

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

EL FUTURO DE LA ENERGÍA



PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA es una revista que edita trimestralmente Funcas. La revista pretende ofrecer una información rigurosa y responsable de los problemas económicos españoles. Cinco son los criterios a los que PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA desea ajustar su contenido.

- La plena libertad intelectual de quienes colaboran en sus páginas.
- La responsabilidad de las opiniones emitidas y el respaldo riguroso de las afirmaciones realizadas mediante datos y pruebas que avalen los planteamientos efectuados y las soluciones propuestas.
- El compromiso de las opiniones con los problemas planteados. La economía española se encuentra ante uno de los mayores retos de su historia, y dar opiniones comprometidas en estos momentos es obligación ineludible de los profesionales más cualificados.
- La búsqueda y la defensa de los intereses generales en los problemas planteados.
- La colaboración crítica de los lectores, para que nuestros Papeles se abran al diálogo y la polémica, si fuera preciso, para buscar soluciones a problemas de la economía española.

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA se ofrece como un medio de expresión a cuantos se interesen por nuestros temas económicos, cumpliendo con el único requisito de la previa aceptación de las colaboraciones remitidas por el Consejo de Redacción que, sin embargo, respetuoso con la libertad intelectual no modificará las ideas, opiniones y juicios expresados por los autores ni tampoco se solidarizará con ellas.

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA está abierta a la colaboración de todos los investigadores que deseen aportar sus trabajos sobre temas referentes a la economía española. Los envíos de originales deberán hacerse al Departamento de Edición y Documentación de Funcas, Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid.

PAPELES
DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

174

2022

ISSN: 0210-9107



PATRONATO

ISIDRO FAINÉ CASAS (<i>Presidente</i>)	ANTÓN JOSEBA ARRIOLA BONETA
JOSÉ MARÍA MÉNDEZ ÁLVAREZ-CEDRÓN (<i>Vicepresidente</i>)	MANUEL AZUAGA MORENO
FERNANDO CONLLEDO LANTERO (<i>Secretario</i>)	CARLOS EGEA KRAUEL
	MIGUEL ÁNGEL ESCOTET ÁLVAREZ
	AMADO FRANCO LAHOZ
	PEDRO ANTONIO MERINO GARCÍA
	ANTONIO PULIDO GUTIÉRREZ
	VICTORIO VALLE SÁNCHEZ

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

DIRECTOR

Eduardo Bandrés Moliné

CONSEJO DE REDACCIÓN

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA (<i>Director</i>)	ELISA CHULIÁ RODRIGO
SANTIAGO CARBÓ VALVERDE	JUAN JOSÉ GANUZA
	RAYMOND TORRES

COORDINADORA DE EDICIÓN Y DOCUMENTACIÓN

Myriam González Martínez

PORTADA

©Advantia, Comunicación Gráfica, S.A.
Sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno,
paneles solares y parques eólicos en un entorno limpio. FOTO: SHUTTERSTOCK

EDITA

Funcas
Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

IMPRIME

Advantia Comunicación Gráfica, S.A.

Depósito legal:	M. 402-1980
ISSN:	0210-9107
Precio del número impreso:	20 €
Versión digital:	Gratuita
Periodicidad:	Trimestral
Materia:	Energía
Disponible en formato digital:	www.funcas.es



© FUNCAS. Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

«El futuro de la energía»

Coordinado por Pedro Linares Llamas

SUMARIO

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

El futuro de la energía

V

COLABORACIONES

Análisis de escenarios energéticos para España:	2	<i>Antonio F. Rodríguez Matas y Pedro Linares Llamas</i>
El futuro del petróleo y el gas natural en escenarios globales de rápida descarbonización:	22	<i>Jorge Blázquez y José M.^a Martín-Moreno</i>
¿Cuál será el coste de las tecnologías de generación eléctrica renovable en el futuro?:	34	<i>Pablo del Río y Christoph P. Kiefer</i>
Estrategias nacionales sobre el hidrógeno: elementos de diseño comunes y lecciones aprendidas:	51	<i>Santiago Serna Timo Gerres y Rafael Cossent</i>
Análisis de las necesidades de almacenamiento eléctrico de España en el horizonte 2030:	72	<i>Juan José Valentín Virseda José Pablo Chaves Ávila Pedro Linares Llamas y Andrés Ramos Galán</i>
El futuro de las redes eléctricas inteligentes:	92	<i>Miguel Ángel Sánchez Fornié Javier Matanza y Rafael Cossent</i>
¿Qué falta en el diseño de los mercados y las tarifas de electricidad de la Unión Europea para asegurar un suministro fiable y asequible en la transición energética?:	114	<i>Pablo Rodilla y Tomás Gómez</i>
El papel de la fiscalidad medioambiental en el ámbito energético: reflexiones para España:	143	<i>Marta Villar Ezcurra y Xavier Labandeira Villot</i>

La importancia de la eficiencia energética: evidencia reciente para España:	157	<i>Ibon Galarraga Elena López-Bernabé Cristina Ojeda María del Mar Solà y Amaia de Ayala</i>
Misión europea de ciudades hacia la neutralidad climática: una oportunidad para la transición energética en España:	176	<i>Julio Lumbreras Valentina Oquendo-Di Cosola Nayla Saniour Jaime Moreno-Serna Martín Sanz Tomás Conde y Luis López-Cózar</i>
La transición energética debe ser justa: tres grandes temas:	189	<i>Víctor Viñuales Edo Cecilia Foronda Díez Carlos Pesqué Castillo y Javier Tobías González</i>
El acceso universal a la energía:	208	<i>Eduardo Sánchez Jacob Santos José Díaz Pastor Pablo Dueñas Martínez Julio Eisman Valdés Fernando de Cuadra García Andrés González García e Ignacio Pérez Arriaga</i>
La Unión Europea rumbo a la neutralidad climática: con brújula y deriva:	228	<i>Lara Lázaro Touza y Gonzalo Escribano Francés</i>

AUN a riesgo de simplificar en exceso, e incluso de resultar provocador, creo que no es descabellado afirmar que el sistema energético global no ha sufrido cambios significativos en su configuración desde 1850. Desde la adopción masiva de la máquina de vapor o el comienzo de la explotación a gran escala del petróleo, los combustibles fósiles (primero carbón, luego petróleo y después gas natural) han dominado y siguen dominando el suministro energético global. La demanda de energía sigue utilizando masivamente estos combustibles fósiles para producir calor o electricidad, en calderas, turbinas o en motores de combustión. La introducción de la energía nuclear en la década de 1950, o la relativamente limitada contribución global de la energía hidráulica no alteran significativamente esta configuración. En 2021, los combustibles fósiles seguían aportando más de un 80 por 100 de la energía primaria global.

Incluso en el sector eléctrico, desde que en 1881 se pusiera en servicio la primera central eléctrica del mundo en el Reino Unido, y sobre todo, desde que en 1891 se comenzara a utilizar la corriente alterna para transportar la electricidad, la estructura sigue siendo muy similar: centrales de generación basadas en la energía hidráulica o en la producción de vapor (con combustibles fósiles o con energía nuclear), conectadas entre sí y con los consumidores mediante líneas de transporte de larga distancia.

Sin embargo, en los últimos años se viene anticipando una transformación radical de estos sistemas. Los avances tecnológicos de las energías renovables como la solar fotovoltaica y la eólica, y la necesidad cada vez más urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, asociadas al uso de combustibles fósiles, están impulsando lo que se conoce como la transición energética o climática. Además, al contrario que otras transiciones anteriores, que como bien nos cuenta Vaclav Smil, requirieron al menos cincuenta años para materializarse sin que supusieran un cambio significativo estructural, la transición actual deberá ser muy rápida si no queremos poner en riesgo el clima actual.

**EN LOS PRÓXIMOS
AÑOS EL SISTEMA
ENERGÉTICO DEBERÁ
PASAR DE ESTAR
DOMINADO POR
LOS COMBUSTIBLES
FÓSILES A BASARSE
EN ENERGÍAS
RENOVABLES DE
CARÁCTER VARIABLE,
QUE REQUERIRÁN
TECNOLOGÍAS
COMPLEMENTARIAS
PARA SU
ALMACENAMIENTO Y
UTILIZACIÓN**

Así, en los próximos años el sistema energético deberá pasar de estar dominado por los combustibles fósiles a basarse en energías renovables de carácter variable, que requerirán tecnologías complementarias para su almacenamiento y utilización. De una configuración eminentemente centralizada en su producción, tanto de combustibles como de electricidad, a otra mucho más descentralizada y en la que los pequeños agentes tendrán un papel mucho mayor. De una demanda fundamentalmente pasiva a una más reactiva, y mucho más electrificada.

El objetivo de este número es ayudar a los lectores a entender este nuevo y futuro sector energético. Para ello hemos contado con los principales expertos españoles, que analizan las implicaciones tecnológicas y económicas del nuevo marco al que nos dirigimos, desde las perspectivas para los principales tecnologías o combustibles, a las necesidades de innovación, organización o regulación, incluyendo por supuesto cuestiones éticas como el acceso a la energía o la justicia en la transición energética.

En el primer artículo, **Antonio F. Rodríguez Matas y Pedro Linares Llamas** ofrecen una panorámica de los distintos futuros posibles para el sector energético en 2030 y 2050, de acuerdo con los análisis de distintas organizaciones globales y nacionales. Aunque estos ejercicios están sujetos a un elevadísimo, y cada vez mayor, grado de incertidumbre, entender los distintos escenarios posibles es fundamental para prepararnos frente a ellos, diseñando estrategias robustas y flexibles ante la incertidumbre, y en algunos casos, incluso tratar de evitarlos.

Los estudios globales dibujan dos tipos de escenarios: unos continuistas, en los que la demanda de energía, basada en combustibles fósiles aunque también con un muy importante crecimiento de las energías renovables, aumenta empujada por los países en desarrollo, con las evidentes consecuencias negativas para las emisiones de gases de efecto invernadero; y otros en los que se logra descarbonizar las economías, aunque para ello será necesario movilizar unos grandes volúmenes de inversión. Así, algunos estudios indican que puede ser preciso multiplicar por 3-5 la tasa anual de instalación de renovables, o por 25 el despliegue de baterías. También será necesario un despliegue masivo de vehículos eléctricos o bombas de calor, o de sistemas de producción de hidrógeno. Se estima que habrá que doblar la inversión actual anual en infraestructuras energéticas durante las próximas tres décadas.

Todos los escenarios apuntan a una creciente volatilidad de los precios energéticos, como estamos viviendo desgraciadamente en la actualidad. Además, ningún escenario prevé la desaparición completa de los combustibles fósiles en 2050, por lo que todavía existirá una exposición significativa a esta volatilidad. Aunque la evolución tecnológica dirigirá en gran medida la evolución del sector, los estudios apuntan también a la gran importancia de las políticas públicas y de los cambios de comportamiento de los consumidores.

También señalan los autores las diferencias que existen incluso en los escenarios de descarbonización en cuanto a las tecnologías necesarias: algunos estudios consideran que la captura y secuestro de carbono, o la energía nuclear, serán esenciales, mientras que otros se apoyan fundamentalmente en las energías renovables. También subrayan la importancia de acometer transiciones bien planificadas, comenzando lo antes posible y sin acelerones bruscos que pueden elevar los costes de la transición.

Profundizando en estos escenarios, **Jorge Blázquez** y **José M.^a Martín-Moreno** nos ofrecen una visión estructurada del papel que pueden jugar los combustibles fósiles (fundamentalmente petróleo y gas, que suponen un 60 por 100 del total de la energía primaria global) en la transición energética. Así, comienzan recordando que el IPCC prevé una reducción del consumo de petróleo del 60 por 100 y del de gas en un 45 por 100 en un escenario que limita el calentamiento global a 1,5 °C, pero solo del 30 y del 15 por 100 respectivamente si el calentamiento llega a los 2 °C. Esto tiene evidentes consecuencias sobre la necesidad de invertir en nuevas fuentes de petróleo y gas: desde estudios que señalan que no es necesaria esta inversión, hasta llamamientos a replanteárselo (en parte asociados a la crisis asociada a la invasión de Ucrania). El contexto es pues de elevadísima incertidumbre.

Los autores muestran cómo los distintos ejercicios de prospectiva tienden a mostrar una demanda estable de petróleo hasta 2030 (aunque con una cierta tendencia a la baja) para luego reducirse en un 50-75 por 100 en 2050. La mayor caída se produce en el sector del transporte rodado, por la electrificación y la mejora de eficiencia. En cambio, la aviación quizá siga utilizando un importante volumen de petróleo en 2050. Pero el principal sector demandante de petróleo en 2050 será el petroquímico, que supondrá entre un 40 y un 50 por 100 de su demanda total (salvo que se limite la utilización de plásticos).

TAMBIÉN SUBRAYAN LA IMPORTANCIA DE ACOMETER TRANSICIONES BIEN PLANIFICADAS, COMENZANDO LO ANTES POSIBLE Y SIN ACELERONES BRUSCOS QUE PUEDEN ELEVARE LOS COSTES DE LA TRANSICIÓN

EL IPCC PREVÉ UNA REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE PETRÓLEO DEL 60 POR 100 Y DEL DE GAS EN UN 45 POR 100 EN UN ESCENARIO QUE LIMITA EL CALENTAMIENTO GLOBAL A 1,5 °C

EL PRINCIPAL SECTOR DEMANDANTE DE PETRÓLEO EN 2050 SERÁ EL PETROQUÍMICO, QUE SUPONDRÁ ENTRE UN 40 Y UN 50 POR 100 DE SU DEMANDA TOTAL

En cuanto al gas natural, se prevé una estabilización o incluso un crecimiento de su demanda hasta 2030, consistente con ese potencial papel del gas como «puente» en la descarbonización. Esta idea, sin embargo, es cuestionada por algunos investigadores que alegan que este papel del gas puede retrasar la reducción de emisiones. A más largo plazo, la demanda de gas también cae, pero menos que la de petróleo. La magnitud de esta caída dependerá además de la viabilidad de los procesos de captura de carbono, que son aplicables al gas natural. El gas se muestra pues más resiliente al proceso de descarbonización.

En cuanto a la producción de estos combustibles, el factor más reseñable es su concentración en los países OPEP, en particular los de la península arábiga, con menores costes de producción y menor intensidad de carbono. Por otra parte, los escenarios de precios son muy distintos según los estudios: los del IPCC muestran una tendencia creciente en términos reales, ya que las restricciones de oferta parecen jugar un papel mayor que las reducciones de la demanda. En cambio, tanto la Agencia Internacional de la Energía como BP prevén sendas descendentes de precios.

El otro gran grupo de recursos energéticos, fundamental para la transición, son las energías renovables. **Pablo del Río** y **Christoph P. Kiefer** analizan una cuestión fundamental para lograr una energía asequible en el futuro: la evolución futura de los costes de las tecnologías renovables que se prevén juegue un mayor papel en los escenarios energéticos descarbonizados. Esta evolución determinará además la rapidez de la penetración de estas tecnologías en el sector eléctrico, así como la competencia entre la electricidad y otros combustibles, algo esencial también para la descarbonización.

Para ello realizan una revisión sistemática de la literatura, identificando los rangos más probables de costes normalizados (*LCOE, levelized electricity cost*). Aunque la utilización de este indicador presenta algunos problemas, su amplia utilización y transparencia lo ha convertido en la métrica más popular para evaluar costes de las tecnologías de generación eléctrica. Los autores han consultado cuatro tipos de estudios: basados en curvas de aprendizaje, en encuestas a expertos, en evaluaciones ingenieriles, y en resultados de subastas, describiendo las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos, concluyendo que lo mejor es combinarlos para tener estimaciones más robustas (aunque en general señalan que todos los métodos suelen subestimar el efecto del progreso tecnológico).

Como resultado de esta revisión los autores presentan unas curvas de evolución del coste normalizado de la solar fotovoltaica, eólica terrestre y marina, y solar termoeléctrica. Los rangos de costes en 2030 se sitúan para la eólica terrestre entre 16 y 129 €/MWh, entre 43 y 178 €/MWh para la eólica marina, entre 31 y 152 €/MWh para la solar fotovoltaica de techo y entre 14 y 117 €/MWh para suelo y de entre 44 y 105 €/MWh para la solar termoeléctrica. Los rangos de costes a 2050 serían menores, y a un nivel inferior, de entre 15 y 40 €/MWh para la eólica terrestre, de entre 25 y 80 €/MWh para la eólica marina, de entre 9 y 83 €/MWh para la solar fotovoltaica y de entre 45 y 101 €/MWh para la solar termoeléctrica. Todas las tecnologías experimentarán reducciones significativas en sus costes, en particular la eólica marina y la solar termoeléctrica. Por supuesto, también subrayan la gran incertidumbre a la que están sometidas estas estimaciones.

**TODAS LAS
TECNOLOGÍAS
EXPERIMENTARÁN
REDUCCIONES
SIGNIFICATIVAS EN
SUS COSTES, EN
PARTICULAR LA EÓLICA
MARINA Y LA SOLAR
TERMOELÉCTRICA**

Para terminar con la revisión de las tecnologías y recursos de producción de energía, y como ya se ha señalado anteriormente, un vector energético que puede jugar un papel muy relevante en el futuro del sector energético es el hidrógeno. **Santiago Serna, Timo Gerres, y Rafael Cossent** repasan las distintas estrategias nacionales sobre el hidrógeno, tratando de identificar elementos comunes de diseño y extraer conclusiones que puedan ayudar a comprender mejor el contexto internacional y evaluar las implicaciones del uso del hidrógeno.

En general, las estrategias analizadas consideran que el hidrógeno verde (producido con energías renovables) será el predominante, aunque en algunas fases el hidrógeno azul (obtenido del gas natural, con captura de carbono) podría ser mayoritario, sobre todo en aquellos países con abundantes recursos de gas, como Australia, Canadá, Colombia o Sudáfrica, o en los que no cuentan con recursos renovables suficientes, como Japón o Corea del Sur. En cuanto a sus usos prioritarios a medio plazo, las hojas de ruta apuntan a la producción de amoníaco, o a la sustitución del hidrógeno gris actual. La mayoría de las estrategias también incluyen su uso para la producción de acero (aunque curiosamente no así en el caso de Corea del Sur, un importante productor de este material), o para producción de combustibles sintéticos para transporte marítimo o aéreo. El uso para calefacción o con fines térmicos, o para el sector eléctrico, es mucho más variable en las distintas estrategias.

**EN LAS PRIMERAS
FASES EL USO DEL
HIDRÓGENO SERÁ
LOCAL Y POR TANTO
NO REQUERIRÁ
DESPLIEGUE DE
INFRAESTRUCTURAS
DE TRANSPORTE**

Su análisis también concluye que en las primeras fases el uso del hidrógeno será local y por tanto no requerirá despliegue de infraestructuras de transporte, aunque por otra parte todas las estrategias mencionan la posibilidad de reutilizar las redes de gas existentes a medio y largo plazo. También contemplan la existencia de mercados globales de hidrógeno, y de hecho muchos países contemplan la posibilidad de convertirse en grandes exportadores de hidrógeno (Canadá, Chile o Marruecos) hacia Europa o Asia. Por último, todas las estrategias identifican distintas políticas de apoyo para impulsar el hidrógeno. Las más populares son la financiación de la I+D y los marcos regulatorios y de normalización. También se mencionan los impuestos al carbono, las garantías de origen, o los incentivos fiscales.

Como acabamos de mencionar, el uso del hidrógeno para el sector eléctrico está sujeto a numerosas incertidumbres, dado que existen distintas tecnologías que se pueden utilizar para almacenar la electricidad, que se necesitarán en distinta medida en función de la evolución de la configuración de los distintos sistemas eléctricos. **Juan José Valentín Vírveda, José Pablo Chaves Ávila, Pedro Linares Llamas, y Andrés Ramos Galán**, analizan las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico peninsular en España en el horizonte 2030, un sistema y escenario que proporciona una buena referencia para otros sistemas similares.

**CUANDO SE DA
FLEXIBILIDAD DE
OPERACIÓN A
LA HIDRÁULICA,
Y SE ACTIVA LA
PARTICIPACIÓN DE
LA DEMANDA, LAS
NECESIDADES DE
ALMACENAMIENTO
SON RELATIVAMENTE
MODESTAS**

Los autores, mediante un modelado de la inversión y la operación del sistema eléctrico español, y asumiendo un porcentaje de penetración muy elevado de energías renovables variables, estiman que será necesario invertir en baterías y en nuevas centrales de bombeo hidráulico para poder mantener la seguridad de suministro eléctrico en el sistema español. Sin embargo, esto dependerá, en particular, del papel que jueguen dos opciones de gran importancia en el sistema español: la energía hidráulica regulable y la gestión de la demanda. Cuando se da flexibilidad de operación a la hidráulica, y se activa la participación de la demanda, las necesidades de almacenamiento son relativamente modestas. Sin embargo, si la hidráulica se opera de forma convencional, o si no se logra activar a la demanda, los ciclos combinados de gas deberán ser los que aseguren el suministro.

Otra conclusión de gran interés del estudio es que, si se invierte en el almacenamiento suficiente para asegurar la seguridad de suministro en un escenario pesimista (un año de baja producción hidráulica), este almacenamiento no podrá recuperar sus costes en un año me-

dio, por lo que serán necesarios mecanismos de apoyo específicos para asegurar la fiabilidad del sistema, que deberían ser tecnológicamente neutros a la vista de las incertidumbres aún existentes para las distintas tecnologías.

Una vez analizadas las tecnologías de generación y almacenamiento de energía, es preciso entender el papel que puedan jugar las redes eléctricas en un modelo energético más distribuido y variable. **Miguel Ángel Sánchez Fornié, Javier Matanza y Rafael Cossent** explican la transformación que deberán experimentar las redes actuales para adaptarse a este nuevo contexto, y que pasará fundamentalmente por una digitalización de todos los sistemas relacionados con las redes.

Esta digitalización permitirá a su vez transformar los modelos de negocio de producción y consumo de electricidad. De un paradigma históricamente lineal y jerarquizado se pasará a otro mucho más descentralizado y horizontal. Los autores describen los nuevos elementos que se conectarán a la red de distribución, como la generación distribuida, el almacenamiento y los vehículos eléctricos; y también los nuevos actores y modelos de negocio para la gestión de recursos tanto de generación, demanda o almacenamiento, con objeto de ofrecer nuevos servicios tanto a los usuarios finales como a los gestores del sistema: comunidades energéticas, mercados de flexibilidad local, o agregadores.

Los autores identifican los cambios regulatorios necesarios para que estos modelos de negocio puedan establecerse en el sistema, y para que la operación y la planificación de las redes pueda adaptarse al nuevo paradigma. Fundamentalmente, será necesario modificar los marcos retributivos, las directrices sobre planificación, y poner en marcha los bancos de pruebas regulatorios. También indican los elementos de innovación que deben acompañar a todo el proceso de transformación, y los sistemas de formación necesarios.

Como ya se ha mencionado en varios de los artículos anteriores, muchas de las soluciones planteadas requerirán que existan mercados de energía y de electricidad capaces de trasladar las señales adecuadas a productores y consumidores. **Pablo Rodilla y Tomás Gómez San Román** repasan las tendencias en el diseño de mercados mayoristas y minoristas de electricidad en la Unión Europea, y los elementos necesarios para asegurar un suministro fiable y asequible en la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado.

**ESTA DIGITALIZACIÓN
PERMITIRÁ A SU
VEZ TRANSFORMAR
LOS MODELOS
DE NEGOCIO DE
PRODUCCIÓN Y
CONSUMO DE
ELECTRICIDAD**

LOS MERCADOS A PLAZO, COMPONENTE ESENCIAL DE LO ANTERIOR, NO ESTÁN SUFICIENTEMENTE DESARROLLADOS EN EUROPA

Los autores parten de dos pilares que consideran fundamentales: permitir que todos los recursos vendan en competencia los productos que tienen valor para el sistema, y que las señales de precio sean lo más eficientes posibles para incentivar respuestas adecuadas de los agentes. En ese contexto, nos recuerdan que actualmente los mercados a plazo, componente esencial de lo anterior, no están suficientemente desarrollados en Europa, para lo que proponen una serie de acciones que permitan contar con estos mercados, fundamentales para sistemas con alta penetración de energías renovables. Los mercados de capacidad desplegados hasta ahora en algunos países europeos pueden ser una referencia, aunque con elementos mejorables. Los autores también repasan las características actuales y las posibles mejoras de los mercados de corto plazo.

En cuanto a los mercados minoristas, observan que el nivel de armonización a escala europea es muy inferior, y su dinámica (medida por la tasa de cambio de proveedor) más baja de lo deseado, lo que en parte explica un mayor nivel de intervención pública. A este respecto, los autores discuten en profundidad las distintas opciones para la cobertura de riesgos de los consumidores, concluyendo que las opciones de fiabilidad y las opciones de asequibilidad son las que presentan mejores características. Finalmente, también analizan el diseño de la tarifa y los mercados locales de flexibilidad, planteando los principios fundamentales a seguir y los retos regulatorios para su correcta implantación.

