

Fiscalidad de la electricidad y competitividad industrial

Jorge Fernández Gómez^{1,2}

1. Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)

2. Deusto Business School

7 de mayo de 2024

En este artículo de blog analizamos las implicaciones de la creciente fiscalidad de la energía eléctrica en España sobre la competitividad de las empresas industriales.

Un incremento de las facturas eléctricas debido a sobrecostes no relacionados con el suministro eléctrico tiene consecuencias negativas sobre el proceso de descarbonización de la economía, al dificultar la electrificación de consumos finales de energía donde resulta eficiente.

Además, perjudica la competitividad de las empresas industriales intensivas en energía eléctrica en España en un contexto de gran presión en los mercados internacionales debido a las políticas industriales, tecnológicas y energéticas de EE. UU. y China y debido a las políticas de apoyo directo a la industria en otros países europeos (Gonseth et al., 2015; Grave et al., 2015; Serrano González & Álvarez Alonso, 2021).

Para evitar estos efectos perniciosos para la industria y la economía, deberían tomarse en el corto plazo medidas para aligerar las facturas eléctricas, principalmente reduciendo o eliminando impuestos y sobrecostes no relacionados con el suministro de electricidad, a través de su financiación mediante Presupuestos Generales del Estado o bien de otros mecanismos fiscales que generen consenso y eviten distorsiones negativas para la competitividad del tejido productivo e industrial y otros efectos distributivos no deseados.

Asimismo, en el medio y largo plazo, deberán asegurarse incentivos y flujos de financiación para transformar el *mix* eléctrico en uno con cero emisiones netas y facilitar la electrificación de la demanda final de energía en actividades y sectores donde sea la opción más eficiente. Además, deberá completarse el desarrollo del mercado interior de energía y establecerse un sistema de señales económicas y fiscales adecuado (por ejemplo, mediante la actualización de la Directiva sobre fiscalidad de la energía¹) para asegurar la eficiencia del proceso de descarbonización y, simultáneamente, garantizar la competitividad de la industria europea.

1. Una fiscalidad creciente de la electricidad en España

A principios de 2024 aumentaron varios de los componentes fiscales que se incluyen en las facturas de electricidad de los consumidores en España.

En concreto, aumentaron los tipos impositivos de (a) el IVA (del 5% al 10%, para potencias inferiores a 10 kW y siempre que el precio medio mensual no esté por debajo de 45 €/MWh, en cuyo caso se aplica un 21%); (b) el Impuesto Especial sobre la Electricidad -IEE- (del 0,5% al 2,5% hasta el 31 de marzo y, posteriormente, al 3,8%); y (c) el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica² -IVPEE- (del 0% al 3,5% en el primer trimestre del año, al 5,25% en el segundo trimestre del año y al 7% en el último trimestre del año). Estos tipos impositivos se habían reducido durante la crisis de precios de la energía de 2021-2022 para compensar la subida del precio mayorista de la electricidad y contribuir a contener la inflación.

Estos impuestos no son los únicos costes regulados que pagan los consumidores de electricidad por encima del coste del suministro eléctrico (i.e., suma de los costes de producción, transporte y

¹ Ver https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12227-Pacto-Verde-Europeo-revision-de-la-Directiva-sobre-fiscalidad-de-la-energia_es.

² Este impuesto sobre la generación de energía eléctrica solo existe en España.

distribución, comercialización y otros costes directamente relacionados con el suministro de energía eléctrica).

En la actualidad, el conjunto de actividades de la cadena de valor del suministro eléctrico está sujeto a varias decenas de impuestos y cargos (Carpizo Bergareche & Checa Regueiro, 2022a,b). Estos sobrecostes abarcan desde el bono social, los impuestos sobre la producción, las tasas y cánones de la Ley de Aguas o los impuestos y tasas asociados a las actividades nucleares hasta los impuestos sobre los hidrocarburos, el propio impuesto sobre la electricidad o multitud de impuestos y cánones (p. ej., canon eólico y otros tributos de carácter medioambiental) aplicados en las distintas Comunidades Autónomas (Tabla 1).

Tabla 1. Impuestos y otros cargos sobre la electricidad en España.

