las plantas españolas, y en consecuencia su viabilidad futura. Ello va a depender de múltiples decisiones, incluyendo una decidida política de apoyo público. En estos momentos todos los productores están extendiendo la electrificación a todos o casi todos sus modelos. De hecho, la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC) indica que en la actualidad ya se producen en España seis modelos de vehículos eléctricos y tres de híbridos enchufables. Pero más significativo que el número de modelos resulta incluso el hecho de que en los primeros nueve meses de 2020 la cuota de producción en el conjunto de los turismos ha aumentado al 5,5 % (4,7 % para el total de vehículos), en comparación con el 0,06 % con el que cerró el año previo. Ello evidencia un muy buen comportamiento, coherente con la alta vocación exportadora de la industria del automóvil y el crecimiento en la demanda de vehículos electrificados que se está produciendo en toda Europa. Algunos países, como el Reino Unido, están ya planteando adelantar la fecha que inicialmente habían previsto para la prohibición de matriculaciones de turismos con combustión tradicional, lo que sin duda va a tener efectos relevantes sobre esa transformación.

Por último, aunque dada la magnitud de la transformación requerida, la electrificación de la movilidad es un reto de primer orden, no debe olvidarse que la mayor reducción de emisiones del transporte en los próximos años no vendrá por la incipiente electrificación del parque, sino por la renovación del parque de vehículos hacia unos modelos que deben cumplir con criterios de emisión cada vez más estrictos. En particular, haciendo uso de las bases de datos de la DGT, un estudio específico sobre los kilómetros recorridos en función de la antigüedad (a partir de los datos de las ITV) y los

datos de emisiones de nuevos vehículos para España (Agencia Europea de Medioambiente), en Rodríguez (2019) se muestra que los turismos matriculados antes de 2008 serían responsables del 51 % de las emisiones del total de turismos en 2019. En ese sentido el plan RENOVE es un instrumento adecuado, si bien se debe ir ajustando su diseño para introducir incentivos más alineados con la reducción de emisiones alcanzada entre el nuevo vehículo adquirido y el vehículo desplazado. En cualquier caso, las notables inversiones que se requieren por parte de los fabricantes para seguir descendiendo en las emisiones, y el sistema de penalizaciones establecido recientemente en la regulación europea para los fabricantes que excedan su objetivo de reducción de emisiones, hacen que los incentivos a un rápido desarrollo de la movilidad eléctrica sean relevantes.

5. Reflexiones finales

En este trabajo se ha analizado la situación energética de la industria manufacturera española y los principales retos a los que se enfrenta en el contexto del proceso de transición ecológica. Son muy diversos los asuntos tratados, pues el avance en esa transición es multidimensional y requiere del uso de instrumentos muy diversos. De hecho, el objetivo estratégico de descarbonización de la actividad industrial comparte objetivos y marcos reguladores generales, de carácter horizontal, tales como una fiscalidad medioambiental adecuada (Sanz & Rodríguez, 2019), pero también está sujeta a actuaciones sectoriales específicas y, por supuesto, puede tener impactos geográficos no homogéneos. Este aspecto geográfico, al que comúnmente nos referimos con el término de transición justa, no ha sido abordado en este trabajo. La transición justa se suele acotar a la transformación de la generación de electricidad hacia energías renovables y el impacto que ello puede causar en zonas geográficas con elevada dependencia de la producción en centrales térmicas que hacen uso del carbón. En ese contexto el efecto espacial es positivo en unas regiones y negativo en otras, ya que la capacidad

de generación en el ámbito nacional no desaparece. Sin embargo, ese podría no ser el caso en algunas actividades manufactureras, en las que una inadecuada gestión del cambio tecnológico asociado a la transición ecológica podría afectar seriamente a su competitividad internacional y, en consecuencia, a su capacidad de mantener su producción en el territorio nacional. El ejemplo más evidente de ello, dada su estructura productiva y de propiedad, es la industria del automóvil.