Por supuesto, los mercados por sí mismos no serán capaces de enviar las señales económicas adecuadas si no recogen las numerosas externalidades presentes. El papel de la fiscalidad energética y ambiental es esencial, tal como se defiende en el reciente Libro Blanco para la reforma fiscal en España, cuyos contenidos en el ámbito de la energía y el medio ambiente nos resumen **Marta Villar** y **Xavier Labandeira Villot**. En su artículo, los autores defienden que la fiscalidad medioambiental y de la energía es esencial para lograr los ambiciosos objetivos fijados en las normas españolas y europeas.

Desgraciadamente, su diagnóstico de la situación actual no es positivo: el sistema fiscal actual no contribuye eficazmente al logro de los compromisos españoles en el ámbito medioambiental asociados al cambio climático, la transición energética y la descarbonización, acuciantes temporalmente. Las razones están en un reducido peso de estos impuestos, una regulación compleja y asistemática, y poca

EL SISTEMA FISCAL ACTUAL NO CONTRIBUYE EFICAZMENTE AL LOGRO DE LOS COMPROMISOS ESPAÑOLES EN EL ÁMBITO MEDIOAMBIENTAL ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO, LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA DESCARBONIZACIÓN

coordinación territorial. Frente a esta situación, formulan dos mensajes principales: proteger el medioambiente es un reto para la humanidad ligado a los objetivos de desarrollo sostenible y fuente de diversos compromisos internacionales para España, y la fiscalidad tiene un papel esencial como lo tiene también la realización efectiva del principio de «quien contamina paga» en el contexto de las políticas medioambientales. Es preciso actuar, además, con gradualismo y atención a la coyuntura socio-económica, compensando a los colectivos afectados por sus efectos y protegiendo la competitividad.

Para lograrlo, formulan diecinueve propuestas, acompañadas de simulaciones ilustrativas de su impacto. Y todo ello en el marco de un decálogo de directrices para la fiscalidad ambiental, que deben cubrir aspectos como respetar el principio de «quien contamina paga», asegurar su coordinación con otros instrumentos, respetar los niveles competenciales, ser gradual en su implantación, o establecer medidas compensatorias para colectivos vulnerables. También subrayan la importancia de aprovechar las experiencias adquiridas en otros países.

Las áreas prioritarias de actuación de la reforma fiscal serían el fomento de la electrificación y la movilidad sostenible. Respecto a la primera, los autores proponen una reducción de la carga fiscal general actualmente soportada por la electricidad, que tendría un efecto progresivo, y cuyos impactos recaudatorios y medioambientales negativos podrían compensarse con medidas aplicadas en otros sectores. Para favorecer la movilidad sostenible sería necesario la reforma de la tributación de los combustibles de aviación, marítimos y agrarios; el establecimiento de un impuesto sobre los billetes de avión; la igualación y elevación de los impuestos que se aplican sobre gasolina y diésel de automoción; la reforma del IEDMT para favorecer una flota de vehículos sostenible; la modificación del IVTM para penalizar a las tecnologías que más contaminan; la creación de impuestos municipales sobre la congestión en determinadas ciudades; la consideración de impuestos por uso de determinadas infraestructuras viarias; y, más a medio plazo, el establecimiento de un impuesto sobre el uso del vehículo que sustituya a la mayoría de los impuestos existentes.

Uno de los objetivos de los mercados y señales económicas descritas en los artículos anteriores es el promover un nivel adecuado de eficiencia energética por parte de los consumidores. **Ibon Galarraga, Elena López-Bernabé, Cristina Ojeda, María del Mar Solà, y Amaia de Ayala** nos presentan la evidencia reciente para España en

**LAS ÁREAS
PRIORITARIAS
DE ACTUACIÓN
DE LA REFORMA
FISCAL SERÍAN EL
FOMENTO DE LA
ELECTRIFICACIÓN
Y LA MOVILIDAD
SOSTENIBLE**

cuanto a las distintas barreras a las que se enfrenta el ahorro energético, y también revisan los instrumentos de política pública que serían necesarios para superar las citadas barreras.

A partir de la constatación de los ambiciosos objetivos de la Unión Europea para reducir su consumo de energía final, y de la llamada paradoja de la eficiencia energética (el hecho de que la inversión en eficiencia sea inferior a lo que correspondería de acuerdo con sus beneficios económicos y ambientales), los autores identifican las principales barreras y factores que explican dicha paradoja, y ofrecen un cuadro resumen de gran utilidad en el que enumeran las distintas políticas que se pueden utilizar para superar las barreras, y los impactos mostrados por la literatura internacional. El cuadro muestra que los impactos logrados por las políticas no siempre son positivos, lo que apunta a la importancia de un buen diseño de las mismas.

CONCLUYEN QUE LA EFICIENCIA NO ES EL ATRIBUTO MÁS IMPORTANTE EN LA DECISIÓN DE COMPRA, Y QUE SERÁ NECESARIO COMBINAR DISTINTOS INSTRUMENTOS PARA REFORZAR LOS IMPACTOS POSITIVOS DE LAS MISMAS

A continuación, los autores ofrecen algunas lecciones respecto al diseño de políticas, obtenido a partir de distintos trabajos de investigación realizados en España que estudian elementos cuantitativos y cualitativos relacionados con la adopción de distintas tecnologías de ahorro energético. En particular, analizan el papel que las percepciones de los agentes pueden jugar a la hora de aceptar y responder a distintas políticas, y concluyen que la eficiencia no es el atributo más importante en la decisión de compra, y que será necesario combinar distintos instrumentos para reforzar los impactos positivos de las mismas. Por ejemplo, combinando impuestos con ayudas focalizadas y con estándares. Otra de las lecciones aprendidas es el importante desconocimiento de los consumidores sobre los ahorros energéticos y monetarios que podrían lograr, y que podría corregirse con un mejor diseño de las etiquetas energéticas o con otros instrumentos de información. La tercera lección es la importancia de la heterogeneidad de los agentes, que puede requerir actuaciones distintas en función de sus características o su localización geográfica.

Uno de los entornos fundamentales para que la transición energética tenga lugar son las ciudades, en las que se consume el 65 por 100 de la energía mundial. Y una de las áreas fundamentales en las que incidir en la eficiencia energética son los edificios, no solo por las mejoras en términos de energía o emisiones, sino también por los co-beneficios que pueden lograrse en términos de empleo o de calidad de vida (véase también el artículo de Viñuales *et al.*). El artículo de **Julio Lumbreras, Valentina Oquendo-Di Cosola, Nayla**

Saniour, Jaime Moreno-Serna, Martín Sanz, Tomás Conde y Luis López-Cózar, explora el diseño de un programa de rehabilitación energética masiva en España, como un ejemplo de innovación para la transformación urbana, en el contexto de la Misión europea para lograr que 100 ciudades sean climáticamente neutras e inteligentes antes de 2030.

El artículo plantea la necesidad de evolucionar hacia modelos de negocio y de colaboración que permitan movilizar de forma masiva la financiación público-privada en las ciudades a través de enfoques multiactor y multinivel. Las estimaciones indican que la transformación urbana necesaria para alcanzar ciudades climáticamente neutras requiere una inversión de entre 10.000 y 30.000 euros por habitante en los próximos ocho años, que se sitúa muy por encima de los presupuestos municipales habituales. Será necesario poner en marcha soluciones transformadoras desde un punto de vista social, económico y medioambiental, que se materialicen en modelos de negocio tangibles, capaces de compensar la falta de recursos públicos y de involucrar a inversores privados con distintos intereses en términos de riesgo e impacto, y todo ello con una visión de largo plazo.

Los autores identifican las principales barreras para la rehabilitación masiva de edificios, y plantean posibles actuaciones para superarlas. En particular, proponen involucrar a la ciudadanía de forma masiva; crear marcos estratégicos para las actuaciones; o diseñar mecanismos innovadores de financiación. Frente a ello, plantean un programa de rehabilitación energética masiva en ocho ciudades españolas, estructurado a partir de una hoja de ruta que orienta el trabajo en fases evolutivas y que debe ser adaptada a cada ciudad, y cuyos elementos fundamentales se describen en el artículo.

Ahora bien, todas las propuestas de actuación formuladas por los distintos artículos recogidos hasta el momento solo podrán tener lugar si la sociedad las acepta. Y para ello es fundamental asegurar que la transición energética sea justa y sea vista como tal, tal como nos explican **Víctor Viñuales Edo, Cecilia Foronda Diez, Carlos Pesqué Castillo y Javier Tobías González**. Los autores defienden que esto es particularmente complejo dada la urgencia de las actuaciones necesarias, el cortoplacismo electoral generalizado, y la búsqueda de resultados a corto plazo.

LA TRANSFORMACIÓN URBANA NECESARIA PARA ALCANZAR CIUDADES CLIMÁTICAMENTE NEUTRAS REQUIERE UNA INVERSIÓN DE ENTRE 10.000 Y 30.000 EUROS POR HABITANTE EN LOS PRÓXIMOS 8 AÑOS, QUE SE SITÚA MUY POR ENCIMA DE LOS PRESUPUESTOS MUNICIPALES HABITUALES

SE DEBEN ESTABLECER NUEVAS MEDIDAS PARA LA PROTECCIÓN DE LOS COLECTIVOS EN SITUACIÓN DE POBREZA ENERGÉTICA Y PRIORIZARLES EN LAS AYUDAS DE REHABILITACIÓN ENERGÉTICA DE VIVIENDAS Y EL AUTOCONSUMO PARA GARANTIZAR QUE LA TRANSICIÓN A UN MODELO DESCARBONIZADO NO DEJE A NADIE ATRÁS

En este contexto, profundizan en tres de los grandes temas de la transición justa en países como el nuestro: la pobreza energética, la rehabilitación de viviendas, y el desarrollo de las comunidades energéticas locales. Los autores consideran necesario llevar a cabo una reforma del sistema eléctrico y de la conformación de nuestra factura, que facilite y permita la aceptación cultural de la electrificación. Además, se deben establecer nuevas medidas para la protección de los colectivos en situación de pobreza energética y priorizarles en las ayudas de rehabilitación energética de viviendas y el autoconsumo para garantizar que la transición a un modelo descarbonizado no deje a nadie atrás. Algunas de estas cuestiones, como el diseño del mercado eléctrico o de la tarifa, o las comunidades energéticas, ya han sido discutidas también en artículos anteriores, a veces con planteamientos aparentemente divergentes.

Los autores proponen tratar de convertir los importantes retos sociales asociados a la transición energética en oportunidades no solo para reducir nuestras emisiones, sino también para fomentar la comunidad, el uso razonable de la energía, el desarrollo rural, el reconocimiento del derecho a la energía y la calidad democrática.

Los elementos descritos anteriormente son de aplicación fundamentalmente a países desarrollados. Pero la transición energética justa a nivel global también debe tener en cuenta la situación de los países en desarrollo, en muchos de los cuales el primer reto es lograr un acceso universal a formas avanzadas de energía. **Eduardo Sánchez Jacob, Santos J. Díaz Pastor, Pablo Dueñas Martínez, Julio Eisman Valdés, Fernando de Cuadra García, Andrés González García e Ignacio Pérez Arriaga**, examinan la evolución y perspectivas del acceso a la energía, prestando particular atención al África Subsahariana, identificando las principales barreras a superar, y las medidas que se deben poner en marcha para acelerar un proceso que va más lento de lo deseado.

Respecto a las barreras a superar en el ámbito eléctrico, se describen las áreas con menor acceso —que incluyen las zonas rurales, remotas y poco pobladas, los asentamientos urbanos precarios, y los campos de refugiados—, así como los colectivos más vulnerables por tener un bajo poder adquisitivo o sufrir un desplazamiento forzoso. Se señalan como elementos críticos mejorar el funcionamiento del segmento de la distribución eléctrica y aumentar la inversión privada en redes de distribución. En el ámbito del cocinado moderno, se abor-

dan las barreras relacionadas con el nivel económico, las estrategias poco acertadas de promoción de «cocinas mejoradas» (*ICS, improved cookstoves*), gas licuado del petróleo y tecnologías de bajo potencial, la falta de un enfoque multitecnología en el hogar, la ausencia de una planificación rigurosa a nivel nacional, y la dificultad de las mujeres para influir en la agenda pública.

La sección dedicada a las propuestas empieza con una breve descripción de los principales actores que participan en este sector, los principales consensos internacionales y algunos planteamientos prometedores. En el ámbito eléctrico, se presenta el Marco Integrado para la Distribución (*Integrated Distribution Framework, IDF*), un enfoque reciente que da respuesta a los retos de la distribución de electricidad «en la última milla», se establecen los principios necesarios para el éxito de la electrificación, se explica el potencial de las concesiones para garantizar la universalidad en los programas de electrificación, y finalmente se propone una taxonomía para medir el éxito de estos programas. En el ámbito del cocinado moderno o «cocinado limpio», se destaca la necesidad de una nueva visión sobre el cocinado, de un mayor liderazgo del sector energético en la resolución del problema, de una apuesta decidida por el uso de la electricidad para cocinar, y de una planificación integrada a nivel nacional.

Entre las principales conclusiones del trabajo destaca la necesidad de un mayor compromiso político en cada país, y en particular del sector de la energía, que permita desarrollar nuevos instrumentos adaptados a las necesidades reales. Se propone el enfoque del *Integrated Distribution Framework* para la electricidad, y una nueva visión del cocinado que considere la biomasa como una fuente transitoria que debe desaparecer en el medio y largo plazo, y que apueste decididamente por el uso de la electricidad. La estrategia tiene que abordar de manera consistente aspectos técnicos, regulatorios, financieros y sociales: es necesaria una planificación geoespacial integrada, un modelo de negocio y un marco regulatorio favorables, un plan financiero que muestre su viabilidad y sostenibilidad a largo plazo, y asegurarse de que el proceso de electrificación y el cocinado moderno responden a las necesidades reales de las comunidades.

Para concluir el número, **Lara Lázaro Touza y Gonzalo Escribano Francés** analizan el contexto europeo en el que se ha planteado y en el que se tendrá que desarrollar la transición energética. En un contexto de incertidumbre radical y deterioro de las expectativas econó-

EN EL ÁMBITO DEL COCINADO MODERNO O «COCINADO LIMPIO», SE DESTACA LA NECESIDAD DE UNA NUEVA VISIÓN SOBRE EL COCINADO, DE UN MAYOR LIDERAZGO DEL SECTOR ENERGÉTICO EN LA RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA, DE UNA APUESTA DECIDIDA POR EL USO DE LA ELECTRICIDAD PARA COCINAR, Y DE UNA PLANIFICACIÓN INTEGRADA A NIVEL NACIONAL

micas, la Unión Europea mantiene su compromiso de liderar la transición hacia una economía baja en carbono. Sin embargo, para ello se enfrenta a numerosos retos: asegurar la seguridad del suministro, diversificar fuentes energéticas y proveedores, reducir la dependencia energética de Rusia, adaptarse a la volatilidad de los precios de la energía y asegurar la aceptación de las políticas de descarbonización.

Tras repasar las distintas fases históricas de la política energética y climática de la Unión Europea, y su contribución a las negociaciones climáticas internacionales, los autores detallan las características del Pacto Verde Europeo, que marca el futuro de la acción europea en materia de energía y clima, y será el que guíe el nuevo modelo de desarrollo de la UE en el s. XXI así como, en parte, sus relaciones externas. A continuación describen el paquete de medidas *Fit for 55*, actualmente en fase de negociación, diseñado para responder a los objetivos del Plan Verde, y que incluye cambios en el mercado europeo de emisiones, políticas de transporte, energías renovables, eficiencia energética, fiscalidad, y también un fondo social para compensar a los perdedores de la transición. Finalmente, describen el plan de recuperación pos-COVID-19, *NextGenerationEU*, así como el *REPowerEU*, el conjunto de medidas diseñadas en respuesta a la invasión rusa de Ucrania y a la necesidad de prescindir de los combustibles de origen ruso.

**LOS AUTORES
NOS RECUERDAN
QUE LA INVASIÓN
RUSA DE UCRANIA
PROPORCIONA EL
EMPUJE POLÍTICO
—AL MENOS EN
LAS NARRATIVAS—,
EL APOYO
SOCIAL Y, COMO
CONSECUENCIA,
LA VENTANA DE
OPORTUNIDAD
PARA ABORDAR
LOS OBJETIVOS
ENERGÉTICO-
CLIMÁTICOS CON UNA
URGENCIA INÉDITA**

A este respecto, los autores nos recuerdan que la invasión rusa de Ucrania proporciona el empuje político —al menos en las narrativas—, el apoyo social y, como consecuencia, la ventana de oportunidad para abordar los objetivos energético-climáticos con una urgencia inédita. No obstante, el complicado contexto, determinadas políticas macroeconómicas y los impactos asimétricos de la transición energética pueden desacelerar la marcha hacia un modelo de desarrollo hipocarbónico.

Por último, me gustaría agradecer a Funcas su confianza a la hora de editar este número, y a los autores su generosidad en compartir sus abundantes conocimientos y su tiempo. Animo a todos los lectores a aprovechar esta oportunidad para conocer mejor el futuro energético que nos espera.

COLABORACIONES

Resumen

Este artículo revisa las distintas visiones del futuro del sector energético publicadas por distintas organizaciones, tanto a nivel global como nacional. El alcance temporal de la mayoría de estos escenarios es a 2030 y 2050. El análisis aquí realizado trata de arrojar luz sobre aquellos aspectos clave que van a influir en las condiciones del sector energético español de cara a la definición de su estrategia a largo plazo, y también a un mejor entendimiento de los grandes retos y oportunidades del sector energético a futuro.

Palabras clave: escenarios energéticos, planificación energética, transición energética, sector energético español, cambio climático.

Abstract

This article reviews the different visions of the future of the energy sector published by different organizations, both globally and nationally. The time scope of most of these scenarios is 2030 and 2050. The analysis carried out here tries to highlight those key aspects that are going to influence the conditions of the Spanish energy sector. It is essential for the definition of long-term strategies and a better understanding of the great challenges and opportunities of the energy sector in the future.

Keywords: energy scenarios, energy planning, energy transition, Spanish energy sector, climate change.

JEL classification: N70, O13, Q40.

ANÁLISIS DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA ESPAÑA

Antonio F. RODRÍGUEZ MATAS

Pedro LINARES LLAMAS

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

LA planificación energética no es una tarea sencilla. El largo plazo de las inversiones asociadas a estos negocios, fundamentalmente infraestructuras con una elevada vida útil y alto coste inicial, se enfrenta a una creciente incertidumbre desde el lado de la demanda de energía. Y la complejidad está aumentando en los últimos tiempos, fundamentalmente debido a dos aspectos.

Por un lado, la necesidad de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera que obliga a descarbonizar paulatinamente el suministro energético, está impulsando el desarrollo de nuevas fuentes bajas en carbono. Así, la creciente competitividad de las energías renovables, en particular la energía eólica y la energía solar, puede crear un cambio radical tanto en la contribución de las fuentes energéticas convencionales como en la configuración de las redes de electricidad y gas necesarias para transportarlas.

Por otro lado, los desarrollos tecnológicos en el lado de la demanda de energía (entre los que se pueden señalar la creciente urbanización, digitalización y electrificación de nuestras economías, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno o el almacenamiento, o el aumento de la eficiencia ener-

gética), así como los cambios de conducta de los consumidores o los desplazamientos en el peso económico de los distintos países, también pueden resultar en cambios disruptivos en los sistemas tradicionales.

Evidentemente, en los dos aspectos citados influirá también el desarrollo de la política nacional, regional o incluso de nivel global, que condicionará en gran medida las posibilidades de los cambios mencionados.

Y todo ello, en un contexto en el que las interrelaciones entre sectores, mediadas de forma creciente por el cambio climático, pueden ser cada vez más relevantes (un buen ejemplo es el nexo agua-energía-alimentación), haciendo de esta forma cada vez más complejo el análisis de la oferta y la demanda de energía a medio y largo plazo.

Cuando se combinan todos estos elementos en forma de escenarios coherentes para el futuro, podemos encontrarnos situaciones drásticamente distintas, ya adelantadas por distintas voces. Desde escenarios de abundancia energética basada en las energías fósiles con captura de CO₂, hasta otros de descarbonización profunda de nuestras economías basada en fuentes renovables. Desde situaciones de gran aumento del bienestar global, hasta otras de estancamiento económico y vuelta a políti-

cas de aislamiento y de bloques. Desde modelos de negocio para la energía totalmente centralizados a otros completamente distribuidos. Evidentemente, cada uno de estos escenarios tiene consecuencias radicalmente distintas para el sector energético.

Y el problema es que no sabemos cuál de todos los escenarios posibles ocurrirá finalmente. Porque, como ya nos decía sir Karl Popper, es imposible predecir el futuro: «*for strictly logical reasons, it is impossible for us to predict the future course of history*». Pero podemos prepararnos para los futuros que vengan, diseñando estrategias robustas y flexibles frente a los cambios, tanto esperados como inesperados, que se producen cada vez más rápidamente en nuestras sociedades y organizaciones.

Este trabajo tiene como objetivo recopilar las distintas visiones del futuro del sector energético publicadas por distintas organizaciones, tanto a nivel global como nacional. El alcance temporal de la mayoría de estos escenarios es a 2030 y 2050, lo que permite tener un equilibrio entre el realismo impuesto por las inversiones y tecnologías existentes y las posibilidades, más inciertas, que se abren a más largo plazo. En cuanto al ámbito geográfico, en primer lugar, se incluye una serie de escenarios globales, lo que permite obtener un entendimiento generalizado del sector energético a nivel mundial. Esto es imprescindible, dado que los mercados energéticos tienen dinámicas que solo pueden explicarse a escala global. Posteriormente, por el interés de conocer las particularidades del sector a nivel nacional, se incluye a España como caso de estudio en detalle.

Confiamos en que el análisis aquí realizado contribuya a arrojar luz sobre aquellos aspectos clave que van a influir en las condiciones del sector energético español de cara a la definición de su estrategia a largo plazo, y también a un mejor entendimiento por parte de la sociedad de los grandes retos y oportunidades del sector energético a futuro.

II. ANÁLISIS DE ESCENARIOS GLOBALES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO

Muchas empresas e instituciones realizan ejercicios de prospectiva, con carácter anual o plurianual, con fines similares: prepararse para el futuro (o ayudar a otras compañías a ello). En esta sección presentamos, de forma muy resumida, las conclusiones de los estudios públicos más conocidos y con mayor prestigio en el sector energético: los de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), Shell, BP, Bloomberg New Energy Finance, e IHS-CERA. Todos ellos estudios muy rigurosos, por supuesto, pero que parten de distintos supuestos y filosofías, y que, por tanto, resultan en escenarios no siempre comparables.

1. *World Energy Outlook 2021 (WEO)*, Agencia Internacional de la Energía (IEA)

El informe anual de la agencia, una referencia indiscutible en el sector energético mundial, plantea cuatro escenarios. Son dos escenarios convencionales o tendenciales y dos escenarios más transformadores: *SDS*, de desarrollo sostenible compatible con el Acuerdo de París, y

NZE2050, en el que se analiza la factibilidad de alcanzar una economía global neutra en carbono para 2050. El informe de 2021 se formuló especialmente enfocado en proporcionar asistencia a los decisores políticos de cara a la Conferencia de las Partes (COP26, UNFCCC), para entender mejor los puntos clave de la transición energética.

— *Stated Policies Scenario (STEPS)*: Este escenario tiene en cuenta políticas y objetivos ya comprometidos, en tanto que estén respaldados por medidas ya concretadas para su realización.

— *Announced Pledges Scenario (APS)*: Este escenario asume que los compromisos adquiridos por todos los Gobiernos del mundo, incluyendo las contribuciones nacionales determinadas (*NDC*, por sus siglas en inglés), se cumplen en los tiempos acordados. Este informe es el primero en el que la IEA incluye un escenario similar.

— *Sustainable Development Scenario (SDS)*: Se trata de un escenario similar al de informes anteriores, que dibuja el camino hacia la consecución de los objetivos energéticos de desarrollo sostenible, incluido el Acuerdo de París, es decir, mantener el calentamiento global por debajo de los 2 °C en 2100. Su elaboración, al contrario que los dos escenarios anteriores, no es fruto de un ejercicio de *forecasting*, sino de *backcasting*. Es decir, primero se fija el objetivo final, y luego se dibuja el camino para llegar hasta él.

— *Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE2050)*: Este escenario fija el objetivo de al-

canzar una economía global neutra en carbono en 2050, por lo que el planteamiento es similar al *SDS*, aunque más ambicioso en términos de reducción de emisiones.

Las hipótesis macro que definen los escenarios convencionales suponen un crecimiento económico global del 3 por 100 cada año. Estas condiciones económicas se mantienen constantes en todos los escenarios, de forma que se pueden comparar directamente los efectos de las políticas climáticas y energéticas, aislándolas de las variaciones macroeconómicas.