Producción (ámbito estatal, año 2022)	<ul style="list-style-type: none"> • Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) • Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. • Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica. • Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas. • Tasa del Consejo de seguridad nuclear. • Tasas por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos. • Tasa estatal por la prestación de servicios de respuesta por la Guardia Civil, en el interior de las Centrales nucleares u otras instalaciones nucleares. • Tasas en materia de energía por los servicios administrativos impuestos por la normativa sectorial.
Comercialización (ámbito estatal, año 2022)	<ul style="list-style-type: none"> • Impuesto Especial sobre la Electricidad • Impuesto sobre el Valor Añadido
Impuestos, cánones y gravámenes autonómicos (año 2020)	<ul style="list-style-type: none"> • Hasta 26 gravámenes en 12 CC.AA., incluyendo conceptos como protección civil, canon de agua, emisión de gases y partículas por la industria, generación nuclear, canon eólico, daños y afecciones medioambientales por uso y aprovechamiento de agua, contaminación atmosférica, emisión de gases a la atmósfera, depósito de residuos radioactivos, desarrollo de actividades que inciden en el medioambiente, impacto visual producido por los elementos de suministro de energía y elementos fijos de redes de comunicaciones telefónicas o telemáticas, impacto medioambiental de instalaciones de transporte de energía de alta tensión, canon de saneamiento, impacto medioambiental de la energía nuclear...
Impuestos, cánones y gravámenes locales ³ (año 2020)	<ul style="list-style-type: none"> • Prestaciones compensatorias (4 tipos) • Impuesto sobre Bienes Inmuebles (bienes inmuebles de categorías especiales) • Impuesto sobre Actividades Económicas (bienes inmuebles de categorías especiales) • Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras • Tasa por el Otorgamiento de Licencia Urbanística • Tasa por ocupación y aprovechamiento del dominio público local • Tasa por la prestación de servicios de galerías municipales

Fuente: Carpizo Bergareche & Checa Regueiro (2022a,b).

Todos estos impuestos sumaron más de 8.900 millones de € en 2020, un 26% de los costes totales incluidos en las facturas eléctricas (Carpizo Bergareche & Checa Regueiro, 2022a). Esta cifra se compara con costes regulados que llegaron a superar los 17.600 M€ en 2019 (6.891 M€ en peajes de transporte y distribución y 10.736 M€ en cargos ligados a distintas decisiones de política

³ Estos impuestos y gravámenes muestran gran heterogeneidad normativa entre los distintos municipios.

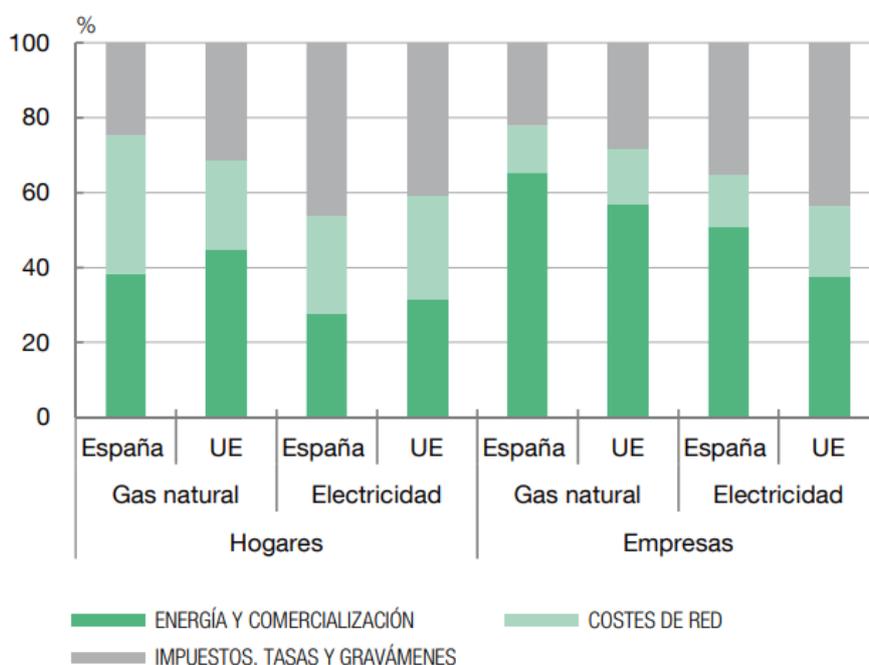
energética, como incentivos a renovables, la amortización del déficit tarifario o los sobrecostes en los sistemas no peninsulares) (Matea Rosa et al., 2021).

A estos impuestos y cargos deben añadirse, además, otras exacciones de ingresos aplicadas de forma extraordinaria como consecuencia de la crisis de precios de la energía durante 2021-2022 y que aún no se han eliminado, como la minoración de los ingresos en el mercado *spot* de determinadas tecnologías de generación o la “contribución solidaria” que grava las ventas⁴ de energía de los operadores principales (técnicamente, una prestación patrimonial de carácter no tributario, aunque, en la práctica, se trata a todos los efectos de un impuesto).

Como consecuencia de todo ello, el conjunto de sobrecostes (no ligados directamente al suministro eléctrico) se sitúa en la actualidad en el entorno del 50% del coste total de la factura eléctrica en España⁵, con el consiguiente impacto negativo sobre la competitividad de las empresas intensivas en electricidad, tal y como se describe más adelante.

El peso de la fiscalidad (medido como porcentaje promedio de la factura eléctrica) es, además, desfavorable para la electricidad en relación con otros combustibles, como el gas natural (Figura 1).