En relación con esa posición competitiva, debe recordarse que la información disponible (IRENA, 2020) indica claramente que los costes medios nivelados a largo plazo, que integran tanto los costes fijos como los costes variables de producción, son ya menores en las nuevas instalaciones de generación renovable eólica y solar que en cualquier otra alternativa, y continuarán reduciéndose en próximos años. Por lo tanto, una mayor capacidad de generación basada en estas fuentes solo puede implicar menores costes en el abastecimiento de energía en el futuro. En consecuencia, el país que se retrase significativamente en ese proceso puede ver dañada la capacidad competitiva de su industria si otros países han avanzado mucho más y han logrado una reducción en sus costes de abastecimiento energéticos, bien por una mayor electrificación o por menores costes medios de la electricidad.

Por último, debe señalarse que, aunque el proceso de transición energética pueda y deba apoyarse desde el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, el uso de los fondos debe hacerse desde una estricta evaluación de cuáles son las alternativas disponibles y su contexto de madurez tecnológica. Como se ha señalado en este trabajo, algunas de las tecnologías que aparecen como bandera, como el hidrógeno renovable, sin duda pueden jugar un papel relevante en el proceso de transición ecológica a largo plazo de la industria. Sin embargo, aunque es apropiado ir dando unos primeros pasos, no conviene precipitarse en actuaciones que, como ocurrió en el pasado, carguen sobre la economía española el avance en las curvas de aprendizaje en tecnologías aún no maduras.

Referencias bibliográficas

- AEE, Asociación Empresarial Eólica (2020). *Anuario Eólico 2020*. https://www.aeeolica.org/images/Publicaciones/ANUARIO-AEE-2020_Web.pdf
- ANFAC, Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (2020). *Barómetro de la electro-movilidad, primer trimestre 2020*. <https://anfac.com/wp-content/uploads/2020/06/Barometro-Electro-movilidad-1er-TRI-2020-1.pdf>
- EPO/IEA, European Patent Office/International Energy Agency (2020, September). *Innovation in Batteries and Electricity Storage. A global analysis based on patent data*. <https://www.iea.org/reports/innovation-in-batteries-and-electricity-storage>
- GWEC, Global Wind Energy Council (2020). *Annual Global Wind Report*.
- IEA, International Energy Agency (2020, June). *Global EV Outlook 2020*. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
- IRENA, International Renewable Energy Agency (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (2019). *Directrices generales de la nueva política industrial española 2030*. <https://www.mincotur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notas-prensa/2019/documents/docu%20directrices%20generales%20de%20la%20pol%C3%ADtica%20industrial%20espa%C3%B1ola.pdf>
- Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A. & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. Fundación Naturgy. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vec-tor-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>
- Rodríguez, D. (2019). Los costes de la transición: las centrales de bombeo y el gas en sistemas aislados. *Fedea, Estudios sobre la Economía Española – eee2019/13*. <http://documentos.fedea.net/pubs/eee/eee2019-13.pdf>
- Rodríguez, D. (2020). Una valoración del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. *Fedea, Estudios sobre la Economía Española – eee2020/09*. <http://documentos.fedea.net/pubs/eee/eee2020-09.pdf>
- Rudolph, C. (2016). How may incentives for electric cars affect purchase decisions? *Transport Policy*, 52, 113-120. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0967070X16300877>
- Sánchez, I. A. (2019). La asignación gratuita de derechos de emisión y las subastas de derechos de emisión en España. *Presupuesto y Gasto Público*, 97, 139-153. https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97_08.pdf
- Sanz, J. & Rodríguez, D. (2019). El PNIEC y su principal reto pendiente: la reforma fiscal medioambiental. *Presupuesto y Gasto Público*, 97, 103-120. https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97_06.pdf
- Sebastián, M. (2019). La electrificación del transporte. *Presupuesto y Gasto Público*, 97, 59-77. https://www.ief.es/docs/destacados/publicaciones/revistas/pgp/97_04.pdf
- Trinomics (2020, October). *Study on energy prices, costs and their impact on industry and households*. Final report. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/16e7f212-0dc5-11eb-bc07-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search