En cuanto al efecto de la pandemia, el informe de 2020 dibujaba diferentes escenarios de recuperación, en los que la demanda energética global alcanzaría niveles prepandémicos a principios de 2023 para el escenario

STEPS y en 2025 para el escenario de recuperación demorada (*DRS*, por sus siglas en inglés), que era más pesimista con la gestión de la pandemia. Un año después, el *WEO 2021* contrasta que la realidad ha sido una mezcla de esos escenarios: la mayoría de los países desarrollados goza de buenos indicadores de vacunación y sus economías vivieron un efecto rebote en el que el crecimiento económico se impuso con fuerza hasta el inicio de la guerra de Ucrania. Este informe es anterior al inicio de la invasión rusa, por lo que no se incluye en su análisis. Por otra parte, muchos países en desarrollo aún tienen difícil acceso a las vacunas y sus economías siguen estancadas, con fuertes restricciones y/o problemas graves de salud pública.

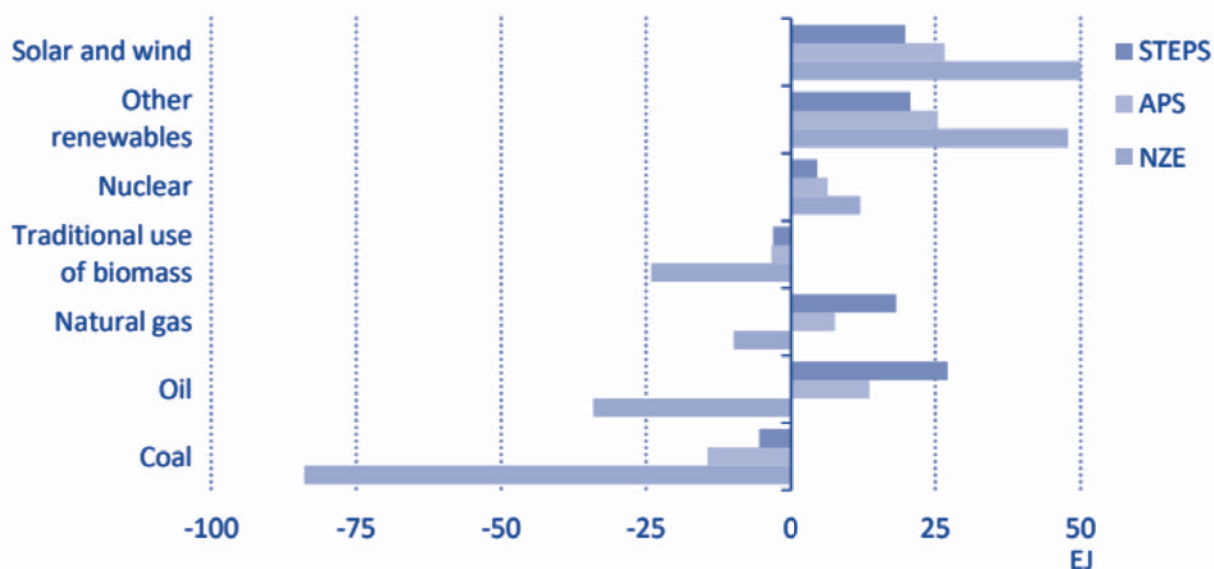
La demanda de energía varía según cada escenario. El crecimiento anual es de 1,3 por

100 hasta alcanzar los 670 EJ en 2030 en el escenario *STEPS*, mientras que el *APS* crece un 1 por 100, alcanzando los 650 EJ ese mismo año. Por el contrario, el escenario *NZE* supone una disminución de la demanda en un 0,7 por 100 anual, hasta los 550 EJ en 2030. Por supuesto, las variaciones de la demanda también afectan al suministro de los combustibles según cada escenario, habiendo una mayor variación a favor de las renovables y de reducción de los combustibles fósiles en el escenario *NZE*.

En cuanto a los efectos distributivos, existen desafíos de gran magnitud que deben abordarse. Se ha roto la tendencia de progreso hacia un acceso universal a la electricidad y a formas limpias de cocina que existía antes de la pandemia. El número de personas sin acceso a la electricidad ha aumentado en un 2 por 100 en

GRÁFICO 1

CAMBIO EN EL SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA GLOBAL POR COMBUSTIBLE Y ESCENARIO, 2020-2030



IEA. All rights reserved.

Fuentes: World Energy Outlook 2021 (IEA).

2021. Casi todo el incremento ha tenido lugar en el África subsahariana. El informe indica la necesidad de que se acelere el flujo de capital para ayudar a los países en desarrollo para que acometan su transición energética.

En cuanto a la producción de energía eléctrica, las fuentes renovables, principalmente la eólica y solar fotovoltaica, crecen rápidamente, al igual que los vehículos eléctricos, cuyas ventas marcaron un nuevo récord en 2020 pese a la pandemia. En su proyección a futuro, la energía solar se convertiría en la fuente de generación eléctrica más importante, creciendo fuertemente en todos los escenarios planteados, gracias a incentivos políticos y a la maduración de esta tecnología: en la mayoría de los países, la energía solar fotovoltaica ya es más asequible que las nuevas plantas de carbón o gas. Aun así, la energía hidráulica seguiría siendo la mayor fuente de energía renovable, siendo la solar el principal vector de crecimiento, seguido por la eólica *onshore* y *offshore*. El almacenamiento juega un papel fundamental para garantizar la flexibilidad de la operación en el sector eléctrico.

El sector eléctrico es importante para la descarbonización, pero no es el único. Reducir las emisiones de la generación eléctrica parece alcanzable, y la electrificación de algunos sectores es una solución efectiva en costes. Sin embargo, otros sectores como la industria del acero o del cemento, así como el transporte de larga distancia, tienen importantes desafíos para la descarbonización, entre otros. Seguir reduciendo las emisiones más allá de 2030 requerirá enfocarse en mejorar

la eficiencia energética y de materiales, la electrificación, y el papel de los gases y combustibles renovables.

La demanda global de carbón cae en todos los escenarios, aunque la rapidez de abandono de dicho combustible en la generación eléctrica es la que marca la diferencia entre la disminución a 2030 del 10 por 100 en el escenario *APS*, y del 55 por 100 en el escenario *NZE*. Hay que considerar que un tercio de toda la generación eléctrica global se basó en este combustible en 2020. Sin embargo, el anuncio de China de abandonar la construcción de plantas de carbón en el extranjero es un signo positivo: cancelaría 190 GW proyectados, que se trasladaría a un ahorro de 20 Gt de CO₂e, equivalente a todas las emisiones necesarias para convertir a la UE en una economía con emisiones netas cero en 2050. Aun así, hace falta una gran acción política para que el abandono del carbón sea efectivo a nivel global, así como para que la transición sea justa, apoyando a los sectores más perjudicados por la pérdida de trabajos y riqueza.

En cuanto al gas natural, su demanda se incrementa en todos los escenarios en los próximos cinco años, aunque después de este período existen divergencias importantes según el escenario.

Por otra parte, es la primera vez que un informe *WEO* estima que la demanda de crudo caerá en todos los escenarios contemplados, aunque varía mucho el plazo y velocidad. En el escenario *STEPS*, el pico de demanda se alcanza a mediados de la década de 2030, y su declinar es muy gradual. En *APS*, el pico se alcanza poco después del 2025, y se reduce su consumo hasta los

75 millones de barriles al día en 2050. Para alcanzar el escenario *NZE*, el consumo de crudo debe caer hasta los 25 millones de barriles al día en 2050.

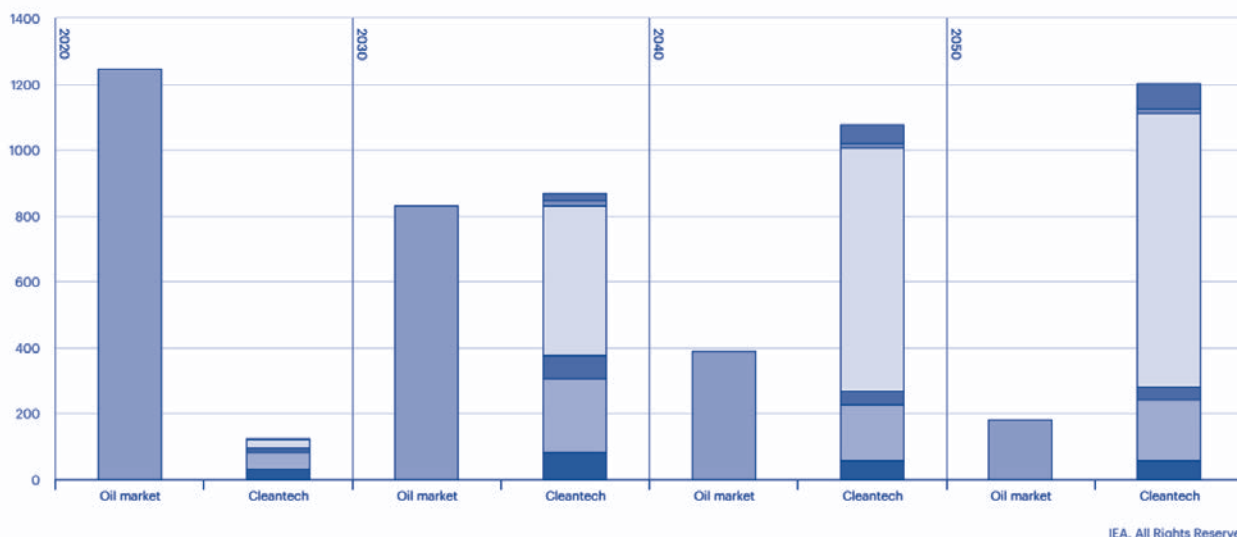
El informe del año pasado, el *WEO 2020*, destacaba la presión que existía sobre los productores de crudo y gas a lo largo del mundo como consecuencia de la pandemia, que contrajo notablemente el consumo: la caída de precios y la revisión a la baja de la demanda había provocado que se recortara una cuarta parte del valor total de la futura producción de crudo y gas. Sin embargo, el informe de este año, el *WEO 2021*, destaca que la transición energética puede provocar tensiones en los mercados energéticos que genere picos en los precios de los combustibles que sufrirán los consumidores. Además, y como mencionábamos anteriormente, este informe fue escrito antes de la invasión rusa y, por tanto, el aumento de precios de los combustibles fósiles es ahora uno de los problemas vigentes de mayor magnitud que afronta la Unión Europea. En escenarios como el *NZE*, los hogares son menos dependientes de los combustibles fósiles, gracias a la mejora de eficiencia energética, la movilidad eléctrica y el abandono de calderas de gas. Por este motivo, el *shock* en precios en 2030 es un 30 por 100 menor en el escenario *NZE* que en el *STEPS*.

El informe destaca la oportunidad de negocio que se abre con la «nueva economía de la energía». Por poner algunos números, en el escenario *NZE*, la oportunidad de mercado anual supera el billón de dólares en 2050, teniendo en cuenta la fabricación de turbinas eólicas, paneles solares, baterías

GRÁFICO 2

TAMAÑOS DE MERCADO ESTIMADOS DE PETRÓLEO Y EQUIPOS SELECCIONADOS DE TECNOLOGÍA DE ENERGÍA LIMPIA EN EL ESCENARIO *NET ZERO*, 2020-2050

USD billion (2020)



IEA. All Rights Reserved

Fuentes: World Energy Outlook 2021 (IEA).

de litio, electrolizadores y pilas de combustible. Por tanto, el impulso económico de la transición será una oportunidad equivalente a lo que representa actualmente el mercado petrolero mundial.

También se destaca que todos los agentes deben participar y contribuir para conseguir una economía neutra en carbono: Gobiernos, compañías energéticas, inversores y ciudadanos. Sin embargo, los Gobiernos tienen un papel decisivo para actuar y guiar las acciones del resto de la sociedad.

2. BP Energy Outlook 2020

Considera tres escenarios a 2050, lo cual es un cambio importante con respecto a años anteriores y que permite compararlo con otros informes como el WEO:

— *Rapid Transition Scenario (Rapid)*: Este escenario contempla una serie de políticas que incrementan el precio del carbono e implementan medidas concretas en ciertos sectores (industria, edificios y transporte), de forma que las emisiones procedentes del sector energético caigan en torno a un 70 por 100 para 2050, enfocadas en alcanzar el objetivo de limitar el calentamiento global en 2 °C para 2100.

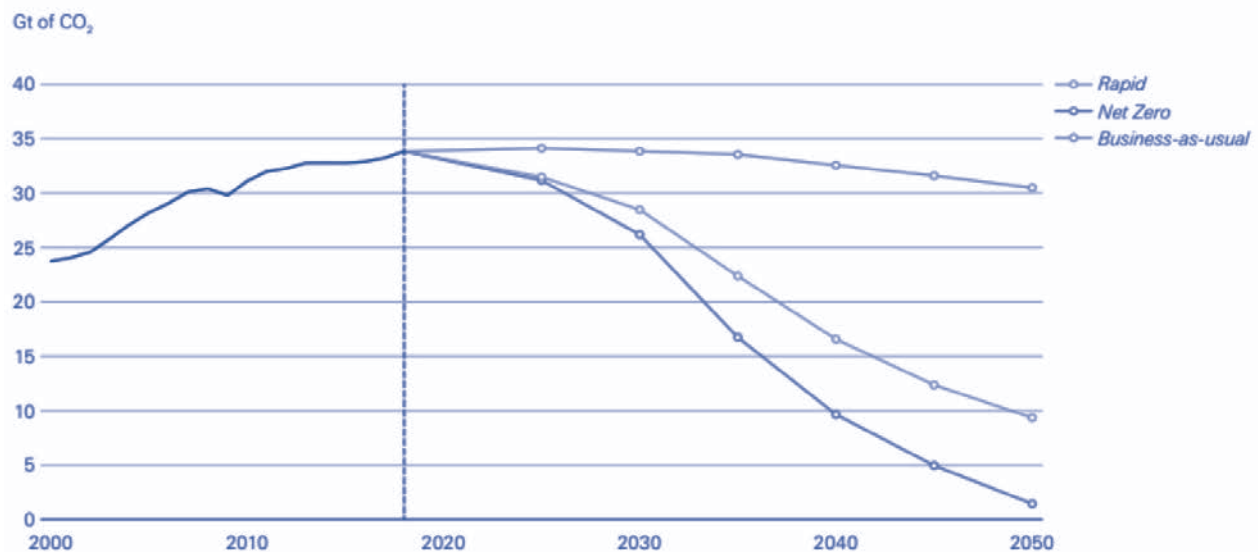
— *Net Zero Scenario (Net Zero)*: Se asumen las mismas políticas que en el escenario *Rapid*, pero además se incluyen fuertes cambios en el comportamiento social, lo que aceleraría fuertemente la reducción de emisiones. Las emisiones caerían más de un 95 por 100 para 2050, siendo un escenario consistente con el objetivo de contener el calentamiento global por debajo de 1,5 °C.

— *Business-as-usual Scenario (BAU)*: Este escenario plantea que las políticas públicas, la tecnología y el comportamiento social siguen evolucionando al mismo ritmo que en el pasado reciente. Esto llevaría a alcanzar un pico de emisiones a mediados de la década del 2020, pero la reducción sería lenta, reduciendo tan solo en un 10 por 100 las emisiones en 2050 con respecto a los niveles de 2018.

Atendiendo a los datos macro, el crecimiento de la demanda de energía primaria difiere mucho entre el escenario *BAU*, del 25 por 100, y los escenarios *Rapid* y *Net Zero*, del 10 por 100. En todos los casos, el crecimiento está asociado a los países emergentes.

La cuota de las energías fósiles en el *BAU* desciende hasta

GRÁFICO 3
EMISIONES DE CO₂ POR ESCENARIO



Fuentes: Energy Outlook, 2020 (BP).

el 65 por 100 (reducción mayor que en *BAU* previos, que mantenían un 75 por 100), mientras que en *Net Zero* bajan hasta el 20 por 100, por lo que no desaparecen del todo.

En el escenario *BAU*, el carbón y el petróleo caen mucho, especialmente el primero, que casi desaparece en 2050. En el caso del petróleo, el transporte es el principal responsable de su bajada. El pico de la demanda se produce a finales de la década de 2020, aunque indican que sigue haciendo falta importantes inversiones para sostener esa demanda creciente.

El gas se mantiene más estable, tanto en cuota como en valor absoluto, mientras que la energía nuclear e hidroeléctrica crecen, la primera principalmente en China y la segunda tanto en China como en Sudamérica y resto de Asia. Para el gas se supone bastante *CCUS* (captu-

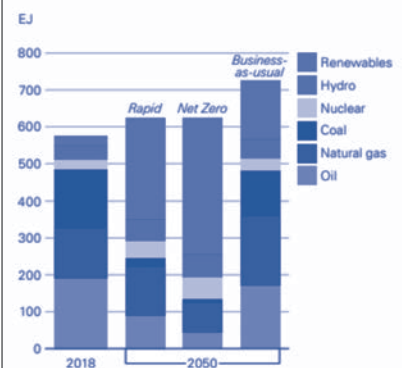
ra, uso y almacenamiento de carbono), siendo un 40 por 100 en *Rapid* y 75 por 100 en *Net Zero*, con una parte destinada a hidrógeno azul, especialmente importante en *Net Zero*. El gas destinado a producción eléctrica cae mucho en los dos escenarios de descarbonización, ya que aumentan mucho las renovables.

Las renovables aumentan notablemente en los escenarios de descarbonización, a partes iguales entre solar fotovoltaica y eólica, siendo la reducción de costes de un 25 por 100 para eólica y un 60 por 100 para fotovoltaica. La biomasa también crece mucho en importancia, especialmente los biocombustibles para aviación.

Una de las claves de los escenarios *Rapid* y *Net Zero* es el precio del CO₂ en 2050 que suponen, diferenciando entre los 250 US\$/tCO₂ en los países avanzados y los 175 US\$/tCO₂ en las economías

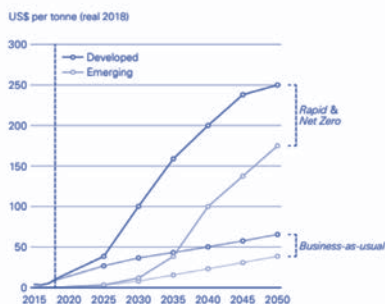
emergentes. Esto implica grandes incentivos para la eficiencia energética y uso de fuentes energéticas no emisoras. Este impulso es mucho menor en el *BAU*, donde se alcanzan precios del CO₂ de tan solo 65 US\$/tCO₂ en economías avanzadas y 35 US\$/tCO₂ en economías en desarrollo en 2050.

GRÁFICO 4
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuentes: Energy Outlook, 2020 (BP).

GRÁFICO 5
PRECIO MEDIO DE
LAS EMISIONES DE CO₂ EN LAS
REGIONES DESARROLLADAS
Y EMERGENTES



Fuentes: Energy Outlook, 2020 (BP).

El escenario *Net Zero* plantea que la transición energética tiene importantes limitaciones económicas y políticas si solo se apoya en políticas públicas. Para alcanzar cambios más profundos hacen falta cambios de comportamiento de ciudadanos y empresas, implementando mecanismos de economía circular, economía compartida, propensión al cambio hacia energías renovables y menor resistencia a la construcción de tecnologías bajas en emisiones.

El escenario *Rapid* lleva a un cambio importante desde los hidrocarburos tradicionales (crudo, carbón y gas natural) a fuentes no emisoras, principalmente renovables. De esta forma, a principios de la década de 2040 las fuentes de energía no fósiles ya supondrán la mayor parte de la energía global. Además, el *mix* energético estará mucho más diversificado que ahora. Tras el dominio histórico del carbón, y más tarde del crudo, ahora parece que las cuotas de las diferentes fuentes energéticas estarán mucho más repartidas. Esto significa que el *mix* energético dejará de estar asociado a la dis-

ponibilidad, y pasará a depender de las preferencias de los consumidores. Esta mayor diversificación hará que exista mayor competencia por las cuotas de mercado frente al estancamiento de la demanda, lo que trasladará rentas de los productores a los consumidores finales.

Por otra parte, la electrificación y el hidrógeno adquieren mucha importancia en el consumo de energía final en el escenario *Rapid*, lo que llevará a los mercados energéticos a ser más locales por el mayor coste de transporte de estos vectores energéticos.

Finalmente, el informe incluye un último escenario alternativo llamado *Delayed and Disorderly*, que consiste en considerar que los cambios rápidos en las políticas y en los comportamientos que se producen en los escenarios *Rapid* y *Net Zero* se atrasan. De esta forma, el sistema energético mundial se supone que sigue la evolución del escenario *BAU* hasta 2030, momento en el que se toman las acciones necesarias para que las emisiones acumuladas sean similares al escenario *Rapid* en el período 2018-2050.

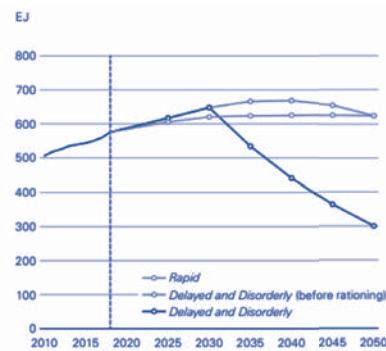
Este escenario se basa en el supuesto de que los retrasos en las acciones suponen costes. En concreto, el modelo asume que no es posible superar las mejoras en eficiencia energética o en el cambio de combustibles en comparación con el escenario *Rapid* en 2050. De esta forma, suponen que, para el período 2030-2050, el grado de eficiencia energética y la intensidad de carbono del *mix* de combustibles mejoran linealmente, alcanzando los mismos niveles que el escenario *Rapid* en 2050.

Dadas estas restricciones en la eficiencia energética y el cambio de combustibles, el resto de las medidas adicionales necesarias para alcanzar el objetivo de emisiones acumuladas consisten en el racionamiento de la energía, es decir, restringiendo la actividad energética. Este racionamiento se impone de forma proporcional a los sectores de la economía.

Los resultados de este escenario muestran que un retraso como este supone costes adicionales muy significativos, obligando a desviar una parte importante de la inversión en otras actividades económicas, y teniendo que dismantelar prematuramente activos productivos. Además, el racionamiento necesario equivale a una cuarta parte del consumo total de energía durante el período 2030-2050.

Analizando lo que supondría este racionamiento por sectores, el resultado es que se perdería el crecimiento de la producción industrial durante veinte años. En transporte, se reduciría a dos tercios la actividad de los coches de pasajeros y a la mitad la aviación, en comparación con

GRÁFICO 6
CONSUMO DE ENERGÍA
PRIMARIA



Fuentes: Energy Outlook, 2020 (BP).

los niveles del escenario *Rapid* en 2050, además de reducciones similares en el transporte marítimo. En el sector edificios, la reducción sería equivalente a la energía que utiliza este sector en la Unión Europea actualmente. Además, como resultado de todo ello, y aunque este escenario no lo haya analizado, se podrían esperar fuertes impactos en los niveles de bienestar.

3. *The Energy Transformation Scenarios (2021), Shell*

La compañía Shell ha venido publicando escenarios energéticos de largo plazo durante más de cuarenta años, siendo una de las principales referencias mundiales en este ámbito. El último informe completo de escenarios fue publicado en 2021, bajo el nombre *The Energy Transformation Scenarios*, que incluye tres escenarios denominados *Waves*, *Islands* y *Sky 1.5*.

Su objetivo no es «acertar» el futuro más probable, sino incitar a la reflexión acerca de estrategias de negocio robustas ante un amplio rango de escenarios posibles. En todos los casos, el horizonte temporal contemplado es 2020-2100, analizando especialmente la salida de la crisis provocada por la pandemia desde 2020.

Las principales premisas de partida de cada escenario son las siguientes:

— *Waves (late, but fast decarbonization)*: Este escenario corresponde a una salida de la pandemia en la que se prioriza el crecimiento económico a la seguridad sanitaria, por lo que la recuperación económica será

rápida, pero con repetidas olas de infección. Es previsible un crecimiento de la desigualdad y del descontento social, así como de la ocurrencia de eventos climáticos extremos. En cuanto al sector energético, habrá una rápida implementación de medidas para reducir el uso de energías fósiles. El uso global de carbón y crudo alcanzan su pico en la década de 2030, y poco después el gas natural. Se alcanza la neutralidad en carbono en el 2100 y el aumento de temperatura será de 2,3 °C.

— *Islands (late and slow decarbonization)*: En este escenario, la salida a la crisis de la pandemia se hace optando por criterios de seguridad, en los que el nacionalismo tiene mucho peso. Existe una mentalidad de isla buscando objetivos de autonomía y autosuficiencia. Se generan conflictos en el comercio internacional y la colaboración entre países, por lo que la economía mundial se estanca y los esfuerzos internacionales para hacer frente al cambio climático se ralentizan. La búsqueda cortoplacista del crecimiento económico hace que las economías se mantengan dependientes de las fuentes fósiles baratas, y las emisiones solo se reducen muy lentamente. El curso normal de sustitución de equipos e infraestructuras traen tecnologías más limpias, alcanzando la neutralidad en carbono más allá de 2100, con un aumento de la temperatura en 2,5 °C para este año y que seguirá aumentando.