Figura 1. Estructura de los precios del gas natural y la electricidad (2019)



Fuente: extraído de Banco de España (2023, p. 213).

La tendencia de sobrecostes crecientes en las facturas eléctricas tiene dos consecuencias muy negativas para el conjunto de la economía. En primer lugar, dificulta el avance de la electrificación de la economía, pilar necesario de las estrategias de descarbonización en el horizonte 2030, como reconocen la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023), la Comisión Europea (European Commission, 2023a)⁶ o el propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, que prevé

⁴ España es el único Estado miembro de la UE que grava las ventas de energía (i.e., los ingresos), en vez de los beneficios extraordinarios.

⁵ Muchos de estos sobrecostes no están correlacionados con el precio mayorista de la electricidad. Cuando éste baja, aumenta el peso de los sobrecostes en la factura. En 2019, por ejemplo, los impuestos y los costes regulados suponían el 72% de la factura de electricidad de los hogares, frente al 69% en el caso de la UE, y aproximadamente un 50%, en el caso de las empresas, frente a menos del 40% en la UE (Banco de España, 2023).

⁶ La Comisión Europea estima que deberá incrementarse el consumo eléctrico un 60% en el horizonte 2030 para cumplir con los objetivos de la estrategia de energía y clima.

un incremento de la demanda en barras de central del 5,7% entre 2019 y 2030 (pese al fuerte incremento previsto de la eficiencia energética) y un incremento de la generación bruta de electricidad del 31,3% (MITECO, 2023).

En segundo, lugar un coste de la electricidad artificialmente inflado por la inclusión en las facturas de un amplio rango de “sobrecostes no eléctricos” tendrá un impacto muy negativo sobre la competitividad de las empresas industriales. El efecto de la fiscalidad actual sobre el consumo de electricidad y sobre la competitividad industrial está también influenciado por la variabilidad de los precios finales de la electricidad en los distintos países europeos, que, a menudo, coloca en desventaja a las empresas españolas intensivas en el electricidad frente a sus competidores en la UE (Trinomics, 2020; Rosenow et al., 2022), y por la heterogeneidad en las cargas fiscales de los distintos productos energéticos, que no están alineadas con su contenido energético o con las emisiones de CO₂ (Trinomics, 2020; Tribunal de Cuentas Europeo, 2022).

2. Precios de la electricidad y competitividad industrial

El coste de la energía (y, en particular, de la energía eléctrica) es un determinante clave de la competitividad de las empresas industriales, tanto en los mercados europeos (Bialek et al., 2023) como en los mercados globales, afectando decisivamente tanto a los costes de producción de los bienes y servicios como a las decisiones de inversión y otras decisiones estratégicas, como la ubicación de la propia empresa o de determinadas instalaciones.

De acuerdo con un informe reciente de la Agencia Internacional de la Energía, en 2023 los costes de la electricidad de la industria intensiva en energía europea fueron casi el doble que los que soportaron las empresas industriales intensivas en energía en EE. UU. o China (IEA, 2024). El desfase de los costes europeos frente a los de EE. UU. o China, que ya era significativo antes de la crisis de 2021-2022, ha aumentado.

Para hacer frente a esta situación y, simultáneamente, reducir la presión que suponen para la industria europea la *Inflation Reduction Act* aprobada en EE. UU. en el verano de 2022 y las políticas tecnindustriales de China, la Unión Europea lleva un tiempo implementando diversas políticas y mecanismos financieros de ayuda a la industria (incluyendo subsidios a la industria intensiva en energía) (European Commission, 2022, 2023b). La AIE señala, en el informe mencionado, que “...[E]l alcance y la eficacia de estas medidas determinarán probablemente el futuro del sector industrial intensivo en energía de la Unión Europea...” (IEA, 2024, traducción propia).

Pese a ello, persiste un elevado riesgo de deslocalización de muchas empresas industriales europeas en distintas cadenas de valor (Atinasi et al., 2023). De hecho, existe mucha incertidumbre al respecto (European Parliament, 2023) y, a medio plazo, el contexto geoestratégico puede implicar la desaparición de muchas industrias y cadenas de valor en las que las empresas europeas son innovadoras y líderes en los mercados globales.

La desventaja de la industria europea en términos de los costes de la electricidad en la actualidad tiene un componente estructural.

En la UE, el precio mayorista de la electricidad ha estado hasta ahora muy correlacionado con el precio del gas natural en el mercado global. Este, a su vez, está fijado en el margen por los precios de las entregas *spot* de GNL o por entregas desde el norte de África (Timera Energy, 2023), debido a la inexistencia de reservas significativas en Europa occidental (los suministros desde Países Bajos, Noruega o el Reino Unido son limitados). Por otro lado, las ventajas que suponen en el medio plazo tanto la penetración creciente de energías renovables en el *mix* de generación de electricidad, que tiende a reducir el precio medio de la electricidad, como el proceso de desarrollo e integración del mercado eléctrico europeo (Fernández Gómez, 2024) se ven contrarrestadas por la elevada carga fiscal y regulatoria sobre la electricidad, que eleva las facturas de manera artificial y perjudicial para la industria europea.