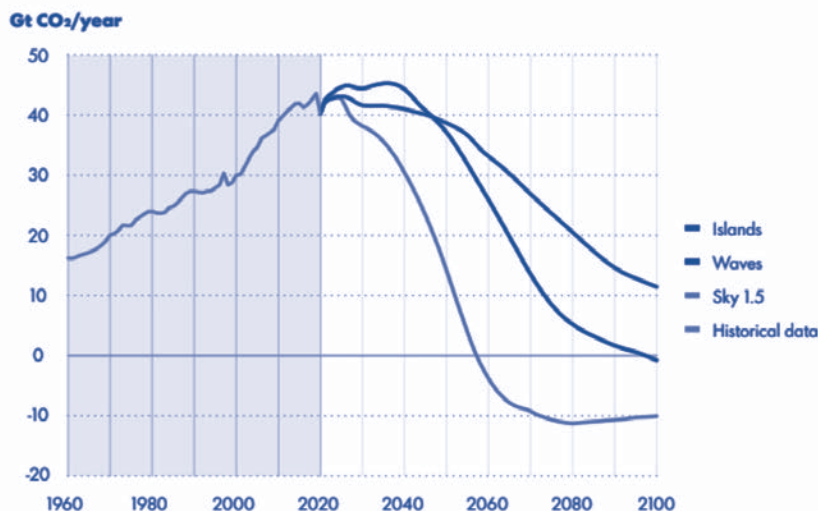
— *Sky 1.5 (fast decarbonization now)*: Este escenario contempla una primera respuesta a

la pandemia centrada en el bienestar público y la seguridad sanitaria. Los esfuerzos de colaboración y competencia internacional de las comunidades científicas y médicas en el desarrollo de vacunas hacen que se aprecie en mayor medida el valor de abordar los grandes desafíos conjuntamente. Países con una industria tecnológica fuerte, como China o Estados Unidos, se centran en el desarrollo de tecnologías más limpias como impulso a sus economías domésticas y su competitividad tecnológica. Hay una rápida electrificación de la economía global, con un gran dominio de fuentes renovables. La demanda de crudo y carbón alcanzan su pico en la década de 2020, y el gas natural en la década siguiente. En los sectores más difíciles de electrificar, los combustibles líquidos y gaseosos se descarbonizan progresivamente con biocombustibles e hidrógeno. En este escenario, las economías avanzadas alcanzan la neutralidad en 2050, y el aumento de temperatura se contiene en 1,5 °C.

Este informe considera que la economía global será mucho más eficiente energéticamente, pero el consumo energético aún seguirá aumentando, obteniendo ratios de crecimiento económico dos o tres veces mayor que el aumento de demanda energética.

En todos los escenarios se llegan a controlar las emisiones globales, la clave es el momento en el que eso ocurre. En el escenario *Sky 1.5*, se alcanzan emisiones netas cero en 2050, mientras que en los otros dos

GRÁFICO 7
EMISIONES DE CO₂ POR ESCENARIO



Fuentes: The Energy Transformation Scenarios, 2021 (Shell).

CUADRO N.º 1

OBJETIVOS INTERMEDIOS DE DESCARBONIZACIÓN POR ESCENARIO

	SKY 1.5	WAVES	ISLANDS
Peak coal	2014	2031	2028
Peak oil	2025	2037	2037
Peak natural gas	2034	2043	2046
30% electrification of global economy	2035	2046	2066
50% electrification of global economy	2061	2080	>2100
20% of electricity from solar and wind	2029	2031	2035
50% of electricity from solar and wind	2043	2053	2068
20% of passenger vehicle km on electricity	2030	2042	2068
50% of passenger vehicle km on electricity	2046	2059	2086
10% of passenger aviation demand on hydrogen	2082	2057	>2100
20% of passenger aviation demand on hydrogen	2095	2066	>2100
50% CO ₂ emissions reduction vs 2019	2046	2064	2078
Net-zero total CO ₂ emissions	2058	2098	>>2100

Fuente: The Energy Transformation Scenarios, 2021 (Shell).

escenarios eso no ocurre hasta 2100 o más allá. Las implicaciones para el calentamiento global son importantes, pudiendo contener el aumento de temperatura en la década de 2060, o por el contrario que continúe creciendo incluso durante el siguiente siglo.

En cuanto a las tecnologías necesarias para la descarbonización, el peso de la energía solar y eólica varía según el escenario, aunque son importantes en todos ellos, así como el uso de biocombustibles. Destaca que el hidrógeno tiene mucho más peso en el escenario Wave que en el Sky

1.5, siendo prácticamente irrelevante en el escenario Islands. Se concede mucha importancia a los sumideros, tanto naturales como de captura y almacenamiento. Con respecto a este último, el informe señala que es una tecnología imprescindible para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, aunque el carbono utilizable en la manufactura de productos es mucho menor que el capturado, por lo que parece un desafío importante resolver su uso o almacenamiento.

Por último, las inversiones para producción de crudo y gas siguen siendo necesarias en todos los escenarios considerados, aunque vayan reduciéndose con el tiempo. Especialmente la demanda de gas natural parece bastante robusta durante toda la década de 2020, aunque tras este período existe grandes incertidumbres al respecto.

4. New Energy Outlook 2021, Bloomberg New Energy Finance

Bloomberg NEF ha seguido la misma tendencia que la mayoría de los informes globales, los cuales han planteado algún escenario Net Zero para 2050. Sin embargo, este informe va más allá y todos los escenarios planteados son Net Zero para el mismo período. Esto aporta gran utilidad al análisis, ya que se plantean diferentes caminos para alcanzar el mismo objetivo. Esto hace que los escenarios sean directamente comparables entre sí, pudiendo poner el foco en diferencias de costes, disponibilidad de tecnologías, despliegue de inversiones, etc.

Los tres escenarios comparten características similares, como una importante electrificación y

despliegue de energías renovables, pero plantean algunas diferencias notables, principalmente en el uso de diferentes tipos de hidrógeno y de tecnologías de descarbonización:

- *Green Scenario*: Este escenario se apoya en el uso de electricidad sin emisiones e hidrógeno verde, que se produce con electrolizadoras alimentadas por energía eólica y solar, y se destina a sectores como el industrial o el transporte pesado, así como a generación eléctrica para complementar la electrificación.
- *Gray Scenario*: Este escenario se apoya en la captura y almacenamiento de carbono. Además de una extensa electrificación y uso de fuentes renovables, algunos sectores se apoyan en la captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) para descarbonizarse. También se utiliza bioenergía a gran escala, e hidrógeno azul en menor medida, producido con gas natural y CCS.
- *Red Scenario*: La energía nuclear es la piedra angular de este escenario. Sigue una trayectoria similar al escenario

Green, pero incluyendo energía nuclear como complemento de la eólica, solar y baterías en el sector eléctrico, y para la producción de hidrógeno rojo.

El análisis tiene en cuenta la evolución hasta 2050 para garantizar el cumplimiento con el presupuesto de carbono. La reducción de emisiones es limitada hasta 2030, a partir del cual se acelera hacia 2040 y 2050.

Los objetivos intermedios para 2030 están enfocados principalmente en la descarbonización del sector eléctrico, así como en una electrificación importante de edificios, transporte e industria. Para ello, en el escenario *Green*, el despliegue de renovables debe ser enorme, instalando cada año 5,2 veces más eólica, 3,2 veces más fotovoltaica y 26 veces más capacidad de baterías que en 2020. Además, las tasas de reciclado de algunos materiales deben crecer significativamente, especialmente la de aluminio, acero y plásticos.

El transporte necesitaría añadir 35 millones de vehículos eléctricos cada año, para alcanzar los 355 millones en 2030, lo que supondría aproximadamente un

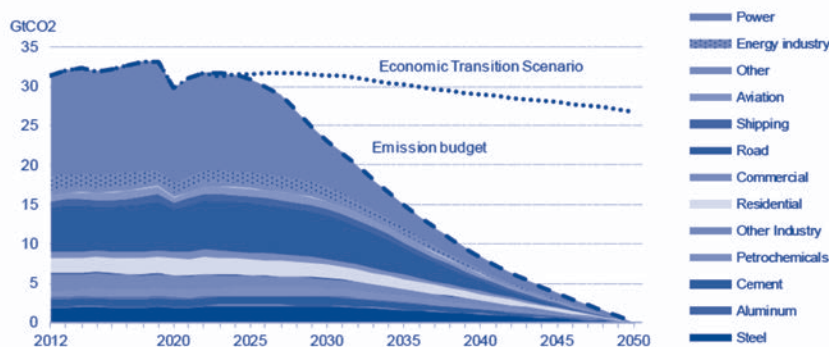
17 por 100 del parque mundial de vehículos (según la estimación de la IEA en la que habrá aproximadamente 2.000 millones de vehículos en el mundo), y así reducir en un 11 por 100 las emisiones con respecto a 2019. Los combustibles sostenibles en aviación necesitan incrementarse en un 18 por 100 con respecto al total consumido para 2030, y en transporte marítimo los biocombustibles deben alcanzar una cuota del 4 por 100 para la misma fecha. Los edificios necesitan instalar 18 millones de bombas de calor nuevas cada año hasta 2030.

Destacan el importante papel que jugará el despliegue del hidrógeno, la tecnología CCS y la energía nuclear durante esta década: en el escenario *Green*, casi 2 TW de electrolizadores deben instalarse para que el sector del hidrógeno despegue; en el escenario *Gray*, casi 1.000 Mt de captura y almacenamiento de carbono; y en el escenario *Red*, los pequeños reactores nucleares modulares empiezan a estar disponibles en 2027, y 390 MW deben haberse instalado para 2030. Sin estos objetivos intermedios a 2030, es difícil pensar que se puedan cumplir el resto de objetivos a 2040 y 2050.

En cuanto a los objetivos a 2050, estiman que la electrificación solo alcanzará el 50 por 100 de la energía final. El porcentaje de energía renovable en el sector eléctrico se situaría entre el 62 por 100 en el escenario *Gray* y el 84 por 100 en el *Green*. El gas vive un breve *boom*, mientras sustituye al carbón y no se despliega el hidrógeno, pero desaparece rápidamente después.

El transporte marítimo funciona con amoníaco, y la aviación

GRÁFICO 8
PRESUPUESTO DE CARBONO PARA EL SECTOR ENERGÉTICO



Fuentes: *New Energy Outlook, 2021* (Bloomberg New Energy Finance).

con hidrógeno para distancias cortas, y biofuel para distancias largas. Además, asumen un gran potencial de eficiencia en los barcos.

En los edificios, la mayoría de la reducción viene de las bombas de calor, pero también hay un 12 por 100 que viene del hidrógeno, y un 20 por 100 de la biomasa.

En la industria, el reciclaje juega un papel relevante (un 10 por 100 de la reducción prevista, dos tercios de las reducciones en acero hasta 2030). La electrificación y el hidrógeno se ocupan del resto, salvo para el cemento, cuyas reducciones deben venir del CCS.

En cuanto al hidrógeno, estiman que un 40 por 100 de la producción irá al sector eléctrico, para almacenamiento, y luego a la industria (un 25 por 100 de la demanda total). El transporte (fundamentalmente la aviación) consumiría solo un 12 por 100 del hidrógeno.

Por último, indican que para lograr estos objetivos hay que doblar la inversión actual anual en infraestructuras energéticas durante las tres próximas décadas.

5. *IHS Energy Scenarios and Net Zero Cases 2021, IHS-CERA*

IHS-CERA es otra de las fuentes de referencia en el sector energético. En 2021 publicó un informe enfocado en la transición energética por parte de las empresas del sector y en su efecto en los mercados. Divide en cuatro categorías a los agentes que participan en la transición energética, centrándose en las

políticas, la regulación y las inversiones:

— *Gobiernos*: Su compromiso aumenta con las políticas para reducir las emisiones de forma acelerada: en 2021 ya tenían al 73 por 100 de las emisiones globales bajo planes y propuestas políticas climáticas.

— *Empresas*: Se están comprometiendo cada vez con mayor intensidad en la reducción de emisiones, tanto empresas energéticas como no energéticas.

— *Sector financiero*: Aumentan la presión en las empresas. Los inversores incorporan más criterios climáticos en la gestión de riesgos de su cartera, y exigen a las empresas que diseñen planes coherentes con los objetivos climáticos.

— *Activistas y accionistas*: Ganan resoluciones relacionadas con el cambio climático, cambian consejos de administración y demandan compañías, todo ello apoyado en que la reducción de emisiones es una cuestión de derechos humanos.

El estudio de IHS plantea tres escenarios a 2050:

— *Inflections*: Se trata del escenario base, e incluye los cambios sociales, políticos y de mercado que provocan los principales cambios en los mercados energéticos. Plantea que las empresas y los mercados son los principales actores en promover la inversión necesaria para la transición energética, dejando atrás a los Gobiernos pese a sus intenciones. La transición toma diferentes velocidades según la región del mundo.

— *Green Rules*: Se produce una fuerte reacción frente a la pandemia y los desastres del cambio climático. Se desencadena un cambio revolucionario hacia la transición energética, con la población exigiendo medidas de calado, aunque no se consiguen alcanzar todos los objetivos.

— *Discord*: Por último, este escenario plantea esencialmente una ralentización de la economía mundial tras el rebote de la recuperación de la pandemia, creando mucha incertidumbre en las inversiones del sector energético y fracasando en buena parte de la descarbonización mundial.

Además, incluyen otros dos escenarios *Net Zero* adicionales, también para 2050, aunque diferenciándose de los tres anteriores por ser un ejercicio de *back-casting*, es decir, analizan cómo son los caminos para alcanzar un objetivo final predeterminado. Una hipótesis importante de estos escenarios consiste en la incapacidad política para incidir en las emisiones globales hasta el año 2027, por lo que en los años posteriores hará falta un esfuerzo mayor para compensarlo. Los dos escenarios son los siguientes:

— *Accelerated Carbon Capture and Sequestration (ACCS)*: Se incluye un uso muy extendido de CCS para abatir las emisiones del sector energético e industrial. La captura de emisiones en 2050 debe ser equivalente a una cuarta parte de las emisiones actuales en el sector energético.

— *Multitech Mitigation (MTM)*: Consideran que se utiliza CCS, pero a pequeña escala, pero se apoyan en la diversificación

de la producción energética y en la electrificación de todos los sectores y economías, alimentadas por fuentes renovables.

Todos los escenarios tienen diferentes implicaciones. En primer lugar, los escenarios *Discord* e *Inflections* llevarían a superar holgadamente el aumento máximo de temperatura propuesto en el Acuerdo de París, con 3,1 °C en el primero y 2,6 °C en el segundo. El escenario *Green Rules* haría aumentar en 1,9 °C la temperatura global, no muy por encima de los dos escenarios *Net Zero*, en los que se alcanza un aumento de 1,6 °C para el escenario *MTM* y 1,5 °C en *ACCS*. Además, los dos casos *Net Zero* suponen importantes emisiones negativas durante todo el período 2050-2100 para contener la temperatura.

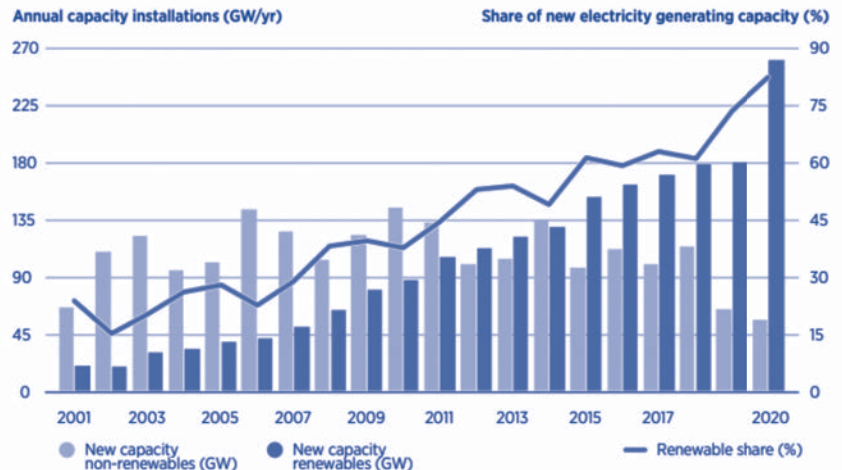
6. World Energy Transitions Outlook (WETO): 1.5°C Pathway (2021), IRENA

IRENA es otra referencia en la elaboración de informes de prospectiva energética. Su último informe, publicado en 2021, se centra en la forma de alcanzar el objetivo de 1,5 °C del Acuerdo de París, examinando sus implicaciones políticas y socioeconómicas.

En primer lugar, analiza los pasos que ya se han dado en la transición energética y la importancia de las energías renovables en este proceso: resalta la dominancia de las renovables en los últimos años, cuya capacidad instalada en los últimos siete años supera a la suma de nuclear y fósil, alcanzando un récord de 260 GW en 2020. Además, las implicaciones socioeconómicas también han sido importantes.

GRÁFICO 9

CUOTA DE NUEVA CAPACIDAD EN EL PERÍODO 2001-2020



Based on IRENA's renewable energy statistics.

Fuentes: IHS Energy Scenarios and Net Zero Cases 2021 (IHS-CERA).

Por ejemplo, en 2019, de los 58 millones de empleos en la industria energética, el 20 por 100 fueron en el sector renovable.

Sin embargo, indican que las políticas actuales son muy insuficientes para alcanzar el objetivo de 1,5 °C. El tiempo es esencial y, por ello, la reducción de emisiones debe hacerse de forma acelerada. En este sentido, este informe plantea una senda para alcanzar la neutralidad climática en 2050, focalizándose también en cambios estructurales y financieros. Para ello, el informe considera dos escenarios:

- *Planned Energy Scenario (PES)*: Este es un escenario BAU de referencia, en el que se consideran las políticas comprometidas en la actualidad.
- *1,5 °C Scenario (1,5-S)*: Este escenario describe una senda para alcanzar el objetivo de 1,5 °C del Acuerdo de París, priorizando las tecnologías

que ya están disponibles y que pueden escalarse.

La urgencia con la que se requiere actuar hace que las políticas e inversiones que se lleven a cabo en esta década sean determinantes, y por ello es necesario hacer un análisis en profundidad de las acciones que deben llevarse a cabo de aquí a 2030. En este sentido, la guía de acciones en esta década estará alineada con las siguientes premisas:

- Apoyar a las tecnologías emergentes para que sean competitivas en el menor tiempo posible.
- Limitar inversiones en la industria petrolera y gasista.
- Utilizar CCS solo en los casos de fuerte dependencia de fuentes fósiles, donde no sea posible otra solución tecnológica.
- Terminar con los subsidios al carbón y las fuentes fósiles.

- Adaptar los mercados a la nueva realidad energética.
- Invertir en la promoción de la resiliencia, inclusión e igualdad, protegiendo especialmente a los trabajadores y comunidades afectados por la transición energética.
- Asegurar que todos los países y regiones pueden beneficiarse de la transición energética.

Para alcanzar el objetivo en 2050, IRENA considera que más del 90 por 100 de las soluciones se pueden alcanzar con el uso de renovables, electrificación, eficiencia energética, hidrógeno verde y bioenergía combinada con CCS (BECCS).

En 2050, la electricidad supondrá el 50 por 100 del consumo total de energía final, frente al 21 por 100 en 2018, por lo que la electrificación es un elemento clave. Esto transformará

varios sectores, especialmente el del transporte, en el que los vehículos eléctricos serán el 80 por 100 del parque global de vehículos.

La intensidad energética debería mejorarse en un 2,9 por 100 anual, lo que supondría aumentar la tendencia histórica dos veces y media. Esto puede alcanzarse mejorando la eficiencia energética, que se apoya en tecnologías ya disponibles que pueden escalarse de forma significativa. También se requerirá un cambio de comportamiento, que podría suponer un 10 por 100 de esta mejora. Así, se espera que el consumo de energía final se reduzca de 378 EJ en 2018 a 348 EJ en 2050.

El hidrógeno será un vector energético de gran importancia, contando con una cuota de consumo de energía final en 2050 del 12 por 100. Esto permitiría descarbonizar sectores intensi-

vos en el uso de energía como la industria acerera, química, transporte de largo recorrido, transporte marítimo y aviación. También se espera que juegue un papel importante en la estabilización del sistema eléctrico, así como en el almacenamiento estacional. Estiman que, en 2050, dos tercios del hidrógeno sea verde y un tercio azul.

La bioenergía representará el 18 por 100 del consumo de energía final en 2050, siendo especialmente importante en la industria química y en la aviación. El uso combinado de biocombustibles con CCS en el sector eléctrico y en algunas industrias permitiría alcanzar emisiones negativas que son necesarias para lograr el objetivo de emisiones netas cero. Sin embargo, en otras industrias donde sea complicado sustituir el consumo de fuentes fósiles, el uso de CCS puede ayudar a abatir sus emisiones.

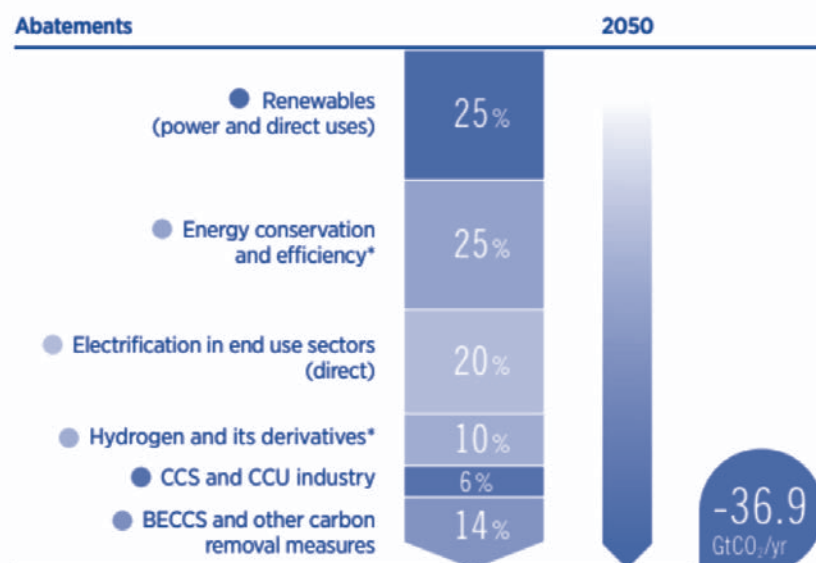
En cuanto a la financiación, se deben movilizar unos 131 trillones (americanos) de dólares en el período hasta 2050 para alcanzar el objetivo de 1,5 °C, mientras que, en la actualidad, los Gobiernos solo han comprometido movilizar 98 trillones en este mismo período. En este sentido, se concluye que el esfuerzo económico debe crecer. También, se considera que la financiación pública debe duplicarse para poder catalizar la inversión privada y garantizar que la transición es justa e inclusiva.

7. International Energy Outlook 2021 (IEO), U.S. Energy Information Administration (EIA)

La EIA es la agencia estadounidense de la energía, y su último informe, publicado en 2021,

GRÁFICO 10

ABATIMIENTO DE EMISIONES EN EL ESCENARIO 1,5 °C



Fuentes: IHS Energy Scenarios and Net Zero Cases 2021 (IHS-CERA).

realiza un análisis a escala internacional, poniendo el foco en el período hasta 2050.

En primer lugar, el informe analiza las implicaciones de la pandemia en el sector energético, esperando que el consumo de energía recupere los niveles prepandémicos rápidamente en los países emergentes.

El informe se basa en un escenario principal de referencia, que incluye el impacto global de la pandemia, y que se basa en la legislación y regulación actual. Este caso supone una tasa de crecimiento del PIB mundial de un 2,8 por 100 anual, así como un precio del barril de crudo de 95 dólares (de 2020) en 2050. Además, exploran otros casos alternativos en los que varía el crecimiento económico y el precio de crudo.

Si se mantiene la tendencia de las políticas y tecnologías actuales, el consumo global de energía aumentaría en un 50 por 100 para 2050, como resultado del crecimiento económico y de

la población. En cuanto al *mix* energético, los combustibles líquidos siguen siendo la principal fuente de energía primaria en el caso de referencia, aunque crece en todos los casos analizados. Las renovables crecen y alcanzan un nivel similar a los combustibles líquidos.

En cuanto al sector transporte, el sector que más emisiones supone, se espera que el vehículo eléctrico contribuya a la reducción de emisiones, representando el 31 por 100 del total de vehículos de pasajeros. Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía también crecerían, a pesar de que la intensidad energética y de carbono decrecen.

Las energías renovables serían la principal fuente primaria de generación eléctrica, aunque otras fuentes no variables como el gas natural, el carbón y las baterías servirían para garantizar la seguridad de la red.

La producción de crudo y gas natural sigue creciendo, principalmente por el desarrollo eco-

nómico de los países asiáticos emergentes. Estos países liderarían el crecimiento en el consumo de combustibles líquidos.

III. ANÁLISIS DE ESCENARIOS PARA EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

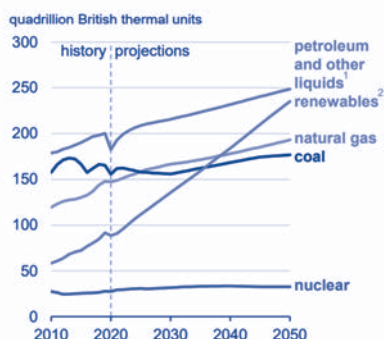
En esta sección se analizan los escenarios que plantean el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) para España, por lo que existe una diferencia fundamental con los escenarios globales anteriormente descritos: no son escenarios utilizados para el análisis y el estudio de las posibilidades que plantea la transición energética, sino hojas de ruta a seguir para alcanzar determinados objetivos. Tanto el PNIEC como la ELP son las hojas de ruta a 2030 y 2050, respectivamente, para la transición energética en España. Por tanto, toda la legislación e inversiones que se implementen deberían estar basados en estos planes.

1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), Gobierno de España

El PNIEC es el programa que el Gobierno de España ha planteado para cumplir con los objetivos climáticos de la Unión Europea en 2030. El PNIEC se desarrolló atendiendo a los objetivos de la Unión Europea para ese año:

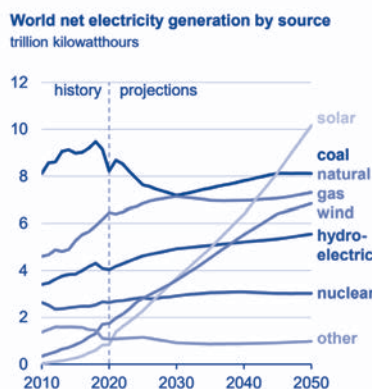
- 40 por 100 de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con respecto a 1990.
- 32 por 100 del consumo total de energía debe proceder de fuentes renovables.

GRÁFICO 11
CONSUMO GLOBAL DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTE



Fuentes: International Energy Outlook 2021 (IEO), U.S. Energy Information Administration (EIA).

GRÁFICO 12
GENERACIÓN ELÉCTRICA GLOBAL POR FUENTE



Fuentes: International Energy Outlook 2021 (IEO), U.S. Energy Information Administration (EIA).

- 32,5 por 100 de mejora de la eficiencia energética.
- 15 por 100 de interconexión eléctrica entre los Estados miembros.

Estos objetivos europeos se renovaron con la presentación del paquete Fit-For-55, en el que se ampliaba la ambición climática, comprometiendo una reducción de las emisiones en al menos un 55 por 100 para 2030. Sin embargo, el PNIEC ya fue más ambicioso que los anteriores objetivos europeos, por lo que no se espera ningún cambio al respecto.

Los objetivos del PNIEC a 2030 son:

- 23 por 100 de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990 (lo que supone una reducción del 48 por 100 respecto a 2005).
- 42 por 100 de renovables en el uso final de la energía.
- 39,5 por 100 de mejora de la eficiencia energética.
- 74 por 100 de energía renovable en la generación eléctrica.

El consumo de energía primaria se reduciría de los 123 Mtep en 2015 a los 104 Mtep en 2030. Esta reducción se produce gracias a una reducción del consumo de todas las fuentes energéticas, salvo las energías renovables, que crecen hasta alcanzar un consumo en 2030 que representa dos veces el de 2015.

En el sector eléctrico se espera que haya 161 GW de potencia instalada en 2030, cuya composición se apoya principalmente en la instalación de

CUADRO N.º 2

CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA INCLUYENDO USOS NO ENERGÉTICOS

AÑOS	2015	2020	2025	2030
Carbón	13.583	9.084	3.743	2.133
Petróleo y sus derivados	53.045	55.619	49.302	40.646
Gas natural	24.538	26.690	24.257	24.438
Energía nuclear	14.903	15.118	15.118	6.500
Energías renovables	16.620	20.764	26.760	33.383
Residuos industriales		302	303	381
RSU (no renovable)	252	168	142	66
Electricidad	-11	762	-1.202	-3.448
Total	122.930	128.507	118.422	104.099

Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), Gobierno de España.

energía eólica y solar fotovoltaica, además de en tecnologías de almacenamiento que deberían aportar una potencia adicional de 6 GW, dando mayor capacidad de gestión a la generación.

El PNIEC, que se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste-eficiencia, diferencia por sectores la responsabilidad en la reducción de las emisiones: los sectores difusos contribuyen en un 39 por 100 a este objetivo, mientras que los sectores sujetos al sistema de comercio de derechos de emisión (*ETS*, por sus siglas en inglés) lo hacen en un 61 por 100. El sector transporte conseguirá una reducción del 33 por 100, obtenida principalmente del cambio modal, que afectaría al 35 por 100 de la demanda de movilidad y estaría impulsado por medidas como el establecimiento de zonas de bajas emisiones en las ciudades. Además, el 28 por 100 de vehículos deberían estar electrificados o utilizar biocarburantes avanzados.

En cuanto al uso de energía final, el objetivo del 42 por 100 de renovables se espera alcanzar principalmente de dos formas: por una parte, aumentando la

penetración de renovables eléctricas y térmicas, y por otro, disminuyendo notablemente la demanda de energía final gracias a los avances en ahorro y eficiencia energética.

El objetivo de mejora de la eficiencia energética en un 39,5 por 100 correspondería a una mejora de la intensidad energética primaria del 3,5 por 100 anual hasta 2030. El plan propone la ejemplaridad de las administraciones públicas, llevando a cabo iniciativas de renovación del parque edificatorio público.

En cuanto a seguridad energética, los distintos planos sobre los que se quiere abordar abarcan la reducción de la dependencia por la importación de energías fósiles, la diversificación de las fuentes, preparación ante posibles interrupciones de suministro y el aumento de la flexibilidad del sistema energético nacional. De esta forma, la dependencia exterior pasará del 74 por 100 en 2017 al 61 por 100 en 2030, mejorando también la balanza comercial. También se contempla que la transición en el sector eléctrico se haga de forma ordenada y segura, manteniendo siempre

cierta capacidad de respaldo (con ciclos combinados de gas, por ejemplo) y mejorando la interconexión con nuestros países vecinos.

Los precios internacionales de los combustibles fósiles, así como el del coste de emisión de CO₂ están dados por la Comisión Europea, y son los mismos que se utilizan para la ELP 2050.

También se quiere dar respuesta a algunos de los retos que se presentan en el mercado interior de la energía, protegiendo a los consumidores, especialmente los vulnerables, así como reforzando la competencia y la integración en el mercado europeo. Para ello, se impulsará la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética.

Por último, el impacto económico será importante, suponiendo las inversiones totales para lograr los objetivos del PNIEC unos 241.412 millones de euros entre 2021 y 2030. Las inversiones se distribuirían en:

- Ahorro y eficiencia: 35 por 100.
- Renovables: 38 por 100.
- Redes y electrificación: 24 por 100.
- Resto de medidas: 3 por 100.

El origen de las inversiones vendría en un 80 por 100 desde el sector privado y un 20 por 100 desde el sector público. Además, se estima que haya un aumento neto del empleo de unas 300.000 personas y que tenga impactos redistributivos positivos, favoreciendo a los hogares de menor renta.

2. Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP), Gobierno de España

La ELP se define para marcar el camino hacia el objetivo de neutralidad en carbono en el año 2050. Su objetivo consiste en articular una respuesta coherente e integrada frente a la crisis climática, que aproveche las oportunidades para la modernización y competitividad de nuestra economía y sea socialmente justa e inclusiva.

Algo importante es que la ELP no marca los cambios tecnológicos concretos en los diferentes sectores, sino que presenta una propuesta sobre esta transformación utilizando el conocimiento científico-técnico disponible en la actualidad.

Al igual que el PNIEC, la ELP se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste-eficiencia. Los principales objetivos específicos de la ELP son:

- Desacoplar el consumo de energía final del crecimiento económico.
- 97 por 100 de energías renovables en el consumo final de energía.
- 100 por 100 de renovables en el sector eléctrico.
- Disminuir la dependencia energética exterior del 73 por 100 hasta el 13 por 100, ahorrando 344.000 millones de euros en importación de combustibles fósiles.
- Al menos la mitad de la economía estará electrificada, instalando en torno a 250 GW de potencia renovable para ello.

— Desarrollo del hidrógeno y combustibles renovables.

— 90 por 100 de reducción de emisiones con respecto a 1990, alcanzando la neutralidad climática gracias a los sumideros de carbono.

— Avanzar en la adaptación al cambio climático, la cual tiene importantes sinergias con la mitigación.

La ELP marca la ambición climática de España, tratando de situarla como uno de los países europeos que impulse el cambio y apoyándose en los potenciales recursos renovables del país. Además, la transición justa ocupa un lugar importante en la ELP, indicando la importancia de la equidad y la justicia social durante la transición, que se materializa en la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética. Estas estrategias se centran especialmente en los colectivos y sectores más vulnerables, así como en las regiones en transición justa.

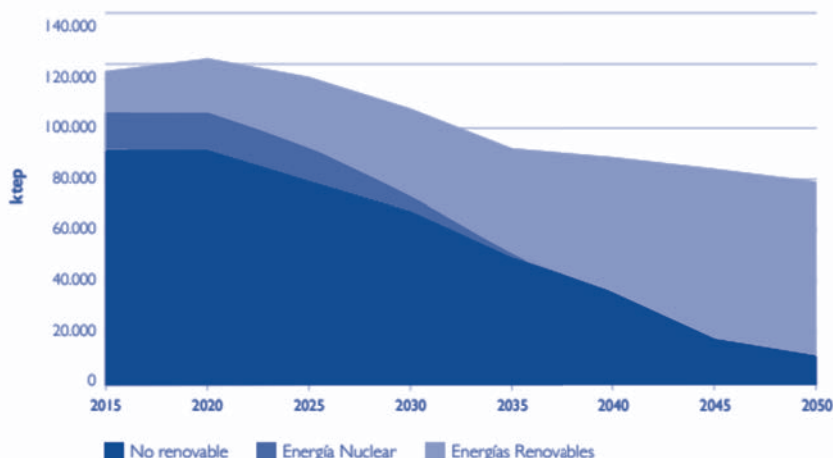
El transporte deberá reducir sus emisiones cerca del 98 por 100 respecto a valores actuales, siendo un 79 por 100 de la energía final de origen renovable. Los edificios deberán reducir el 100 por 100 de sus emisiones, mientras que otros sectores más complicados de descarbonizar tienen mayor margen: la industria deberá reducir sus emisiones en un 90 por 100 y el sector agropecuario en torno al 60 por 100.

El impacto económico será positivo, con cálculos que estiman en 300.000 los empleos netos al año durante todo este período. Las inversiones totales acumuladas en el período posterior al PNIEC, 2031-2050, serán de unos 500.000 millones de euros.

GRÁFICO 13

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL ESCENARIO ELP

(Incluye usos no energéticos)



Fuentes: ELP 2050, 2020 (Gobierno de España).

En cuanto al consumo de energía primaria, se espera que se reduzca significativamente gracias a las mejoras en eficiencia energética y el impulso de la economía circular y cambio de hábitos. Además, los combustibles no renovables disminuyen de forma importante.

En lo que respecta al consumo final de energía, el escenario ELP marca la senda de penetración de energía renovable para cada lustro, alcanzando el 97 por 100 final en 2050.

La generación eléctrica para satisfacer la demanda tendría una tendencia creciente, alcanzando un pico en 2045. Este crecimiento recae en las fuentes renovables, además de suponer un aumento del almacenamiento, que iría sustituyendo a las fuentes fósiles como respaldo.

En cuanto al precio de los combustibles fósiles, los datos están alineados hasta el año 2040 con los considerados por la Comi-

sión Europea para la realización de los PNIEC por parte de los Estados miembros. Para el período 2040-2050 se toman los precios que utiliza el Centro Común de Investigación (Joint Research Centre, JRC) de la Comisión Europea en su modelo POTEnCIA.

3. Escenarios para el sector energético en España (2030-2050), Economics for Energy

El informe publicado en el año 2017 plantea una serie de escenarios energéticos posibles para el sector energético español en 2030 y 2050, y evalúa sus consecuencias económicas, ambientales y tecnológicas. Los escenarios son cuatro, aunque uno de ellos, el de *mantenimiento de políticas actuales*, ha quedado obsoleto en los cinco años que han pasado desde su publicación por la actualización tan importante que han experimentado las políticas energéticas en España, por lo que se obviará en este informe:

— **Descarbonización:** Este escenario asume el compromiso de reducción de emisiones de GEI del Acuerdo de París. Se estima un incremento de la población de un 0,3 por 100 cada año hasta 2050. Al mismo tiempo, se prevé un incremento del PIB de un 1,5 por 100 cada año hasta 2050, de nuevo con respecto a 2015. Sin embargo, la demanda final de energía se reduce en un 9 por 100 en 2030 y 2 por 100 en 2050.

En cuanto a los objetivos de descarbonización, España sigue lo indicado por la Comisión Europea: un 40 por 100 de reducción en 2030 (más ambicioso que el PNIEC), y un 95 por 100 de reducción en 2050, en ambos casos con respecto a 1990.

— En cuanto al sector energético, se reducen significativamente los precios del carbón y petróleo debido a la también considerable reducción en su demanda. El precio del gas experimenta un ligero aumento por el incremento de la demanda que surge, en primer lugar, por su papel como sustituto del carbón, y luego de su papel como tecnología de respaldo de las renovables. Se produce una reducción de costes de algunas tecnologías, especialmente renovables para generación eléctrica y de transporte eléctrico, lo que contribuye a su amplia implantación en 2050. Las tecnologías de eficiencia energética también cobran un importante impulso. Los objetivos de descarbonización son los que la Comisión Europea indica para España: un 40 por 100 de reducción de las emisiones en 2030, y un 95 por 100 en 2050, en ambos casos con respecto a 1990.

— *Avance tecnológico acelerado:* En este escenario se produce un progreso tecnológico sin parangón en el período 2015-2050. Así, hay un importante desarrollo tecnológico de las tecnologías renovables para generación eléctrica y de almacenamiento. No obstante, también se desarrollan fuertemente las tecnologías de *fracking* y los ciclos combinados de gas. La innovación es el motor de una economía que crece a un ritmo superior al 2 por 100 anual, llegando a picos del 5,5 por 100, y que es capaz de reducir muy significativamente los costes tecnológicos.

— La descarbonización de la economía es muy acusada en este escenario, aunque no gracias a la preocupación por el cambio climático, sino directamente a la innovación. El escenario de precios de combustibles es muy similar al de descarbonización: tanto el petróleo como el carbón experimentan una clara reducción, mientras que el gas experimenta una leve bajada. La mayor demanda de servicios energéticos y el efecto rebote por el abaratamiento de la energía resultan en un escenario de demanda final en que, al contrario que en los presentados anteriormente, la demanda final aumenta significativamente (un 3 por 100 en 2030 y un 23 por 100 en 2050). En este escenario, la reducción de emisiones en 2030 no es tan significativa con respecto al escenario anterior (150 Mt frente a los 111 Mt del escenario de descarbonización). Sin embargo, en 2050 se consigue la neutralidad climática, sin emisiones netas de CO₂. El precio

sombra del CO₂ en 2050 es de 560 €/t.

— *Estancamiento secular:* La pieza clave de este escenario es la ralentización del crecimiento económico, asociada fundamentalmente a una menor capacidad de innovación en las economías. Esto hace que las tecnologías energéticas no experimenten reducciones de costes significativas, con el consiguiente impacto en el despliegue de nuevas tecnologías. Así, la fuerte dependencia de los combustibles fósiles sigue siendo la realidad de 2050. El aumento de la demanda de carbón hace que, al contrario que en el resto de los escenarios, se produzca un incremento en su precio. El gas mantiene la tendencia alcista ya observada en los otros escenarios, aunque en este caso mucho más acusada. Finalmente, el precio del barril de petróleo se mantiene en torno a los 50 euros porque la demanda no se recupera y la oferta se mantiene esencialmente estable, o quizá algo más reducida por el menor avance tecnológico.

— La ralentización del crecimiento económico, junto con la activación de las medidas tecnológicas de eficiencia energética, llevan a una reducción muy importante de la demanda de energía final (un 10 por 100 con respecto a 2015), estabilizándose de hecho entre 2030 y 2050. En cuanto a las emisiones, es interesante ver que la restricción de emisiones de CO₂ para 2030 podría cumplirse sin problemas con un precio del CO₂ nulo. Sin embargo, en 2050 las emisiones

de CO₂ apenas descienden, alcanzando las 150 Mt (cifra similar al escenario de avance tecnológico acelerado en 2030), aunque tendrían un coste de 40 €/tCO₂.

Los resultados son distintos para los dos horizontes temporales. Así, para 2030, los diferentes escenarios coinciden en que será relativamente sencillo cumplir con los objetivos europeos de descarbonización previstos para España. Sin embargo, las inversiones requeridas para alcanzar dicho objetivo pueden no ser coherentes con los objetivos de largo plazo. Así, en los escenarios más laxos de 2030 se instala fundamentalmente nueva potencia eléctrica alimentada con gas natural, que no podría seguir existiendo (o debería reducirse en gran medida) en 2050, lo que plantea importantes retos desde el punto de vista de la remuneración de estas inversiones y de la coherencia en costes de los escenarios. En este sentido, para asegurar la compatibilidad entre los distintos horizontes considerados es fundamental el diseño de un sistema de señales económicas e institucionales a largo plazo (incluyendo un diseño adecuado del mercado eléctrico, y también de los precios de la energía) que marquen la dirección correcta de evolución del sistema energético español.

Si analizamos el *mix* energético en 2050, el escenario de descarbonización se apoya principalmente en la biomasa, la eólica y la solar fotovoltaica, con una presencia menor pero notable del biodiesel. En el escenario de avance tecnológico acelerado, el *mix* se parece bastante, aunque la energía nuclear no desaparece en 2050, sino que ocupa una cuota superior al 10 por

100, mientras que el resto de las fuentes energéticas primarias con mayor peso siguen siendo las mismas. Por último, el escenario de estancamiento secular presenta una dominancia de las fuentes fósiles que supera el 60 por 100, siendo la principal el gas natural, seguida del petróleo. La principal fuente renovable sería la biomasa.

Un resultado importante es la importancia del ahorro y la eficiencia energética para lograr los objetivos de descarbonización a un coste razonable, e incluso aunque los objetivos de reducción de emisiones se relajen, el sistema sigue beneficiándose de la promoción de medidas económicamente rentables de ahorro y eficiencia. Así la electrificación de los consumos finales, en particular el sector terciario y el del transporte, permite reducir emisiones y ahorrar energía. De hecho, el grado de electrificación aumenta cuando se endurecen los objetivos de reducción de emisiones. A este respecto, la velocidad de penetración en el mercado de estas tecnologías eficientes se convierte en un factor muy relevante para la consecución de objetivos y por ello la existencia de barreras a dicha penetración puede dificultar sobremanera la transición energética.

El sector eléctrico tiene un papel central en el proceso de transición energética. Parte de las medidas de ahorro requieren una electrificación creciente de la economía, lo que lleva en 2050 a crecimientos significativos de la demanda eléctrica en todos los escenarios, especialmente en el de avance tecnológico, donde alcanza los 538 TWh en comparación con los 230 TWh actuales, es decir, más del doble. En el escenario de descarbonización

casi se duplica, llegando a los 443 TWh. Adicionalmente, el modelo indica que el sector eléctrico es la opción más barata para reducir emisiones de CO₂. La generación eléctrica se descarboniza totalmente en 2050 (y la generación con carbón desaparece ya en 2030) incluso en los escenarios en que la reducción de emisiones es menos ambiciosa (salvo cuando la evolución tecnológica se retrasa). Esta descarbonización se logra fundamentalmente con energías renovables: en el escenario de descarbonización, la eólica (~ 43 por 100) y solar fotovoltaica (~ 50 por 100) ocupan prácticamente todo el *mix* eléctrico, junto con la hidráulica que supone el resto de la capacidad y desempeña principalmente una función de respaldo.

Por último, indican que los grandes retos serían los asociados a la necesidad de acomodar la generación variable a la demanda (o viceversa), mediante

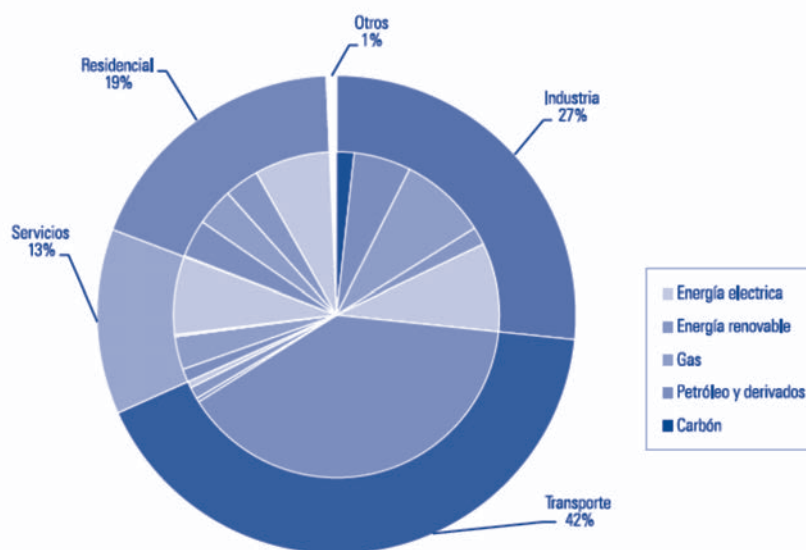
una generación de respaldo despachable y libre de emisiones de CO₂ o con almacenamiento de gran escala, así como otros retos importantes para la descarbonización de la industria y del transporte pesado.

Así pues, aunque los objetivos para el sector energético español a 2030 parecen asequibles, los que se plantean a un plazo mayor son complejos y exponencialmente mayores a medida que aumenta el nivel de descarbonización a alcanzar, por lo que hacer análisis a largo plazo resulta esencial.

IV. CONCLUSIONES

El Acuerdo de París tiene como objetivo mantener el aumento de temperatura por debajo de los 2 °C, lo que hace imprescindible una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero sin precedentes en la historia. Por este motivo, la

GRÁFICO 14
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA POR SECTOR EN 2015



Fuentes: Escenarios para el sector energético en España (2030-2050, Economics for Energy).

transición energética es indispensable, y el estudio de escenarios energéticos nos permite realizar análisis cuantitativos y cualitativos sobre la mejor forma de actuar y tomar decisiones ante este desafío.

Aunque los informes analizados construyan escenarios basándose en planteamientos y filosofías diferentes, se pueden extraer varias conclusiones que son transversales a la mayoría de ellos:

- (I) En primer lugar, la transición va a requerir un volumen ingente de recursos económicos para que se pueda llevar a cabo. Esto es algo fundamental, y va a requerir la movilización de fondos e inversiones, tanto por parte del sector privado como público.
- (II) En cuanto al despliegue tecnológico, las energías renovables deberán expandirse de forma muy importante, así como la electrificación de diferentes sectores de la economía, especialmente la movilidad (con el vehículo eléctrico como protagonista) y los sistemas de climatización. Las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) también pueden tener un papel fundamental en el abatimiento de aquellas emisiones para

las que aún no hay ninguna alternativa tecnológica.

- (III) Nuevos vectores entrarán con fuerza en la matriz energética: se espera que la biomasa y el hidrógeno renovable se comience a usar a gran escala.
- (IV) La participación ciudadana también será esencial. Los cambios de comportamiento y hábito deben ser uno de los motores que muevan la descarbonización. El cambio modal en el transporte y otras formas más responsables de consumo serán clave.

Cuando estudiamos las hojas de ruta para España, podemos concluir que la ambición climática de nuestro país es elevada. Esto también se debe a que las regiones más desarrolladas, como Europa, tienen mayor responsabilidad en las emisiones históricas y, por tanto, deben asumir un mayor esfuerzo.

El principal objetivo de España es el de ser una economía neutra en carbono para el año 2050, para lo que deberá afrontar una serie de retos tecnológicos y sociales:

- (I) Abandonar los combustibles fósiles, y sustituirlos por energías renovables.

- (II) Electrificar al menos la mitad de la economía.

- (III) Desarrollar nuevos vectores energéticos, como el hidrógeno y otros combustibles renovables.

- (IV) Transformar sectores económicos clave, como el transporte, los edificios o la industria.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (IEA) (2021). *World Energy Outlook 2021*.
- BLOOMBERG NEF (2021). *New Energy Outlook 2021*.
- BP (2020). *BP Energy Outlook 2020*.
- ECONOMICS FOR ENERGY (2017). *Escenarios para el sector energético en España (2030-2050)*.
- GOBIERNO DE ESPAÑA (2020). *Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo*.
- GOBIERNO DE ESPAÑA (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)*.
- IHS MARKIT (2021). *2021 Energy Scenarios and Net Zero Cases*.
- IRENA (2021). *World Energy Transitions Outlook: 1,5 °C Pathway*.
- SHELL (2021). *The Energy Transformation Scenarios*.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2021). *International Energy Outlook 2021*.