En EE. UU., por el contrario, el precio de la electricidad está principalmente determinado por los precios (bajos) del gas natural que producen en lugares como Alaska o el Golfo de México y con la ventaja en términos de costes que supone la utilización de técnicas de *fracking* (con gran rechazo social en Europa) (Nelsen, 2016). Y en China, por otro lado, el precio de la electricidad está regulado, a grandes rasgos determinado por un sistema de despacho de generación

(principalmente) centralizado con un *mix* de generación basado en el carbón y la aplicación de términos *cost-plus*⁷ para recuperar los costes de transporte y distribución (International Monetary Fund, 2023; Maguire, 2023).

La propia industria europea lleva tiempo alertando sobre esta cuestión.

En una declaración reciente, conocida como Declaración de Amberes (“*The Antwerp Declaration for a European Industrial Deal*”, 20 de febrero de 2024) (Antwerp Declaration, 2024), un amplio número de empresas europeas señala los crecientes riesgos para la competitividad de las empresas industriales (incluyendo reducción o deslocalización de la producción) de las agresivas políticas industriales, fiscales y comerciales de EE. UU. y China, especialmente dada la desventaja competitiva de Europa en términos de costes energéticos. Este manifiesto de diez puntos⁸ propone, en esencia, un nuevo Pacto Industrial Verde que complemente el Pacto Verde Europeo y que permita alinear la transición hacia una industria europea más sostenible con la mejora de su competitividad económica en los mercados internacionales.

En su tercer punto, la Declaración de Amberes señala la necesidad de que Europa se convierta en un suministrador de energía competitiva en los mercados globales. El principal problema es que, en la actualidad, los costes de la energía son demasiado elevados para que las empresas industriales europeas compitan en los mercados internacionales y no están solo determinados por los costes directos de suministro (precios de la energía en los mercados mayoristas, costes de transporte y distribución y margen de comercialización), sino también por sobrecostes regulatorios y fiscales significativos.

Para hacer frente a esta situación, las empresas industriales proponen implementar una estrategia energética europea que, entre otros objetivos, dé prioridad a nuevos proyectos de energía renovable y con bajas emisiones, impulse el mercado interior de energía y de los intercambios transfronterizos de energía eléctrica, facilite el desarrollo del hidrógeno verde y otros combustibles limpios para la industria y permita alcanzar acuerdos estratégicos con otros países ricos en recursos energéticos renovables.

A la desventaja estructural de los precios de la energía en Europa, frente a EE. UU. y China, se añade, en el caso de las empresas españolas, la asimetría y heterogeneidad en las políticas de apoyo a las empresas industriales en los distintos Estados miembros de la UE. Países como Alemania, Francia o Italia, por mencionar algunos, están aprovechando de manera ágil mecanismos de flexibilidad como el “Marco temporal de crisis y transición relativo a las ayudas estatales”, puesto en marcha para hacer frente a la crisis energética tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia y [prorrogado a finales de noviembre de 2023 hasta el 30 de junio de 2024](#), para reducir los costes energéticos de las empresas industriales y apoyar la descarbonización industrial. De los casi 700.000 M€ aprobados dentro de los mecanismos flexibles de ayudas de estado en la UE desde marzo de 2022 hasta diciembre de 2023, por ejemplo, Alemania y Francia coparon el 53% y el 24%, respectivamente (McWilliams et al., 2024a). En febrero de 2024, la Comisión Europea apoyó un nuevo paquete de subsidios a la descarbonización en Alemania, por valor de 4.000 M€, que se asignarán a través de subastas de “contratos de carbono por diferencias” (Wettengel, 2024).

En este contexto, ¿qué medidas podrían adoptarse en el corto, medio y largo plazo para mitigar la pérdida de competitividad de la industria española asociada a precios artificialmente elevados de la energía eléctrica y lastrados por sobrecostes regulatorios y fiscales y para generar señales e incentivos adecuados para avanzar en la descarbonización de la economía a través de la electrificación del consumo final de energía donde resulte eficiente?

⁷ Por *cost-plus* se entiende la suma de la estimación de costes más un margen regulado.