Resumen

La acelerada descarbonización de la economía, a la que muchos Gobiernos se han comprometido, implica no solo una reducción en el consumo de hidrocarburos, sino también una transformación profunda de los correspondientes mercados. Este artículo trata de ofrecer una visión organizada de lo aportado sobre este tema por diferentes perspectivas energéticas que gozan de reconocimiento internacional, así como por diferentes fuentes académicas. Este trabajo explora la oferta y la demanda de gas y petróleo en escenarios de rápida y muy rápida descarbonización, buscando aquellas tendencias comunes que ayudan a entender qué papel tienen estos hidrocarburos en ellos. La idea clave de este artículo es que el petróleo y el gas natural seguirán siendo energías clave para el mundo en los próximos treinta años, aunque el consumo de ambos hidrocarburos se reduce a medida que la economía se descarboniza. En este contexto de menor consumo, conviene destacar que el gas natural es un combustible más resiliente en los escenarios de rápida descarbonización, en particular, en la próxima década.

Palabras clave: políticas climáticas, descarbonización, escenarios, mix energético.

Abstract

The current plans for a deep decarbonization of the economy across many different countries implies not only a reduction in hydrocarbon consumption, but also a profound transformation of the corresponding markets. This article offers an organized perspective of the different energy outlooks by internationally recognized institutions as well as from different academic sources. This paper explores oil and gas supply and demand in scenarios of rapid and very rapid decarbonization, looking for common trends that help to understand the role of these energy sources. The key insight of this paper is that oil and natural gas remain as key energy sources over the next 30 years, although consumption of both hydrocarbons declines as the economy decarbonizes. In this context of progressive lower consumption, it is worth noting that natural gas is a more resilient fuel in scenarios of rapid decarbonization, particularly in the next decade.

Keywords: climate policies, decarbonization, scenarios, energy mix.

JEL classification: F01, Q54, Q55, Q56.

EL FUTURO DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL EN ESCENARIOS GLOBALES DE RÁPIDA DESCARBONIZACIÓN

Jorge BLÁZQUEZ

Oxford Institute for Energy Studies

José M.^a MARTÍN-MORENO (*)

Universidade de Vigo

I. INTRODUCCIÓN

EN los últimos tres años (2019-2021) han tenido lugar fuertes cambios en los mercados energéticos. La crisis humanitaria del COVID-19 tuvo un impacto significativo sobre la demanda de energía en 2020, en especial para el transporte, debido a los numerosos confinamientos a nivel mundial. Aún en 2022, algunas grandes ciudades chinas están confinadas por motivo del COVID-19, afectando a la demanda de energía. En el momento de escribir este artículo, el precio del petróleo supera los 100 dólares el barril. Rusia, país clave para las exportaciones mundiales de gas natural y petróleo, está en guerra con Ucrania y sus exportaciones energéticas están sometidas a sanciones. Quizá más relevante para este trabajo es la aceleración en los compromisos políticos de descarbonización que se han producido en este período de tiempo. De acuerdo con la base de datos de Net Zero Tracker (2022), el 88 por 100 de las emisiones globales están sujetas a compromisos de cero emisiones, representando el 90 por 100 del PIB global y el 85 por 100 de la población mundial. Es importante destacar que no solo se trata de países desarrollados como Estados Unidos, la Unión

Europea, Reino Unido o Japón entre otros, sino que abarca a dos de las economías emergentes clave como son China e India. En conclusión, parece existir un compromiso político y social mundial para descarbonizar el sistema energético.

En abril de 2022, el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (2022) ponía de relieve que en los escenarios consistentes con el Acuerdo de París tenía lugar una caída acelerada del consumo de combustibles fósiles. En particular, el documento señalaba que en los escenarios que limitaban el calentamiento global a 1,5 °C (sobre niveles preindustriales) el consumo de carbón, petróleo y gas natural caía un 95 por 100, 60 por 100 y 45 por 100 en 2019-2050, respectivamente. Por otra parte, en los escenarios que limitaban el calentamiento global a 2 °C, la demanda de carbón, petróleo y gas natural caía un 85 por 100, 30 por 100 y 15 por 100 en el mismo período de tiempo, respectivamente. La descarbonización del sistema energético y las políticas destinadas a limitar el calentamiento global apuntan a un decrecimiento del consumo de petróleo y del gas con intensidad variable. Por una parte, la Agencia Internacional de la Energía (2021) publicó el esce-

nario *Net Zero 2050* donde se decía que no había necesidad de invertir en nueva oferta de petróleo y gas. En 2022, la guerra en Ucrania, los altos precios del gas natural en Europa y del petróleo a nivel internacional, están haciendo a algunos Gobiernos europeos replantearse sus políticas de producción de hidrocarburos (*Financial Times*, 5/4/2022).

Por otra, en 2019 el petróleo y gas natural representaron casi el 60 por 100 del total de energía primaria consumida en el mundo a nivel global (BP, 2021) siendo la segunda fuente de energía más utilizada en 2019 el carbón, 27 por 100 del total. Finalmente, las energías renovables (1), a pesar del fuerte crecimiento de los últimos años, representaron alrededor del 6 por 100 del total.

El mundo se encuentra frente a un reto que nunca había tenido lugar en la historia, desplazar en un intervalo de tiempo relativamente corto sus tres principales fuentes de energía: el petróleo, el carbón y el gas natural.

Derviş y Strauss (2021) llaman a este reto la *Paradoja de la Descarbonización*. Los debates en torno a la descarbonización se mueven alrededor de dos posiciones que son contradictorias. Por un lado, dado el nivel de consumo de combustibles fósiles, el crecimiento económico de las economías emergentes, y el tiempo disponible, la descarbonización del sistema energético parece imposible. Por otro, dada la importancia para la humanidad y para el propio planeta, la descarbonización del sistema energético en un corto período de tiempo parece inevitable.

En este sentido, la incertidumbre que rodea al sector del

petróleo y el gas en un contexto de rápida descarbonización es elevada, como ponen de relieve estos cuatro titulares aparecidos en la prensa española en 2018-2022: «Gas y petróleo: la inversión en combustibles fósiles está lejos de extinguirse» (*Expansión*, 12/01/2022), «La poca inversión realizada en gas y petróleo en los últimos años reducirá la oferta en el futuro» (*El Periódico de la Energía*, 24/8/2018), «Petróleo y gas: primer susto de la transición energética» (*Cinco Días*, 9/10/2021), «La incertidumbre amenaza al sector de Oil & Gas que paraliza su gasto de capital» (*El Español*, 6/2/2021).

En este contexto de fuerte incertidumbre, este trabajo trata de presentar y discutir las tendencias que van a definir la evolución de los mercados de gas y petróleo mundiales en los próximos treinta años, basándose en diferentes estudios de prospectiva energética.

El resto del artículo se organiza de la forma siguiente. La sección segunda presenta la metodología y la base de datos. Las secciones tercera y cuarta ofrecen una perspectiva de la demanda y oferta de gas y petróleo. La quinta sección aborda el problema de los precios de estas fuentes de energía y en la sección sexta se presentan las conclusiones.

II. METODOLOGÍA Y BASE DE DATOS

Dada la naturaleza prospectiva de este artículo, utilizamos tres fuentes primarias de información: El *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía (2021b), el *Energy Outlook* de la compañía

BP (2022), y el informe del IPCC (2022).

El *World Energy Outlook* está diseñado en torno a cuatro escenarios llamados: *Stated Policies*, *Announced Pledges*, *Sustainable Development (SD-IEA)*, y *Net Zero 2050 (NZ-IEA)*. Estos escenarios no son predicciones de lo que es probable que ocurra. Se trata de escenarios diseñados para evaluar los riesgos, explorar las oportunidades y entender las incertidumbres asociadas a la transición energética. El escenario *Stated Policies* está pensado como un escenario continuista, donde las políticas actuales y anunciadas se mantienen en el tiempo. Es un escenario de tipo *positivo* en lugar de *normativo*. En particular, las emisiones (2) de CO₂ se reducen tan solo un 6 por 100 en el período 2019-2050, muy lejos de lo necesario para evitar un rápido calentamiento global. El escenario *Announced Pledges* asume que los compromisos relativos al cambio climático realizados por los Gobiernos se llevan a cabo, es decir, que ponen en marcha medidas para alcanzar los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero anunciados. En este caso, las emisiones de CO₂ se reducen un 42 por 100. Finalmente, los escenarios *SD-IEA* y *NZ-IEA* están concebidos y diseñados para ser consistentes con el Acuerdo de París en lo respectivo a emisiones de carbono. En concreto, en *NZ-IEA* se alcanzan las emisiones cero y en *SD-IEA* caen un 77 por 100.

Los escenarios del *Energy Outlook* de BP son tres: *New Momentum*, *Accelerated (ACC-BP)*, y *Zet Zero (NZ-BP)*. *New Momentum* se trata de otro escenario de tipo *positivo* donde las preferencias sociales, las políticas

y las tecnologías evolucionan de forma consistente con el pasado reciente. Los otros dos escenarios, *ACC-BP* y *NZ-BP*, están diseñados para ser consistentes con el Acuerdo de París con una caída de emisiones de CO₂ en 2050 del 75 por 100 y el 95 por 100, respectivamente.

Finalmente, de todos los escenarios que se incluyen en la base de datos del informe IPCC solo se van a utilizar los escenarios llamados *1,5 °C con ningún o limitado overshoot* (3) y *2 °C con acción inmediata* (4), que denominaremos *1.5-IPCC* y *2.0-IPCC*, respectivamente. Para representar estos escenarios utilizaremos la mediana de estos, siguiendo la metodología del informe IPCC (2022). Este informe tiene otros escenarios que son consistentes con el Acuerdo de París, pero no están alineados con los escenarios *SD-IEA*, *NZ-IEA*, *ACC-BP* y *NZ-BP*.

Dado el objetivo de este artículo, nos vamos a centrar en los siguientes escenarios: *SD-IEA*, *NZ-IEA*, *ACC-BP*, *NZ-BP*, *1.5-IPCC* y *2.0-IPCC*. Desde nuestro punto de vista estos escenarios nos permiten definir la incertidumbre asociada al consumo y la producción de petróleo y gas natural y analizar el futuro de estos mercados en un contexto de rápida descarbonización de la economía mundial.

Por último, debemos destacar que todos los escenarios, incluyendo los del *Energy Outlook*, *World Energy Outlook* y los del IPCC, no recogen el impacto de la guerra en Ucrania y, por tanto, excluyen sus posibles implicaciones en la actividad económica y los mercados energéticos a largo plazo.

III. LA DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN

1. Consumo de petróleo

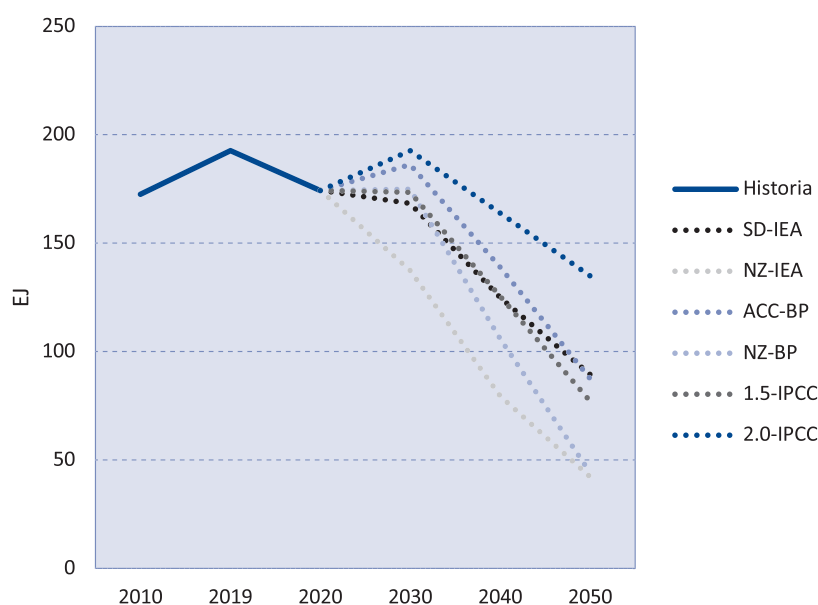
En esta sección discutimos la demanda agregada de petróleo en el período 2020-2050 y en los escenarios considerados. El gráfico 1 muestra el consumo de esta materia prima en dichos escenarios en 2010-2050. Llama la atención la caída en el consumo del año 2020 respecto al año anterior. Esto se debe a la crisis del COVID-19, que afectó fundamentalmente a la movilidad y, por tanto, mayormente al consumo de petróleo. El petróleo cayó alrededor de un 9 por 100. A partir de este año los escenarios divergen.

En el gráfico anterior podemos distinguir dos períodos,

2020-2030 y 2030-2050. En el primero de ellos se produce un aumento de la demanda de petróleo entre el 7 por 100 y 10 por 100 en dos escenarios, más que recuperando la caída de 2020 debido a la crisis del COVID-19. En los otros tres escenarios la demanda es virtualmente plana. Únicamente en el escenario *NZ-IEA* hay una caída del 20 por 100 en la demanda de petróleo. La idea principal detrás de estos números es que el mercado de petróleo es relativamente sólido en 2020-2030, aunque con una ligera tendencia a la baja.

El transporte es el principal sector demandante de petróleo, produciéndose un aumento de la demanda de servicios de transporte en este período por parte de las economías emergentes, principalmente. Esta potencial mayor demanda se ve a su vez mitigada por la mayor eficiencia

GRÁFICO 1
CONSUMO DE PETRÓLEO



Fuente: Elaboración propia.

en el transporte, por una más rápida electrificación y, en menor medida, por el uso de otros combustibles bajos en carbono que permiten contener o incluso reducir el consumo de petróleo.

A más largo, plazo 2030-2050, disminuye sustancialmente el consumo del crudo en todos los escenarios. Las reducciones en este período se sitúan en un rango entre 30 por 100 y 75 por 100. En estos escenarios la caída tiene lugar fundamentalmente en el sector transporte. En 2050 la demanda total de petróleo se sitúa en un rango entre los 23 millones de barriles al día (Mb/d) y los 74 Mb/d frente a los 98 Mb/d de 2019, año anterior a la pandemia de COVID-19. Como se aprecia hay un gap de 50 Mb/d, lo que sugiere una gran incertidumbre respecto del tamaño de la caída de la demanda de petróleo.

A este respecto, Gota *et al.* (2018) señalan cuatro factores claves para descarbonizar el sector del transporte: i) políticas que reduzcan la necesidad del transporte en sí mismo; ii) medios de transporte más eficientes; iii) mejorar la eficiencia técnica de los vehículos; y iv) descarbonizar los combustibles, pero es esta última la que más atención suele recibir. En este contexto, el *Energy Outlook 2022* de BP presenta caídas de consumo de petróleo en 2019-2050 para sus escenarios ACC-BP y NZ-BP similares a las caídas de SD-IEA y NZ-IEA, respectivamente. Dicho informe pone de relieve que la caída de consumo de petróleo en el transporte por carretera se debe a una mayor eficiencia y a la mayor electrificación. Destaca que los vehículos eléctricos en ACC-BP y NZ-BP representan alrededor del 65-80 por 100 de los kilómetros recorri-

dos en 2050, frente al 1 por 100 actual. En el mismo sentido, el *World Energy Outlook 2021* de la IEA (International Energy Agency), explica que la electrificación de los vehículos de pasajeros es clave. La electrificación de este tipo de vehículos estaría alrededor del 20 por 100 en el escenario NZ-IAE en el año 2030.

Los datos recientes avalan el cambio hacia la electrificación del transporte de pasajeros. En 2021, las ventas de vehículos eléctricos, incluyendo híbridos enchufables, crecieron hasta los 6,8 millones de unidades (5), lo que representa más del 100 por 100 de crecimiento respecto a 2020 y un 200 por 100 respecto a 2019. China y Europa encabezan las ventas totales. En el mismo sentido, la IEA en su informe *Global EV Outlook 2022* afirma que los vehículos eléctricos circulando en 2021 triplican los de los tres años precedentes.

Por otra parte, Gray *et al.* (2021) explica que la descarbonización del sector marítimo y la aviación es más complicada. La descarbonización futura del sector marítimo pasa por el hidrógeno (6) o el amoníaco (7) y requerirá de un significativo cambio en los diseños navales.

El futuro de la aviación comercial parece estar unida a los combustibles actuales, con los biocombustibles (8) como la mejor alternativa a medio plazo y el *power-to-liquid* a más largo plazo, tal como apunta Panoutsou *et al.* (2021). En el mismo sentido, el *Energy Outlook 2022* pone de relieve que la caída del consumo de petróleo en la aviación y el transporte marítimo viene explicada por el consumo creciente de los biocombustibles y de los com-

bustibles sintéticos derivados del hidrógeno. Sin embargo, en el sector aviación en 2050 el petróleo todavía representa entre el 25 por 100 y 65 por 100 del consumo total en estos dos escenarios. En el sector marítimo, los combustibles sintéticos, el gas natural y los biocombustibles ganan peso, pero no desplazan totalmente al petróleo. Con un enfoque similar, el *World Energy Outlook 2021* pone de manifiesto que hasta 2030 los biocombustibles son claves para la descarbonización.

Merece la pena destacar también el uso y consumo del petróleo como *feedstock* o materia prima para otras industrias. En este caso, el petróleo no se usa como fuente de energía y, por tanto, no tiene emisiones de CO₂ asociadas, al menos de forma inmediata. Esta es una de las demandas de energía más resilientes para el petróleo. El escenario ACC-BP explica que aproximadamente el 40 por 100 de toda la demanda de petróleo en 2050 se usa en el sector petroquímico y este porcentaje llega al 50 por 100 en caso de el escenario NZ-BP.

En cualquier caso, la transición energética está asociada a un uso más eficiente de la energía, pero también a un menor impacto medioambiental. En este sentido, los escenarios más agresivos de descarbonización suelen ir emparejados a un menor consumo de plásticos y otros derivados del petróleo, así como un mayor reciclaje de estos. Igualmente, el petróleo puede ser reemplazado como *feedstock*, en algunos casos, por *bio-feedstocks* descarbonizados. Merece la pena resaltar que BP (2019) llevó a cabo un escenario donde se exploraba el impacto sobre la de-

manda de petróleo de una prohibición de los *plásticos de un solo uso* en el año 2040. El resultado de dicho escenario apuntaba a una caída en la demanda de seis millones de barriles al día respecto al escenario base. Se trata, por tanto, de un efecto significativo sobre la potencial demanda de este combustible fósil.

Por otra parte, el informe del IPCC (2022) también ofrece información sobre el consumo de petróleo. Si nos centramos en los dos tipos de escenarios que limitan el incremento del calentamiento global a 1,5 °C con *ningún o limitado overshoot* y 2 °C con *acción inmediata* el informe ofrece la siguiente información: para el primer tipo de escenarios, que están alineados con 1.5-IPCC, la caída (9) es del 60 por 100 con un rango intercuartílico de (-75 por 100, -40 por 100) en 2019-2050. Para el segundo tipo de escenarios, 2.0-IPCC, la caída es de 30 por 100 con un rango intercuartílico de (-45 por 100, -15 por 100). Nuevamente y a pesar de que solo estamos teniendo en cuenta los escenarios consistentes con el Acuerdo de París, la incertidumbre es elevada. En el caso más favorable para el consumo de petróleo la caída sería de 15 por 100 y el caso más desfavorable de 75 por 100 en el período 2019-2050.

Finalmente, en el gráfico 2 se presenta el porcentaje de consumo de petróleo por sector en cada uno de los escenarios a 2050. El *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía (2021b) ofrece información detallada de la demanda de crudo a nivel sectorial y es lo que se refleja en este gráfico. Se puede apreciar la importancia del transporte en la demanda de petróleo y su impacto negativo a medida que crece la descarboni-

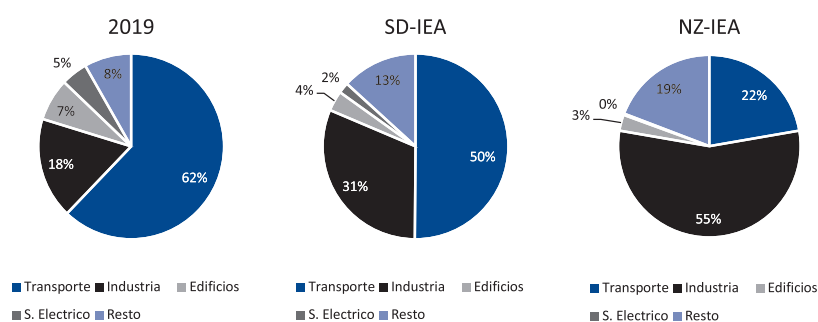
zación. Por el contrario, el consumo de petróleo en la industria, en particular como *feedstock*, crece en importancia a medida que la economía se descarboniza. La demanda de estos dos sectores representa alrededor del 85 por 100 en 2019 y alrededor del 80 por 100 en 2050.

2. Consumo de gas natural

Al igual que en el apartado anterior, en este se discute la

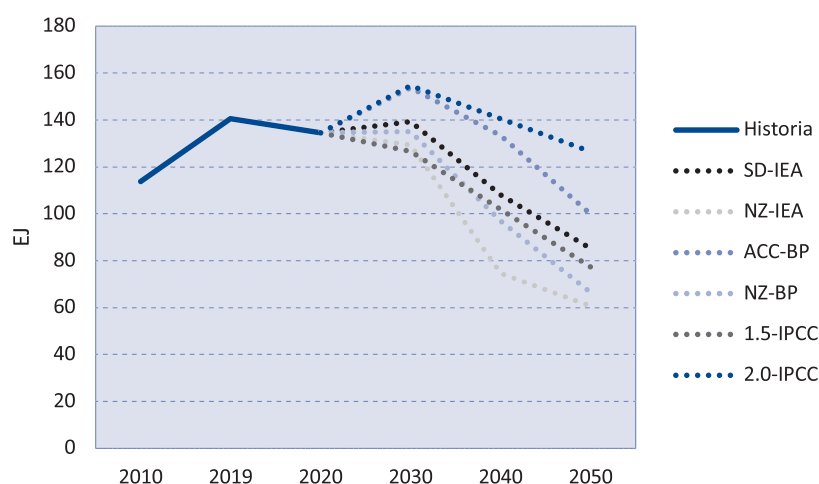
evolución del consumo de gas natural en los escenarios considerados, mostrando en el gráfico 3 su consumo y evolución. Al contrario de lo ocurre en el caso del petróleo, no se observa una caída tan significativa en el consumo en 2020, cayendo este tan solo un 2 por 100 respecto a 2019. El motivo de esta menor caída es que el gas natural se consume fundamentalmente en los sectores de generación eléctrica, industrial y de edificación (residencial y comercial), que tu-

GRÁFICO 2
CONSUMO DE PETRÓLEO POR SECTORES EN 2019 VERSUS 2050



Fuente: *World Energy Outlook 2021* (Agencia Internacional de la Energía, 2021).

GRÁFICO 3
CONSUMO DE GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia.

vieron un mejor desempeño que el sector transporte durante la crisis del COVID-19. Sin embargo, al igual que ocurre en el caso del petróleo, a partir de 2020 los tres escenarios divergen.

En el primer período, 2020-2030, la demanda de gas natural permanece relativamente estable o bien está al alza, dependiendo de los escenarios. En este período el rango de variación oscila entre un crecimiento del 15 por 100 o una caída del 6 por 100. A diferencia de lo que ocurre con el petróleo, la incertidumbre a corto plazo en el consumo de este combustible fósil es menor. Esto podría interpretarse en el sentido de que el gas natural es un *punto hacia la descarbonización* como sustituto del carbón, fundamentalmente en el sector eléctrico a corto plazo. A nivel mundial, el 35 por 100 de la generación eléctrica procedía del carbón y el 23 por 100 del gas natural (BP, 2021). De hecho, y usando las eficiencias medias de las plantas térmicas a nivel mundial para la generación de electricidad, se puede reemplazar 1 TWh de electricidad procedente del carbón por otro de gas con una reducción de emisiones de aproximadamente el 50 por 100. Los escenarios del IPCC refuerzan esta idea. La caída mediana en 1.5-IPCC es del 10 por 100 en 2019-2030 con un rango intercuartílico de (-30 por 100, 0 por 100). Por el contrario, para el caso de 2.0-IPCC se produce un aumento del 10 por 100 en el mismo período con un rango intercuartílico de (0 por 100, 15 por 100). Hay que señalar que esta visión del gas natural como *punto hacia la descarbonización* no es compartida por algunos investigadores. Por ejemplo, Gillingham y Huang (2019) destacan ventajas sociales

y medioambientales del gas natural, pero creen que no se debe considerar al gas natural como un puente hacia una economía baja en carbono. Gürsan y de Gooyert (2021) ponen de manifiesto que las inversiones en gas natural pueden reducir las inversiones en renovables, alargando la permanencia de los combustibles fósiles en el *mix* energético y retrasando la descarbonización.

Los dos sectores claves para explicar la demanda de gas natural a corto plazo son la industria y la generación eléctrica (incluyendo el sector de calor y frío). Estos dos sectores representaron en el año 2019 el 33 por 100 y el 40 por 100, respectivamente. El *Energy Outlook 2022* explica que la sustitución del carbón ayuda a mantener la demanda de gas en el corto plazo, pero la fuerte penetración de las energías renovables termina desplazando al gas del sector eléctrico a medio y largo plazo.

Por otro lado, las economías emergentes de Asia, sumidas en un proceso de industrialización, ayudan a mantener la demanda de gas natural en el corto plazo. Esta demanda, en el caso de un país clave como China, se ve reforzada por las políticas energéticas que fomentan el cambio progresivo de carbón a gas. Esta visión es consistente, por ejemplo, con un análisis de la empresa petrolera China CNPC, que espera un aumento de la penetración del gas natural en el *mix* energético desde el 9 por 100 en 2020 hasta el 12 por 100 en 2030 (Reuters, 24 junio, 2021).

En la segunda parte de la muestra, 2030-2050, al igual que en el caso del petróleo, se producen reducciones de consumo de gas natural, pero de

menor intensidad. Las caídas oscilan en un rango de 18 por 100 y el 53 por 100. Una diferencia importante entre el gas natural y el petróleo es que el CO₂ emitido por gas natural usado en la industria, en la generación eléctrica o en la producción de hidrógeno, se puede capturar y secuestrar (Babaee y Loughlin, 2018 y McGlade *et al.*, 2018). Esta particularidad convierte, en teoría al menos, al gas natural en un combustible más resistente en escenarios de rápida descarbonización.

Centrándonos en ACC-BP y NZ-BP, el fuerte crecimiento de fuentes de energía renovables impacta negativamente sobre la demanda de gas natural en los principales centros de demanda del mundo. Además, estos descensos también vienen explicados por la disminución del uso de esta fuente de energía en la industria y los edificios, especialmente en las economías desarrolladas. Esta caída se mitiga por la emergencia de una nueva demanda de gas natural para producir hidrógeno azul. El hidrógeno azul, producido a partir de gas natural o carbón y captura y secuestro del carbono (CCS), es actualmente más barato que el hidrógeno verde producido a partir de electricidad renovable. Se espera que esta última fuente de energía se vaya haciendo relativamente más competitiva a medida que el coste de los electrolizadores y de la electricidad procedente de renovables se reduzca (Noussan *et al.*, 2021).

En general, los escenarios que son consistentes con el Acuerdo de París, incluyendo los mencionados en el párrafo anterior, suelen ir acompañados de un mayor consumo de hidrógeno

bajo en carbono. El motivo es que el hidrógeno es una alternativa para descarbonizar los sectores que son más difíciles de abatir, en particular a partir de 2030 (Hanley, Deane y Gallachóir, 2018). La aviación, el transporte marítimo, el sector del acero, el sector cerámico, etc., son difíciles de electrificar y requieren de otro tipo de solución distinta a la electrificación. En este sentido, el *Energy Outlook 2022* explica que en 2030-2050 se produce un aumento de la producción de hidrógeno multiplicándose por un factor de 3 o 4,5 dependiendo del escenario. Alrededor del 35 por 100 de este incremento se trata de hidrógeno azul, basado en el gas natural.

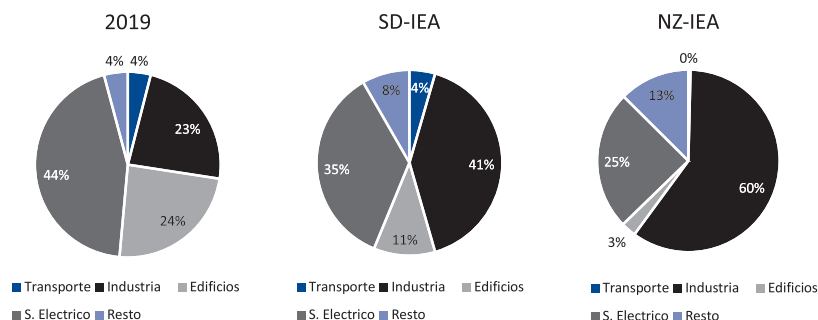
Para terminar con las perspectivas de la demanda de consumo de gas natural, el IPCC (2022) da información del crecimiento del consumo en 2019-2050. El escenario *1.5-IPCC* muestra una caída del 45 por 100 con un rango intercuartílico del (-60 por 100, -20 por 100), mientras que el escenario *2.0-IPCC* refleja una caída del 10 por 100 con un rango intercuartílico de (-35 por 100, 15 por 100).

Quizás la lección que podemos extraer del gráfico 3 es que, por su menor nivel de emisiones y tecnologías asociadas al CCS, el gas natural es más resistente a los escenarios de fuerte descarbonización.

Finalmente, y tal como hicimos en el caso de la demanda de petróleo, en el gráfico 4 se presenta el consumo de gas natural por sectores en 2019 y en 2050 para los escenarios del *World Energy Outlook*.

Merece la pena destacar el papel del gas natural en la gene-

GRÁFICO 4
CONSUMO DE GAS POR SECTORES EN 2019 VERSUS 2050



Fuente: *World Energy Outlook 2021* (Agencia Internacional de la Energía, 2021b).

ración eléctrica, que representa casi alrededor del 45 por 100 del consumo en 2019. A medida que el sistema energético se descarboniza, esta fuente de energía reduce su importancia relativa. Es importante señalar que el gas natural usado con tecnologías CCS representa alrededor del 25 por 100 y el 75 por 100 en 2050 en *SD-IEA* y *NZ-IEA*, respectivamente. El sector de edificios tiene una caída significativa en el consumo de gas. El motivo es la electrificación de este sector a medida que se progresa en la descarbonización. Finalmente, hay que mencionar que el uso del gas se concentra en el sector industrial a medida que la descarbonización se hace más profunda.

IV. LA OFERTA DE PETRÓLEO Y GAS EN LOS ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN

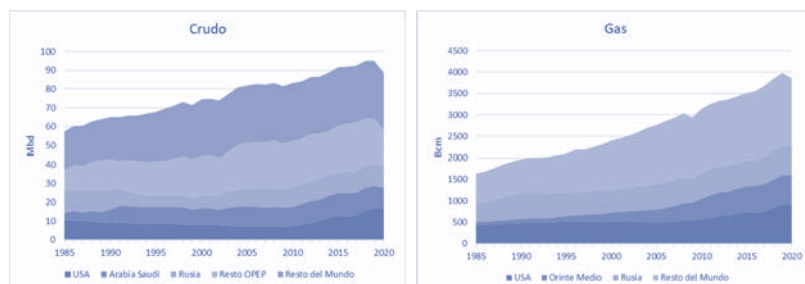
Lo primero que hay que destacar es que los modelos que analizan las tendencias energéticas con el cambio climático se centran fundamentalmente en la demanda. Esto es lo que ocurre con los *Integrated Assessment Models* en los que se basa fun-

damentalmente el informe del IPCC (2022). Por este motivo, para realizar el análisis por el lado de la oferta, las principales fuentes usadas en esta sección son el *Energy Outlook* y el *World Energy Outlook*.

La producción de petróleo en 2020 estuvo dominada por Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudí, que representan alrededor del 45 por 100 de la producción mundial. En el caso del gas, Estados Unidos, Rusia y Oriente Medio representan alrededor del 60 por 100 de la producción mundial, tal y como se observa en el gráfico 5. De estos datos se desprende que la producción de estos hidrocarburos está concentrada en unos pocos países.

No podemos pasar por alto una mención al papel central de Rusia en suministro de gas y petróleo, lo que convierte a este país en una pieza clave en la seguridad energética mundial (Martin-Moreno, 2014). En 2020 Rusia representa alrededor de 20 por 100 de la producción mundial de gas y el 15 por 100 de petróleo. La guerra de Ucrania podría tener un impacto

GRÁFICO 5
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN 1985 - 2020



Fuente: BP (2021).

sobre los mercados energéticos a medio y largo plazo, pero discutir estos impactos no es objeto de este artículo.

Por el lado de la producción de petróleo la evolución del suministro mundial está dominada fundamentalmente por las tendencias del *tight oil* estadounidense y la producción de los países de la OPEP.

En 2020-2030, el *tight oil* (10) estadounidense se recupera del impacto del COVID-19, y la producción alcanza un máximo en torno a los 15 Mdb. Esta tendencia del *tight oil* es común a todos los escenarios considerados por bp a corto plazo. El informe destaca que, a más largo plazo, 2030-2050, este tipo de petróleo comenzara a declinar a medida que estos nuevos pozos maduren. La producción de *tight oil* cae a unos 5 Mdb en ACC-BP y NZ-BP. El papel central, entonces, se desplaza a la OPEP. En este contexto, merece le pena señalar el artículo de Newell y Prest (2019) que explora la capacidad de Estados Unidos para reemplazar a la OPEP como productor marginal, es decir, el productor capaz de variar su producción con rapidez.

El *Energy Outlook* considera que la OPEP adopta una estrategia más competitiva en el contexto de descensos acelerados de la demanda aumentando su cuota de mercado. Si en 2020-2030, la OPEP mantenía la oferta restringida para compensar la mayor producción de *tight oil* estadounidense y otros nuevos mercados emergentes como Brasil, en 2030-2050 cambia a una estrategia más competitiva. A largo plazo, su cuota de mercado pasa del 30 por 100 en 2030 al entorno del 45 por 100 en 2050, acercándose a los máximos históricos alcanzados en los años 70. Lógicamente el mayor peso de la OPEP en la oferta mundial de petróleo tiene efectos sobre la formación de los precios de esta materia prima (Känzig, 2021; Ansari y Kaufmann, 2019 y Schmidbauer y Röschb, 2012)

El informe recalca la mayor resiliencia de los países de OPEP gracias a sus menores costes de producción. De hecho, alrededor del 70 por 100 de la caída de la producción de petróleo tiene lugar en países ajenos a la OPEP.

Merece la pena señalar que no todos los petróleos llevan asociadas el mismo nivel de emisiones de carbono. En escena-

rios de fuerte descarbonización, aquellos petróleos con menos emisiones asociadas tienen ventajas competitivas. Esta tendencia favorece a países como Kuwait, Arabia Saudí y Emiratos Árabes que tienen una menor intensidad de carbono en la producción de crudos.

El *World Energy Outlook* hace hincapié en la ausencia de inversión en nuevos campos de producción después de 2021 en el escenario NZ-IEA. La caída de la demanda y de los precios no justifican nuevas inversiones, en la medida que las empresas tendrían problemas para recuperarlas. También resalta que aquellos países con mayores costes en la producción de crudo, como los europeos o Canadá, tendrán poca o ninguna inversión desde la mitad de los años 20.

Respecto a la producción de gas en el corto plazo 2020-2030, dicha producción está ligada a una creciente demanda de gas natural licuado. Dependiendo de los escenarios, en unos se produce un ascenso y otros una reducción, no pudiéndose extraer una tendencia común. Por el contrario, en 2030-2050 se produce una caída de la producción que es común a todos ellos, como consecuencia de la caída de la demanda mundial. El *Energy Outlook* pone de manifiesto que en escenarios de rápida descarbonización la producción de gas natural cae entre un 35 por 100 y un 60 por 100. Estados Unidos, Rusia y Oriente Medio representan conjuntamente alrededor del 50 por 100 de la caída.

En el escenario NZ-IEA no hay desarrollos de nuevos campos de gas natural, más allá de los actualmente aprobados, que suman unos 420 bcm. Además,

se destaca que, dado el relativamente bajo nivel de comercio internacional de gas natural licuado, cualquier proyecto de este tipo con un precio de *break-even* por encima de 5 \$/mmBTU estaría en riesgo financiero.

V. EL PRECIO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL EN LOS ESCENARIOS DE RÁPIDA DESCARBONIZACIÓN

La visión sobre el precio del gas y el petróleo depende, en buena parte, de las propias políticas climáticas en los próximos treinta años. Si las políticas mundiales tienden a restringir la demanda de hidrocarburos, lo que se puede considerar como un *shock* negativo de demanda, habrá una caída de los precios en términos reales. Por el contrario, si las políticas que predominan son aquellas orientadas a reducir la producción de gas y petróleo, esto se puede considerar un *shock* negativo de oferta y, por lo tanto, habrá una subida de precios. Entre las políticas de demanda se incluyen los precios del CO₂, subida de impuestos a los combustibles fósiles, regulación sobre la eficiencia de los vehículos, etc. (Blazquez, Fuentes y Manzano, 2020). Por el lado de la oferta, podemos destacar políticas que restringen la financiación de nuevos proyectos de petróleo o gas, regulación sobre producción de hidrocarburos, dificultad para nuevos permisos de exploración, etcétera.

La base de datos IPCC (2022) recoge precios consistentes con los escenarios que hemos descrito en la sección segunda. Los precios están en dólares de 2010 por gigajulio (GJ). Para facilitar la lectura de esta sección, transformamos todos los datos a dólares de 2020

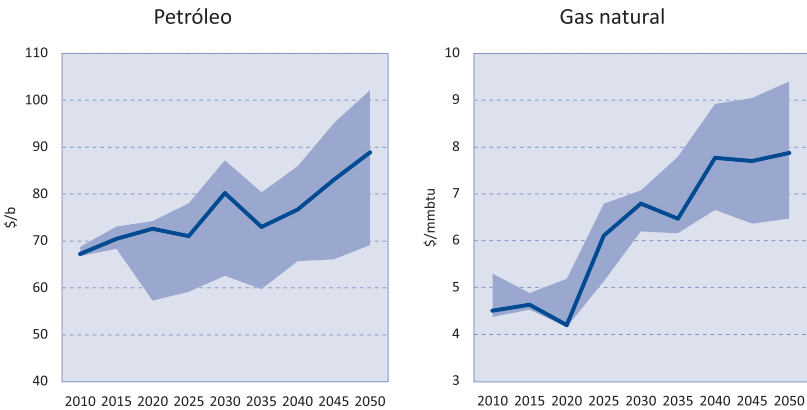
por barril de petróleo (\$/b) y, en el caso del gas, a dólares por millón de BTU (unidad térmica británica) (\$/mmBTU). El *World Energy Outlook* ofrece información de los precios en diferentes escenarios, empleando como criterio el nivel de precios necesario para garantizar una inversión suficiente en cada uno de ellos.

El precio medio del petróleo y del gas, así como las bandas que reflejan el rango intercuartílico, para los escenarios 1.5-IPCC se reflejan en el gráfico 6. Los precios de estos hidrocarburos en los escenarios 2.0-IPCC tienen una tendencia similar, pero con

mayores rangos de volatilidad. Dado que cualitativamente los resultados son similares, solo presentamos los escenarios de más rápida descarbonización.

El mensaje principal recogido en estos dos gráficos es que el precio tiende a crecer en términos reales. En general, para aquellos lectores no familiarizados con la literatura económica, el menor consumo de petróleo y gas debería llevar asociados unos menores precios. Sin embargo, esto gráficos son consistentes con políticas encaminadas a la reducción de la producción con más intensidad que la demanda.

GRÁFICO 6
PRECIOS DEL PETRÓLEO Y GAS EN ESCENARIOS 1.5-IPCC



Fuente: Elaboración propia.

CUADRO N.º 1
PRECIOS DEL PETRÓLEO Y GAS EN ESCENARIOS IEA

	NZ-IEA				SD-IEA	
	2010	2020	2030	2050	2030	2050
Precio del petróleo (\$/b)	92	42	36	24	56	50
Precio del gas natural (\$/mmBTU)						
Estados Unidos	5,2	2,0	1,9	2,0	1,9	2,0
Unión Europea	8,8	4,2	3,9	3,6	4,2	4,5
China	7,9	6,3	5,3	4,7	6,3	6,3
Japón	13,0	7,9	4,4	4,2	5,4	5,3

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (2021b).

Por el contrario, los precios recogidos en el *World Energy Outlook* ofrecen una visión muy diferente. Los precios del petróleo y del gas natural presentan una pendiente decreciente a largo plazo. Además, son menores en el escenario *NZ-IEA*, que implica una descarbonización más profunda, que en *SD-IEA*, tal como se recoge en el cuadro n.º 1.

Dada la histórica volatilidad de los precios de estos hidrocarburos y el muy diferente comportamiento entre escenarios, estas tendencias deben tomarse con cautela.

VI. CONCLUSIONES

En los últimos cuatro años han tenido lugar acontecimientos muy importantes que han cambiado la visión que se tenía sobre los mercados energéticos. En 2015 se aprobó el Acuerdo de París, en 2020 tuvo lugar la crisis del COVID-19, en 2021 se celebró la reunión internacional sobre cambio climático (COP26) donde los países presentaron nuevos y más ambiciosos compromisos medioambientales y, finalmente, la invasión rusa de Ucrania ha añadido más incertidumbre a los mercados de petróleo y gas natural.

La acelerada descarbonización de la economía a la que muchos Gobiernos se han comprometido (alrededor del 90 por 100 de las emisiones globales están sujetas a compromisos de cero emisiones) se traducirá en una mayor presión sobre los mercados de gas y petróleo en las próximas décadas. En consecuencia, la estructura de estos mercados va a sufrir una transformación significativa.

Este artículo ha tratado de presentar una visión organizada y coherente de los papeles del gas y el petróleo en escenarios de rápida descarbonización, usando diferentes fuentes que gozan de reconocimiento internacional. Sin embargo, tal como se pone de manifiesto a lo largo del documento, las tendencias presentadas deben ser tomadas con cautela dada la enorme incertidumbre que rodea la transición energética.

Quizá la idea clave de este artículo es que el petróleo y el gas natural van a seguir siendo energías claves para el mundo en los próximos treinta años, aunque el consumo de ambos hidrocarburos se irá reduciendo a medida que la economía se descarboniza. En este contexto de menor consumo, conviene destacar que el gas natural es un combustible más resiliente ante los escenarios de descarbonización, en particular, en la próxima década.

Por el lado de la oferta, el *tight oil* estadounidense y la OPEP van a ser claves. El *tight oil* tras la recuperación de la crisis del COVID-19, será la principal fuente adicional de crudo en el corto plazo. Sin embargo, a más largo plazo, la OPEP, por sus ventajas competitivas, recupera cuotas de mercado convirtiéndose en el principal jugador de este mercado. Por su parte, el gas natural a corto plazo aumenta debido al tirón del comercio internacional de este combustible, como consecuencia del crecimiento de las economías emergentes. A más largo plazo, la caída de la demanda arrastra la producción, con Estados Unidos, Oriente Medio y Rusia, absorbiendo buena parte de dicha caída.

Finalmente, sobre el comportamiento de los precios hay que decir que hay visiones que parecen contrapuestas entre las diferentes fuentes usadas en este documento, por lo que no consideramos conveniente sacar conclusiones al respecto.

NOTAS

(*) MARTÍN-MORENO agradece la ayuda financiera recibida por parte del Gobierno español y FEDER a través de proyecto PID2021-124015NB-I00.

(1) Se excluye la energía hidráulica.

(2) Para simplificar el texto, en este artículo nos referimos siempre a emisiones de CO₂ procedentes del uso de energía y procesos industriales.

(3) El informe del IPCC incluye un total de 97 escenarios en esta definición.

(4) El informe del IPCC incluye un total de 204 escenarios en esta definición.

(5) <https://www.ev-volumes.com/>

(6) PARRA et al. (2019) analizan los costes asociados al hidrógeno y sus diferentes variantes. El estudio concluye que para que el hidrógeno sea clave en la transición energética hacen falta estrategias –en diferentes ámbitos– para reducir el coste.

(7) MALLOUPPAS, IOANNOU y YFANTIS (2022) discuten las limitaciones de este combustible en el sector marítimo.

(8) El artículo de LEBLANC et al. (2022) aborda el papel de los biocombustibles en el sector transporte, haciendo hincapié en que los biocombustibles pueden jugar un papel limitado y no dominante.

(9) Se trata de la mediana de todos los escenarios.

(10) Se incluyen los líquidos de gas natural.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2022). *Global EV Outlook 2022. Securing supplies for an electric future*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e0d2081d-487d-4818-8c59-69b638969f9e/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2021a). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2021b). *World Energy Outlook 2021. World Energy Outlook 2021 – Analysis* - IEA

ANSARI, E. y KAUFMANN, R. (2019). The effect of oil and gas price and price volatility on rig activity in tight formations and OPEC strategy. *Nature Energy*, 4(4), pp. 321-328. <https://www.nature.com/articles/s41560-019-0350-1>

BABAEI, S. y LOUGHLIN, D. H. (2018). Exploring the role of natural gas power plants with carbon capture and storage as a bridge to a low-carbon future. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20(2), pp. 379-391. <https://link.springer.com/article/10.1007/s10098-017-1479-x>

BANCO MUNDIAL (2022). Carbon Pricing Dashboard. https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data (Consultada. 28.04.2022)

BLÁZQUEZ, J., FUENTES, R. y MANZANO, B. (2020). On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*, 147, 111807. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520305267>

BP (2019). *Energy Outlook 2019*. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>

BP (2021). *Statistical Review of World Energy*. July 2021. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

BP (2022). *Energy Outlook 2022*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>

CINCO DÍAS. 9/10/2021. *Petróleo y gas: primer susto de la transición energética*. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/10/08/mercados/1633689082_985416.html

DERVIŞ, K. y STRAUSS, S. (2021). *The decarbonization paradox*. OP ED Brookings. <https://www.brookings.edu/opinions/the-decarbonization-paradox/>

EL ESPAÑOL (2021). *La incertidumbre amenaza al sector de Oil & Gas que paraliza su gasto de capital*. https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210206/incertidumbre-amenaza-sector-oil-gas-paraliza-capital/556695732_0.html

EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA (2018). *La poca inversión realizada en gas y petróleo en los últimos años reducirá la oferta en el futuro*. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-poca-inversion-realizada-en-gas-y-petroleo-en-los-ultimos-anos-reducira-la-oferta-en-el-futuro/>

EXPANSIÓN (2022). *Gas y petróleo: la inversión en combustibles fósiles está lejos de extinguirse* <https://www.expansion.com/economia/financial-times/2022/01/12/61df1e6de5fdea215b8b4589.html>

FINANCIAL TIMES (2022). *Kwasi Kwarteng orders review into fracking ban in England*. <https://www.ft.com/content/b940ccd6-0de3-4d81-9b7d-d559daaab29b>

KÄNZIG, D. R. (2021). The macroeconomic effects of oil supply news: Evidence from OPEC announcements. *American Economic Review*, 111(4), pp. 1092-1125. <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/aer.20190964>

GILLINGHAM, K. y HUANG, P. (2019). Is abundant natural gas a bridge to a low-carbon future or a dead-end? *The Energy Journal*, 40(2). <https://www.iaee.org/en/Publications/ejarticle.aspx?id=3325>

GOTA, S., HUIZENGA, C., PEET, K., MEDIMOREC, N. y BAKKER, S. (2019). Decarbonising transport to achieve Paris Agreement targets. *Energy Efficiency*, 12(2), pp. 363-386. <https://link.springer.com/article/10.1007/s12053-018-9671-3>

GRAY, N., McDONAGH, S., O'SHEA, R., SMYTH, B. y MURPHY, J. D. (2021). Decarbonising ships, planes and trucks: An analysis of suitable low-carbon fuels for the maritime, aviation and haulage sectors. *Advances in Applied Energy*, 1, 100008.