⁸ En concreto, los 10 puntos son: (1) poner un nuevo pacto industrial en el centro de la agenda estratégica de la UE; (2) desarrollar un mecanismo de financiación para la industria intensiva en energía con un fondo para el despliegue de tecnologías limpias y coordinado con un marco simplificado de ayudas de estado; (3) convertir a Europa en un suministrador de energía competitiva en el ámbito global; (4) poner el foco en el desarrollo, lo antes posible, de infraestructuras de vanguardia energéticas, digitales, de captura, almacenamiento y uso de carbono y de reciclaje; (5) aumentar la seguridad de suministro de materias primas estratégicas y críticas; (6) estimular la demanda de productos con cero emisiones netas y circulares; (7) potenciar, reforzar, reactivar y mejorar el mercado único; (8) incrementar la eficacia e inteligencia del marco de innovación; (9) impulsar nuevas formas, más efectivas, de legislar y regular; (10) adaptar la gobernanza de la UE para facilitar la implementación del nuevo pacto industrial.

3. Medidas a corto plazo para mejorar la competitividad de los precios de la electricidad y favorecer la descarbonización de la industria

A corto plazo no variará sustancialmente la situación de desventaja competitiva estructural de Europa frente a China y EE. UU. en términos de los precios de la electricidad, debido a que los cambios en el *mix* de generación (y en el desarrollo del mercado interior de energía) tardan en materializarse.

Sin embargo, pueden adoptarse medidas orientadas a reducir la presión de los costes de la energía eléctrica sobre la industria europea y, en particular, sobre la industria española.

En primer lugar, pueden **reducirse (o eliminarse) de la factura eléctrica algunos de los sobrecostes no directamente relacionados con el suministro eléctrico**. Entre ellos, en el caso de España, pueden señalarse los impuestos mencionados anteriormente (contribución solidaria, IEE, IVPEE, etc.) y otros sobrecostes, como las primas a energías renovables, cogeneración y residuos, otros cargos incluidos en la tarifa (bono social, tasas nucleares, canon hidráulico, impuestos y tasas autonómicas...). En España, durante la anterior legislatura, se inició un proceso de reflexión sobre la fiscalidad energética que derivó en la propuesta de Ley para la creación del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sector Eléctrico (FNSSE), cuyo planteamiento era repartir parte de los costes externos imputados a la tarifa eléctrica entre todos los consumos energéticos finales, básicamente hidrocarburos, gas natural y la propia electricidad. Esta propuesta no generó consenso suficiente en el sector energético (pese a estar alineada con algunos de los principios de la propuesta de actualización de la Directiva sobre fiscalidad de la energía) y se paralizó con motivo del adelanto electoral. Actualmente se mantiene paralizada, en parte por los impactos sobre otros combustibles y fuentes de energía y los efectos distributivos sobre hogares y sobre la industria (AFRY, 2021; Linares et al., 2021), si bien desde el Gobierno se apuntó a una posible recuperación de su tramitación a lo largo de la presente legislatura.

Para facilitar el avance de la electrificación en la economía y su contribución a los objetivos de descarbonización en 2030, deberían acometerse cambios en el corto plazo en la fiscalidad de la electricidad, evitando dañar la competitividad del tejido productivo e industrial (Rosenow et al., 2022). Los objetivos sociales o medioambientales que persiguen los sobrecostes en la tarifa eléctrica, así como la recaudación fiscal correspondiente, deberían asegurarse a través de otros canales impositivos (p. ej., a través de los Presupuestos Generales del Estado u otras vías que no generen impactos no deseados) (Rosenow et al., 2022) o, mientras no se adapte el marco de fiscalidad de la energía en la UE, mediante una revisión de la propuesta del mencionado FNSSE que minimice las distorsiones provocadas y concite mayor consenso.

En segundo lugar, debe asegurarse la **utilización efectiva de ayudas de estado dentro del marco temporal de crisis y transición relativo a las ayudas estatales de la UE**, mientras esté en vigor (por el momento, hasta el 30 junio de 2024), para apoyar a las empresas industriales españolas y evitar desequilibrios en relación con las empresas de otros países que adoptan medidas de apoyo directo a la industria electrointensiva más agresivas. Estas ayudas pueden orientarse, además, al despliegue de tecnologías y el desarrollo de procesos más eficientes desde el punto de vista energético.

Además, deben, cuanto antes, empezar a **implementarse de manera efectiva las medidas incluidas en la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo**, para incrementar las opciones de suministro en el mercado de los consumidores industriales y, especialmente, el acceso a energía renovable a través de contratos a plazo.

4. Medidas a medio y largo plazo para mejorar la competitividad de los precios de la electricidad

En el medio y largo plazo, la competitividad de los precios de la electricidad para la industria estará ligada a la consolidación de un mercado eléctrico competitivo, con una elevada penetración de energías renovables y mecanismos de flexibilidad adecuados, y a la reforma del marco fiscal de la energía.

A medio y largo plazo, el precio mayorista de la electricidad estará determinado, fundamentalmente, por el coste marginal (o de oportunidad) de los activos flexibles en el margen (p. ej., gas natural, generación hidráulica o almacenamiento), en un contexto de presión a la baja de los precios de

equilibrio en el mercado mayorista como consecuencia de la penetración de energías renovables como la eólica o la fotovoltaica (Bushnell & Novan, 2018; Cevik & Ninomiya, 2022).

Otros factores, como el desarrollo de la respuesta de la demanda, o tendencias, como el autoconsumo, pueden tener un efecto de estabilización significativo sobre los precios en el mercado mayorista (Cepeda & Saguan, 2016; Seel et al., 2018; Sousa & Soares, 2022; Helistö et al., 2023) y contribuir a reducir los costes de los consumidores industriales (Madafiglio et al., 2017).

Un factor fundamental para incrementar la competitividad de la electricidad producida en Europa en el medio plazo será la **transformación del mix de generación en uno con elevada penetración de energías renovables** que, además, garantice un nivel suficiente de oferta de energía eléctrica. Esto requiere un incremento significativo de las inversiones en renovables y tecnologías flexibles (de almacenamiento, como baterías eléctricas o bombeo hidráulico, o infraestructura para facilitar e impulsar la respuesta de la demanda), así como evaluar el papel que deben jugar infraestructuras operativas (p. ej., ciclos combinados o centrales nucleares) durante el proceso de transición hacia un mix de generación eléctrica con cero o muy bajas emisiones.

Además, debe asegurarse el **desarrollo integral del mercado interior de electricidad** mediante la implementación efectiva del paquete legislativo (una Directiva y dos Reglamentos) que da soporte a la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo⁹ y el despliegue de las interconexiones previsto en el Reglamento RTE-E (Comisión Europea, 2023).

Una cuestión adicional (y especialmente compleja) que deberá abordarse en el futuro es la **reforma de la fiscalidad energética y medioambiental**. En 2021, la Comisión Europea publicó una propuesta de reforma de Directiva, parte del paquete “*Fit for 55*”, centrada en los siguientes cambios (European Commission, 2021):

- (1) basar la imposición en una estructura de tipos mínimos para cada combustible basados en el contenido energético y el impacto medioambiental (emisiones de CO₂), en vez de en el volumen, como hasta ahora, y actualizados anualmente de forma automática;
- (2) establecer una clasificación simplificada de productos energéticos a efectos de su fiscalidad;
- (3) eliminar las exenciones para determinados productos (incluyendo combustibles para calefacción de hogares); y
- (4) eliminar la exención de imposición para combustibles fósiles utilizados en transporte aéreo o marítimo y en pesca.

La propuesta de la Comisión busca eliminar los efectos negativos de la competencia fiscal en el sector de la energía, contribuyendo a garantizar ingresos procedentes de impuestos energéticos y medioambientales con menores efectos negativos sobre el crecimiento que los impuestos sobre el trabajo, eliminando exenciones e incentivos obsoletos al uso de combustibles fósiles (p. ej., en aviación y transporte marítimo), incentivando las inversiones e innovación en tecnologías limpias y su adopción y, de esta manera, facilitando el cumplimiento de los ambiciosos objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de ahorro de energía (European Commission, 2021).

Esta propuesta, sin embargo, está aún lejos de tener apoyo político suficiente en el Consejo Europeo (European Parliament, 2024) por múltiples razones, entre otras: impacto sobre la recaudación fiscal, efectos distributivos entre sectores, impacto sobre la renta disponible de los hogares, efectos sobre las industrias intensivas en energía que no pueden descarbonizarse mediante electrificación de consumos e impacto de la fiscalidad sobre los insumos¹⁰.

⁹ El acuerdo final, [anunciado el 14 de diciembre de 2023](#), será formalmente aprobado en la primera mitad de 2024.

¹⁰ La “regla de Diamond-Mirrlees”, por ejemplo, implica que los impuestos deben establecerse sobre los productos finales y no sobre productos intermedios (o insumos en la producción de otros bienes), para generar distorsiones en la eficiencia productiva en la economía (adicionales a las distorsiones que, inevitablemente, implica la fiscalidad sobre el consumo, la renta, etc.) (Diamond & Mirrlees, 1971a,b). En la práctica, el diseño de sistemas impositivos óptimos es una cuestión muy compleja (Stern, 1984; Mankiw et al., 2009).

5. Conclusión: una fiscalidad de la electricidad que daña la competitividad de las empresas electrointensivas

La creciente fiscalidad de la energía eléctrica en España tiene consecuencias negativas sobre el proceso de descarbonización de la economía, al dificultar la electrificación de consumos finales donde resulta eficiente, y pone en peligro la competitividad de las empresas industriales intensivas en energía eléctrica en un contexto complejo en los mercados europeos y globales.

Para evitar estos efectos perniciosos para la industria y la economía, en el corto plazo deberían tomarse medidas para aligerar las facturas eléctricas, principalmente reduciendo o eliminando impuestos y sobrecostes no relacionados con el suministro de electricidad. Si no existe consenso para avanzar en una reforma integral alineada con los principios recogidos en la propuesta de actualización de la Directiva sobre fiscalidad de la energía o en otras propuestas (como el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico), resulta urgente asegurar la reducción en la fiscalidad de la energía mediante la financiación de sobrecostes a través de los Presupuestos Generales del Estado u otras herramientas impositivas que no generen distorsiones para la competitividad del tejido productivo e industrial.

En el medio y largo plazo, deberán asegurarse incentivos y flujos de financiación para transformar el *mix* eléctrico en uno con cero emisiones netas, facilitando el proceso de electrificación. Además, deberá completarse el desarrollo del mercado interior de electricidad, evitando asimetrías entre mercados nacionales derivadas de fiscalidades distintas en cada país y deberá establecerse un sistema de señales económicas y fiscales que garantice la competitividad del sector industrial durante el proceso de descarbonización de la economía (p. ej., basado en la reforma de la Directiva sobre fiscalidad de la energía).

El papel de los Gobiernos en la determinación de las facturas eléctricas, a través de la definición de impuestos y cargos regulados, es una cuestión central en la actualidad en el debate sobre cómo debe enfocarse la política industrial en la UE (McWilliams et al., 2024). La relevancia de este tema irá en aumento, ya que el avance en la transición energética en los próximos años dependerá en gran medida de un incremento del grado de electrificación de la demanda de energía y del incremento de la cuota de energías renovables en el mix de generación de energía eléctrica.

6. Referencias

- AFRY. (2021). *Impacto del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE)*. https://aelec.es/wp-content/uploads/2021/11/AFRY_Informe_Impacto_FNSSE.pdf
- Antwerp Declaration. (2024). *The Antwerp Declaration for a European Industrial Deal*. <https://antwerp-declaration.eu/>
- Attinasi, M. G., Boeckelmann, L. & Meunier, B. (2023, 3 de julio). Unfriendly friends: Trade and relocation effects of the US Inflation Reduction Act. *VoxEU.org*. <https://cepr.org/voxeu/columns/unfriendly-friends-trade-and-relocation-effects-us-inflation-reduction-act>
- Banco de España. (2023). *Informe Anual 2022*. <https://doi.org/10.53479/29652>
- Bialek, S., Schaffranka, C. & Schnitzer, M. (2023, 17 de enero). The energy crisis and the German manufacturing sector: Structural change but no broad deindustrialisation to be expected. *VoxEU.org*. <https://cepr.org/voxeu/columns/energy-crisis-and-german-manufacturing-sector-structural-change-no-broad>
- Bushnell, J. & Novan, K. (2018). *Setting with the Sun: The Impacts of Renewable Energy on Wholesale Power Markets*. NBER Working Paper 24980. https://www.nber.org/system/files/working_papers/w24980/w24980.pdf
- Carpizo Bergareche, J. & Checa Regueiro, T. (2022a). *La fiscalidad del sector de la energía eléctrica en la actualidad*. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/la-fiscalidad-del-sector-de-la-energia-electrica/>
- Carpizo Bergareche, J. & Checa Regueiro, T. (2022b). *La fiscalidad del sector de la energía eléctrica en la actualidad. Actualización noviembre 2022*. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/la-fiscalidad-del-sector-de-la-energia-electrica/>

- Cepeda, M. & Saguan, M. (2016). Assessing long-term effects of demand response policies in wholesale electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 74, 142-152. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.023>
- Cevik, S., & Ninomiya, K. (2022). *Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe*. IMF Working Papers, 2022(220), A001. <https://doi.org/10.5089/9798400224362.001.A001>
- Comisión Europea. (2023, 28 de noviembre). *Preguntas y respuestas sobre la nueva lista de la UE de proyectos energéticos de interés común y mutuo* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ganda_23_6048
- Diamond, P. A., and James A. Mirrlees. (1971a). Optimal Taxation and Public Production I: Production Efficiency." *The American Economic Review*, 61 (1), 8–27. <http://www.jstor.org/stable/1910538>
- Diamond, Peter A., and James A. Mirrlees. (1971b). "Optimal Taxation and Public Production II: Tax Rules." *The American Economic Review*, 61(3), 261–78. <http://www.jstor.org/stable/1813425>
- European Commission. (2021, 14 de julio). *Revision of the Energy Taxation Directive (ETD): Questions and Answers* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ganda_21_3662
- European Commission. (2022). *The State Aid Temporary Framework*. https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/coronavirus/temporary-framework_en
- European Commission. (2023a, 28 de noviembre). *Commission sets out actions to accelerate the roll-out of electricity grids* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6044
- European Commission. (2023b). *Temporary Crisis and Transition Framework*. https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/temporary-crisis-and-transition-framework_en
- Fernández Gómez, J. (2024). *Reforma del Diseño del Mercado Eléctrico Europeo*. Cuadernos Orkestra 02/2024, Instituto Vasco de Competitividad-Fundación Deusto. <https://doi.org/10.18543/QMUZ5299>
- Gonseth, C., Cadot, O., Mathys, N. A. & Thalmann, P. (2015). Energy-tax changes and competitiveness: The role of adaptive capacity. *Energy Economics*, 48, 127-135. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.12.010>
- Grave, K., Hazrat, M., Boeve, S., von Blücher, F., Bourgault, C., Breitschopf, B., Friedrichsen, N., Arens, M., Aydemir, A., Pudlik, M., Duscha, V., Ordonez, J., Lutz, C., Großmann, A. & Flaute, M. (2015). *Electricity costs of energy intensive industries. An international comparison*. Ecofys-Fraunhofer-ISI-GWS. <https://doi.org/10.24406/publica-fhg-297725>
- Helistö, N., Johanndeiter, S. & Kiviluoma, J. (2023). The Impact of Sector Coupling and Demand-side Flexibility on Electricity Prices in a Close to 100% Renewable Power System. *19th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2023*, Lappeenranta, Finlandia. <https://doi.org/10.1109/EEM58374.2023.10161962>
- IEA. (2023). *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>
- IEA. (2024). *Electricity 2024*. <https://www.iea.org/reports/electricity-2024/executive-summary>
- International Monetary Fund. (2023). *Market Reforms in China's Power Sector*. IMF Staff Country Reports, 2023(081), A004. <https://doi.org/10.5089/9798400233517.002.A004>
- Linares Llamas, P., Suárez Varela, M. & Romero Mora, J. C. (2021). *Evaluación de las implicaciones distributivas del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico*. EsadeEcPol Brief #17. <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/evaluacion-de-las-implicaciones-distributivas-del-fondo-nacional-para-la-sostenibilidad-del-sistema-electrico/>
- Madafiglio et al. (2017). Impact of Demand Response in the Australian National Electricity Market with High Renewable Energy Penetration. *Asia Pacific Solar Research Conference 2017*. https://www.ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/031_B-Madafiglio_DI_Paper_Peer-reviewed.pdf
- Maguire, G. (2023, 21 de diciembre). China's power sector emissions to surpass 4 billion metric tons in 2023. *Reuters*. <https://www.reuters.com/markets/commodities/chinas-power-sector-emissions-surpass-4-billion-metric-tons-2023-2023-12-21/>

- Mankiw, N. G., Weinzierl, M. & Yagan, D. (2009). Optimal Taxation in Theory and Practice. *Journal of Economic Perspectives*, 23(4), 147-74. <https://doi.org/10.1257/jep.23.4.147>
- Matea Rosa, M., Martínez Casares, F. & Vázquez Martínez, S. (2021). El coste de la electricidad para las empresas españolas. *Boletín Económico Banco de España*, 1/2021. <https://www.bde.es/ff/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/ArticulosAnalitico/s/21/T1/descargar/Fich/be2101-art06.pdf>
- McWilliams, B., Sgaravatti, G., Tagliapietra, S. & Zachmann, G. (2024, 11 de enero). Europe's under-the-radar industrial policy: intervention in electricity pricing. *Bruegel Policy Brief*. https://www.bruegel.org/policy-brief/europes-under-radar-industrial-policy-intervention-electricity-pricing#footnote5_1jyntlj
- MITECO. (2023). *Borrador de Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf>
- Nelsen, A. (2016, 29 de septiembre). The rise and fall of fracking in Europe. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/sustainable-business/2016/sep/29/fracking-shale-gas-europe-opposition-ban>
- Rosenow, J., Thomas, S., Gibb, D., Baetens R., De Brouwer, A. & Cornillie, J. (2022). *Levelling the playing field: Aligning heating energy taxes and levies in Europe with climate goals*. <https://www.raponline.org/knowledge-center/aligning-heating-energy-taxes-levies-europe-climate-goals/>
- Seel et al. (2018). <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-high-variable-renewable>
- Serrano González, J. & Álvarez Alonso, C. (2021). Industrial electricity prices in Spain: A discussion in the context of the European internal energy market. *Energy Policy*, 148 (A), 111930. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111930>
- Sousa, J. & Soares, I. (2022). Demand response potential: An economic analysis for MIBEL and EEX. *Energy*, 44(A), 122624. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122624>
- Stern, N. (1984). Optimum Taxation and Tax Policy. *IMF Economic Review*. 31, 339–378. <https://doi.org/10.2307/3866796>
- Timera Energy. (2023, 16 de octubre). Crisis over? European gas market winter outlook [artículo de blog]. *Timera Energy Blog*. <https://timera-energy.com/crisis-over-european-gas-market-winter-outlook/>
- Wettengel, J. (2024, 19 de febrero). EU approves German subsidy scheme for slashing industry emissions. *Clean Energy Wire*. <https://www.cleanenergywire.org/news/eu-approves-german-subsidy-scheme-slashing-industry-emissions>