GÜRSAN, C. y DE GOOYERT, V. (2021). The systemic impact of a transition fuel:

Does natural gas help or hinder the energy transition? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138, 110552. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308364?dgcid=raven_sd_recommender_email

HANLEY, E. S., DEANE, J. P. y GALLACHÓIR, B. Ó. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures—A review of existing perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, pp. 3027-3045. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314089>

LEBLANC, F., BIBAS, R., MIMA, S., MURATORI, M., SAKAMOTO, S., SANO, F., BAUER, N., DAOIGLOU, V., FUJIMORI, S., GIDDEN, M. J., KATO, E., ROSE, S. K., TSUTSUI, J., VAN VUUREN, D. P., WEYANT, J. y WISE, M. (2022). The contribution of bioenergy to the decarbonization of transport: a multi-model assessment. *Climatic Change*, 170(3), pp. 1-21. <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-021-03245-3>

MALLOUPPAS, G., IOANNOU, C. e YFANTIS, E. A. (2022). A Review of the Latest Trends in the Use of Green Ammonia as an Energy Carrier in Maritime Industry. *Energies*, 15(4), 1453. <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/4/1453>

MARTÍN-MORENO, J. M. (2014). The rise of emerging markets and its impact on global energy security. *Modern Economy*, 5, pp. 967-979. https://www.scirp.org/html/5-7200826_48767.htm

MCGLADE, C., PYE, S., EKINS, P., BRADSHAW, M. y WATSON, J. (2018). The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere? *Energy Policy*, 113, pp. 454-465. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517307693>

NET ZERO TRACKER (2022). <https://zerotracker.net/> (Consultada, 26.04.2022)

NEWELL, R. G. y PREST, B. C. (2019). The unconventional oil supply boom: Aggregate price response from microdata. *The Energy Journal*, 40(3). <https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=3350>

NOUSSAN, M., RAIMONDI, P. P., SCITA, R. y HAFNER, M. (2020). The role of

green and blue hydrogen in the energy transition – A technological and geopolitical perspective. *Sustainability*, 13(1), 298. <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/1/298>

PANEL INTERGUBERNAMENTAL DEL CAMBIO (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>

PANOUTSOU, C., GERMER, S., KARKA, P., PAPADOKOSTANTAKIS, S., KROYAN, Y., WOJCIESZYK, M., MANIATIS, K., MARCHAND, P. y LANDALV, I. (2021). Advanced biofuels to decarbonise European transport by 2030:

Markets, challenges, and policies that impact their successful market uptake. *Energy Strategy Reviews*, 34, 100633. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X21000195>

PARRA, D., VALVERDE, L., PINO, F. J. y PATEL, M. K. (2019). A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, pp. 279-294. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307421#>

REUTERS (2021). *China to use more natural gas in energy mix to 2035*

– CNPC. <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/china-use-more-natural-gas-energy-mix-2035-cnpc-2021-06-24/#:~:text=China por 1002C por 10020the por 10020world por 10027s por 10020biggest por 10020coal,at por 10020a por 10020conference por 10020on por 10020Thursday>

SCHMIDBAUER, H. y RÖSCH, A. (2012). OPEC news announcements: Effects on oil price expectation and volatility. *Energy Economics*, 34(5), pp. 1656-1663. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988312000072>

Resumen

Las tecnologías renovables y, más concretamente, las tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía renovables constituyen un pilar básico en la transición energética necesaria para lograr los objetivos del Acuerdo de París, y su coste es un elemento relevante en la misma. El objetivo de este trabajo es identificar los rangos de costes nivelados probables de dichas tecnologías en el futuro, con especial atención a las tecnologías eólicas y solares. La revisión sistemática de la literatura ha permitido identificar 25 documentos con predicciones de los costes nivelados a futuro en distintos países del mundo. Nuestros resultados muestran un rango de costes en 2030 para la eólica terrestre de entre 16 y 129 €/MWh, entre 43 y 178 €/MWh para la eólica marina, entre 31 y 152 €/MWh para la solar fotovoltaica de techo y entre 14 y 117 €/MWh para suelo y de entre 44 y 105 €/MWh para la solar termoeléctrica. Los rangos de costes a 2050 serían menores, y a un nivel inferior: entre 15 y 40 €/MWh para la eólica terrestre, 25 y 80 €/MWh para la eólica marina, 9 y 83 €/MWh para la solar fotovoltaica y 45 y 101 €/MWh para la solar termoeléctrica. Estos costes futuros suponen reducciones considerables con respecto a los costes actuales. En términos porcentuales, las mayores reducciones esperadas tendrán lugar en la eólica marina y la solar fotovoltaica, seguida de la solar termoeléctrica y la eólica terrestre.

Palabras clave: energías renovables, electricidad, fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, costes nivelados.

Abstract

Renewable energy technologies and, more specifically, renewable electricity generation technologies are a main pillar of the energy transition which is needed to achieve the targets of the Paris Agreement, and their costs will be a relevant element of this transition. The aim of this article is to identify the expected ranges of levelised electricity costs (LCOE) of those technologies in the future, with a specific focus on the wind and solar technologies. The systematic review of the literature has allowed us to identify 25 documents with predictions of the levelised electricity costs in different countries in the world in the future. Our results show different cost ranges for the different technologies: in 2030 these will be between 16 and 129 €/MWh for wind on-shore, 43 and 178 €/MWh for wind off-shore, 31 and 152 €/MWh for roof-top solar PV, 14 and 117 €/MWh for ground-mounted PV and 44 and 105 €/MWh for solar thermal electricity. In 2050, the ranges will be shorter and at lower levels: 15 and 40 €/MWh for wind on-shore, 25 and 80 €/MWh for offshore wind, 9 and 83 €/MWh for PV and 45 and 101 €/MWh for solar thermal electricity. These future costs involve considerable reductions with respect to current costs. In percentage terms, the greatest expected cost reductions will occur in wind off-shore and solar PV, followed by solar thermal and wind on-shore.

Keywords: renewable energy, electricity, solar thermal electricity, solar PV, wind on-shore, cost ranges.

JEL classification: Q41, Q47, Q55.

¿CUÁL SERÁ EL COSTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN EL FUTURO?

Pablo DEL RÍO

CSIC

Christoph P. KIEFER

Fraunhofer ISI

I. INTRODUCCIÓN

La descarbonización de los sistemas energéticos representa un elemento fundamental de la transición energética necesaria para lograr los objetivos del Acuerdo de París, adoptado por 196 países en 2015 y que entró en vigor en 2016. Los Gobiernos acordaron entonces limitar el calentamiento mundial muy por debajo de 2 °C, y preferiblemente a 1,5 °C, en comparación con los niveles preindustriales (United Nations Framework Convention on Climate Change (2022)). En la Unión Europea (UE), la Ley de Cambio Climático, el Pacto Verde Europeo y el programa «Objetivo 55» establecen drásticas reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las próximas décadas. La Ley de Cambio Climático establece el objetivo último de alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050. El Pacto Verde Europeo es un paquete de iniciativas políticas cuyo objetivo es situar a la UE en el camino hacia una transición ecológica, con el objetivo último de alcanzar dicha neutralidad. Con la adopción del paquete «Objetivo 55», la UE y sus Estados miembros se comprometen a reducir las emisiones netas de GEI de la UE en 2030 en al menos un

55 por 100 con respecto a los valores de 1990 (Comisión Europea, 2022). Como tres cuartas partes de las emisiones globales de GEI están relacionadas con el sector energético (Comisión Europea, 2022), este sector está en el centro de los esfuerzos para combatir el cambio climático.

Por otro lado, también en 2015, la ONU aprobó la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible. La agenda incluye diecisiete objetivos de desarrollo sostenible (ODS), y la energía es uno de ellos. Concretamente, el ODS número 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Una de sus metas (la 7.2) trata «de aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas» (Naciones Unidas, 2022).

Por tanto, que se consigan ambos objetivos (Acuerdo de París y Agenda 2030) depende de que tenga lugar una gran transformación en nuestros sistemas globales de producción y consumo de energía. Las tecnologías renovables y, más concretamente, las tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía renovable constituyen un pilar básico en esa transición hacia un siste-

ma energético descarbonizado, junto con la eficiencia energética. Por ejemplo, según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, la capacidad instalada anualmente de generación eólica debería multiplicarse por tres en la próxima década (de 109 GW en 2018 a 300 GW en 2030 y 360 GW en 2050), y la de generación fotovoltaica por cuatro (de 54 GW en 2018 a 200 GW en 2030 y 240 GW en 2050) (IRENA, 2019c). Según la misma fuente, la participación de las renovables en la generación eléctrica debería incrementarse desde el 25 por 100 en 2018 al 57 por 100 en 2030 y al 86 por 100 en 2050. Para IRENA (2019b), la difusión acelerada de las renovables, en combinación con una profunda electrificación y un incremento en la eficiencia energética, podrían lograr el 90 por 100 de las reducciones de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía que se necesitan para que, en 2050, el mundo se encuentre en una senda que permita cumplir los objetivos de París. Una difusión acelerada de la energía solar fotovoltaica (FV) podría dar lugar a una reducción de 4,9 gigatoneladas de emisiones de CO₂ en 2050, lo que representa el 21 por 100 del potencial total de mitigación de emisiones en el sector energético. IRENA (2019b) plantea un crecimiento de la FV a nivel global desde los 480 GW en 2018 a 2.840 GW en 2030, y a 8.519 GW en 2050. Por otro lado, la difusión acelerada de la eólica, ligada a un proceso de electrificación, podría contribuir a más de una cuarta parte de las reducciones de emisiones necesarias en 2050. La eólica terrestre y marina generarían un 35 por

100 de las necesidades totales de electricidad, y serían la primera fuente de generación eléctrica en 2050 (IRENA, 2019a). Esto es solo posible con un considerable aumento de la instalación de proyectos eólicos en las próximas décadas. Supondría un incremento de la capacidad global instalada de energía eólica terrestre desde los 542 GW en 2018 a 1.787 GW en 2030 y 5.044 GW en 2050, y un crecimiento de la eólica marina desde los 23 GW en 2018 a 228 GW en 2030 y 1.000 GW en 2050. Obviamente, esto exige que la cadena de valor de la industria eólica esté preparada para un incremento tan significativo de la instalación de esta tecnología en las próximas décadas.

Otros documentos están en la misma línea. Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) espera que, dependiendo del escenario considerado, la energía eólica multiplique por entre tres y cinco su capacidad instalada a nivel mundial en 2040 con respecto a 2019 (y multiplique por entre cuatro y seis su generación). En Europa, el crecimiento también sería muy sustancial (entre dos y tres veces más capacidad eólica y entre tres y casi cinco veces más generación eólica en 2040) (IEA, 2021). Existe un consenso amplio, en particular en la literatura que utiliza modelos de sistemas energéticos (por ejemplo IEA, 2021; IPCC, 2022), en que la energía eólica y la solar fotovoltaica serán las renovables con un mayor potencial de difusión mundial. Se espera que sean las que hagan una contribución mayor a la penetración renovable en 2030-2050, dados sus relativamente bajos costes relativos con respecto a otras renovables e, incluso, a los combustibles fósiles.

Existe también un acuerdo amplio acerca del papel central de la electrificación en este esfuerzo de mitigación, pues se espera que una creciente proporción del suministro de energía baja en carbono se produzca a través de la electricidad en el futuro (Levi y Pollitt, 2015). El sector eléctrico juega un papel central en esta transición energética con una gran penetración de renovables, al menos por una doble razón. Por un lado, es el sector energético donde el coste de penetración de las renovables es menor (con respecto a otros sectores, como el del transporte). Por otro lado, la electrificación de la economía, que implica un mayor uso de electricidad en los sectores industriales, transporte y residencial, se ha identificado como un pilar fundamental en la descarbonización. La completa descarbonización del sector eléctrico constituye un objetivo fundamental en muchos países de la UE.

Obviamente, esa mayor penetración de renovables debe tener en cuenta los tres criterios para lograr un sistema energético sostenible (el denominado «trilema»): descarbonización, seguridad del suministro y asequibilidad. Este último criterio implica que los costes deben ser razonables y, en todo caso, los menores posibles, de forma que se adopten las tecnologías renovables más baratas en diferentes horizontes temporales (eficiencia dinámica).

Los costes son, obviamente, un indicador vital para la planificación y la toma de decisiones de los Gobiernos (Ram *et al.*, 2018). La importancia de determinar esos costes no tiene solo que ver con la carga económica que asume la sociedad como

consecuencia de la transición energética. Es relevante también como variable determinante de la ambición de la propia transición. Como afirman Wiser *et al.* (2016, p. 1), parte de la incertidumbre sobre la contribución de la energía eólica al futuro *mix* energético tiene que ver con la incertidumbre sobre sus costes. Las estimaciones de costes de la electricidad son un insumo crucial para los análisis de políticas y tienen una considerable influencia tanto en la dirección y objetivos de la política como en el propio diseño de la política para lograr esos objetivos (Gross *et al.*, 2013). El potencial de reducción de costes futuros de las tecnologías renovables, y en particular de las energías eólica y solar FV, influye en la adopción de la tecnología y de las políticas de apoyo (Williams *et al.*, 2017). Resulta esencial que los decisores públicos tengan información correcta sobre esos costes, de forma que se diseñen políticas de apoyo de forma apropiada y no se despilfarren recursos públicos (Rubio-Domingo y Linares, 2021).

Por tanto, identificar costes probables de las tecnologías renovables en el futuro tiene una importancia innegable para la política pública. Ayudarán a los decisores públicos a tomar decisiones que les permitan diseñar sus escenarios energéticos futuros. Gross *et al.* (2013) observan que hay un cierto grado de circularidad en la relación entre las estimaciones de costes y la política, pues las percepciones de los costes actuales y futuros de las tecnologías de generación eléctrica pueden influir en las decisiones sobre qué tecnologías se consideran apropiadas para el apoyo público, y a su vez ese apoyo público puede

contribuir a que la tecnología se difunda, lo que a su vez contribuye a reducir sus costes. Aunque la estimación de los costes y, en particular, sus aspectos metodológicos es una cuestión muy debatida (véase, por ejemplo, Gross *et al.*, 2013), sigue existiendo un elevado grado de incertidumbre sobre cuáles serán los costes futuros de la generación renovable (Levi y Pollitt, 2015, p. 48).

Además de la relevancia para la toma de decisiones públicas, el tema tiene una clara importancia académica, pues dichos costes son un insumo en los modelos de sistemas energéticos. Como los costes futuros de la tecnología juegan un papel crucial en la determinación de los resultados de esos modelos, resulta esencial tener predicciones fiables (Way, Mealy y Farmer, 2021).

Por todo ello, el objetivo de este trabajo es identificar los rangos de costes probables de dichas tecnologías en el futuro, con especial atención a las tecnologías eólicas (terrestre y marina) y solares (fotovoltaica y termoeléctrica). Para ello, se lleva a cabo una revisión sistemática de la literatura, en la que se identifican los estudios más relevantes a nivel mundial y se recogen las predicciones de costes nivelados de la electricidad (*LCOE*, por sus siglas en inglés, o *levelized electricity costs*). El *LCOE* recoge todos los costes de una planta de electricidad, y es el resultado de dividir la suma de los costes descontados de la planta por la suma de la generación eléctrica a lo largo de su vida útil, lo que da lugar a un coste unitario medio para la planta (véase sección segunda para más detalles sobre su cálculo). Históricamente, los decisores públicos se han centrado en el uso

del *LCOE* y, en menor medida, en los costes de capital (o CAPEX) (Gross *et al.*, 2013).

El coste de dichas tecnologías renovables se ha reducido considerablemente en la última década, y hoy en día pueden considerarse competitivas con respecto a las tecnologías de generación eléctrica convencional (que utiliza combustibles fósiles), como muestra IRENA (2021). Esta evolución se ha basado en innovaciones tecnológicas tales como el uso de materiales más baratos y con mejor rendimiento, un menor consumo de materiales, procesos de producción más eficientes, mayores eficiencias o la producción automatizada en masa de componentes (Kost *et al.*, 2021, p. 6). Aunque se espera que los costes de las renovables se reduzcan en el futuro como resultado de desarrollos tecnológicos y economías de escala (Way, Mealy y Farmer, 2021), su enorme peso en la descarbonización del sector eléctrico en los próximos años hace que sea relevante cuestionarse cuáles serán esos costes en el futuro, habida cuenta de la preocupación por los costes de la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados.

Existen varios métodos para predecir los costes futuros de las tecnologías renovables (véase sección segunda). Tres de los más utilizados son preguntar a expertos (para derivar valores probables de los costes futuros de las tecnologías renovables), los modelos ingenieriles y las curvas de aprendizaje. Por tanto, la revisión incluirá estos tipos de estudios.

La razón de centrarse en las tecnologías eólicas y solares tiene que ver con la importancia, arriba mencionada, que previsible-

mente jugarán esas tecnologías en la transición energética. Dado su dinamismo y rápidas reducciones de costes, solo se analizan los estudios más recientes (desde 2015).

Este artículo cubre un vacío en la literatura pues no existe, que sepamos, una revisión sistemática de los estudios sobre el tema, al menos reciente. De hecho, existen relativamente pocos trabajos que analicen los costes a futuro de las tecnologías renovables. Como afirman Ram *et al.* (2018, p. 690), la gran mayoría de las estimaciones de *LCOE* no aportan una visión de la evolución a largo plazo de esos costes que ayuden a desarrollar planes públicos y agendas futuras.

El artículo está estructurado de la siguiente forma. La siguiente sección aporta una breve discusión sobre el *LCOE*, sus ventajas e inconvenientes como métrica y los métodos para predecir esos costes. La sección tercera describe la metodología utilizada en este trabajo, basada en una revisión sistemática de la literatura. Los resultados de esta revisión se incluyen y analizan en la sección cuarta. El artículo finaliza con las conclusiones.

II. EL LCOE

1. Definición y componentes

El concepto de los costes nivelados de generación eléctrica (*LCOE*) es una forma estándar de calcular los costes (directos) de la generación eléctrica renovable. El *LCOE* se define como la ratio de los costes totales (medidos en euros) con respecto a la generación esperada (medida en MWh) durante toda la vida útil de la instalación, expresados en términos de valor presen-

te (Nuclear Energy Agency & International Energy Agency, 2005). Permite comparar los costes de diferentes proyectos de generación eléctrica y, por ende, de diferentes tecnologías de generación.

El *LCOE* se calcula según la siguiente fórmula estándar (Nuclear Energy Agency & International Energy Agency, 2005, p. 174):

$$LCOE = \frac{\sum [(I_t + M_t + F_t)(1+r)^{-t}]}{\sum [E_{anual} (1+r)^{-t}]}$$

Donde:

LCOE = Costes nivelados de la electricidad de la instalación durante toda su vida útil.

I_t = Gastos de inversión.

M_t = Costes de operación y mantenimiento.

F_t = Costes de combustible.

E_{anual} = Electricidad generada.

r = Tasa de descuento.

Los anteriores componentes del *LCOE* se refieren a estimaciones en años determinados. Los costes de capital se amortizan en pagos anuales equivalentes. Lógicamente, los costes de combustible son inexistentes en el caso de las renovables (excepto en el caso de la biomasa).

El *LCOE* recoge los costes directos de las renovables. Estos incluyen los *costes de inversión*, que incluyen los costes de la tecnología (turbinas o paneles fotovoltaicos, su transporte e instalación), terrenos, conexión a red (cables, subestación...), obra civil (cimentación, caminos, edificios...) y otros costes (Rathmann, 2011; Wiser *et al.*, 2011), los *costes de capital* (coste medio ponderado de capital o WACC, por sus siglas en inglés, determi-

nado por el tipo de interés para la deuda y los fondos propios necesarios para cubrir el coste de inversión y el coeficiente de endeudamiento –la ratio de endeudamiento y fondos propios– [Rathmann, 2011]) y los *costes variables* (que incluyen el combustible (solo para la biomasa), los costes de mantenimiento y reparación, seguros, impuestos y servicios de predicción (Wiser, Barbose y Holt, 2011)).

A estos costes directos habría que sumar los costes indirectos para obtener los costes para el sistema. Los costes indirectos, que no forman parte del *LCOE*, incluyen los *costes de los servicios de ajuste*. Estos tienen lugar porque la generación eléctrica con renovables es incierta debido a desviaciones de la generación eléctrica renovable real con respecto a la programada y la necesidad de reserva rodante y ajustes intradiarios para garantizar la estabilidad del sistema. Son costes para asegurar que el sistema eléctrico puede responder flexiblemente a los cambios en la demanda en un determinado momento. Incluyen también los *costes de perfil* (que se deben a la variabilidad de la generación eléctrica renovable y son fundamentalmente costes de respaldo, *back-up*, o capacidad adicional de tecnologías gestionables necesaria debido a un menor crédito de capacidad de la generación eléctrica renovable no gestionable) y los *costes de red*. Estos últimos están relacionados con el refuerzo o extensión de las redes de transmisión o distribución, así como la gestión de la congestión, e incluye el redespacho necesario para gestionar situaciones de elevada carga en la red (Breitschopf y Held, 2013; Khatib y Difiglio, 2016; Ueckerdt *et al.*, 2013) (1).

2. Ventajas y desventajas del LCOE como métrica

El LCOE es una métrica comúnmente utilizada y relativamente fácil de calcular. Existe un consenso general acerca de sus aspectos positivos, y diferentes autores ponen el énfasis en algunos de estos. Por ejemplo, para Wiser *et al.* (2016, p. 3), «el LCOE se utiliza regular y apropiadamente para evaluar el coste unitario de las tecnologías de generación eléctrica, y minimizar el LCOE es un objetivo fundamental de la industria eólica y de la inversión en I+D». Para IEA (2020, p. 5), el LCOE es «una métrica establecida, transparente e intuitiva, utilizada ampliamente en la toma de decisiones públicas, la modelización y la discusión pública». Ram *et al.* (2018, p. 689) defienden que el LCOE «permite normalizar los costes en un formato consistente a lo largo de décadas y tipos de tecnología y aporta mucha flexibilidad para incluir muchos factores y parámetros con el objetivo de aportar perspectivas amplias de costes. Por ello, se ha convertido en el estándar *de facto* para la comparación de costes entre los diferentes actores como decisores públicos, analistas y grupos de interés». El IPCC, en español, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2022) afirma que «la literatura utiliza el LCOE porque permite una comparación consistente de tendencias de los costes de las tecnologías energéticas» (IPCC, 2022, cap. 13, p. 63). «El LCOE es útil porque normaliza los costes por unidad de servicio suministrado. Es útil para caracterizar opciones a grandes rasgos» (IPCC, 2022, cap. 6, p. 65). Para Kost *et al.* (2021, p. 37), «el alto nivel de transparencia y claridad es una

de las razones por las que esta métrica del coste ha prevalecido. Al mismo tiempo, el método es capaz de reflejar los factores clave de los costes de producción de la vida de la planta en un solo número. Desde un punto de vista económico, el LCOE incluye los factores más importantes que contribuyen a la evaluación económica de un proyecto. Como el LCOE es un único número, reduce la complejidad y permite una comparación rápida y fácil de las diferentes alternativas». Para Gross *et al.* (2013, p. 15), las estimaciones del LCOE cumplen diferentes funciones: 1) una comparación de alto nivel de las tecnologías de generación y de su rendimiento y perspectivas; 2) una evaluación de la eficiencia en costes de la contribución de nuevas tecnologías a varios objetivos de política y la posible justificación para la intervención pública; 3) una perspectiva aproximada del nivel de subvención necesario para promover tecnologías individuales; 4) una evaluación del potencial valor de las inversiones necesarias para promover la innovación, por ejemplo, a través de la creación de mercados para permitir el aprendizaje por la práctica; y 5) aportar un insumo para algunos modelos económicos del sistema eléctrico. Para Aldersey-Williams y Rubert (2019, p. 170), el LCOE «aporta conocimiento sobre el mínimo precio exigido por un proyecto para lograr una rentabilidad objetivo».

Sin embargo, cuenta con varias desventajas (véase, por ejemplo, Aldersey-Williams y Rubert, 2019 para más detalle). El LCOE tradicional no recoge los costes indirectos, únicamente los costes directos. Por ejemplo, no tiene en cuenta los costes adicionales para el sistema como consecuen-

cia de una mayor integración de renovables variables en la red. En general, puede afirmarse que el LCOE no tiene en cuenta el «valor» de la electricidad, es decir, es ciego con respecto al «cuándo», «dónde» y «cómo» de la generación eléctrica, cuestión cada vez más importante con una mayor penetración de renovables variables. Trata a toda la generación eléctrica como un bien homogéneo con un precio único (Joskow, 2011, p. 1).

Varios documentos han criticado el LCOE en base a estos argumentos (2). Por ejemplo, IEA (2020, p. 33) considera que «en sistemas eléctricos con una gran proporción de renovables variables, deben complementarse consideraciones de costes con consideraciones de valor o, de forma equivalente, tener en cuenta los costes del sistema en lugar de los costes a nivel de planta. (...) Los costes verdaderos de una tecnología dependerán también de su porcentaje de penetración y de sus características técnicas, así como de los costes y características técnicas de todas las demás tecnologías en el sistema, en lugar de solo de la suma descontada de sus costes de inversión y costes variables a nivel de planta». Graham *et al.* (2018, p. 23) afirman que el LCOE «debe ampliarse, teniendo en cuenta el mayor énfasis en las renovables variables en el sistema eléctrico y sus costes de ajuste (*balancing costs*) adicionales, que no están recogidos en el cálculo del LCOE (...), conforme se incrementa la penetración de las renovables variables, lo que es muy probable que ocurra dada su continua reducción de costes. Se necesitará añadir más capacidad de ajuste (*balancing capacity*) por motivos de fiabilidad del sistema. Por tanto, se

espera que el *LCOE* sea cada vez menos útil como medida comparativa del coste de las tecnologías y como indicador de los precios de la electricidad». Para Veronese, Manzolini y Moser (2021, pp. 9252-9253), «el enfoque más utilizado para calcular el *LCOE* no tiene en cuenta la interacción de la nueva planta de generación eléctrica con el sistema energético existente y supone, indirectamente, que la planta está aislada del sistema. Esto es erróneo en escenarios con una alta penetración de tecnologías renovables variables pues no se tienen en cuenta los costes relativos a la sobreproducción, el refuerzo de la red y los esfuerzos adicionales que las plantas de generación convencional existentes tienen que hacer para satisfacer la demanda de electricidad que no está cubierta de forma instantánea por la generación renovable variable (...). La formulación clásica del *LCOE* no es capaz de reflejar los desafíos técnicos y económicos que deben afrontarse con un significativo aumento de la producción de electricidad renovable variable en términos de estabilidad de la red y del cambio en las condiciones operativas de las plantas térmicas de generación, lo que eventualmente afecta al mercado eléctrico y a los precios». Gross *et al.* (2013) consideran los aspectos sistémicos como uno de los tres tipos de factores no capturados por el *LCOE*. Estos incluyen los costes de transmisión y otros costes de red tales como el impacto en el ajuste del sistema (*system balancing*) y en los requerimientos de seguridad del sistema; el impacto en la seguridad energética a nivel del país/sistema; el grado de flexibilidad/controlabilidad de la generación y la idoneidad de diferentes modos de operación (servicios de ajuste o de base)

e impactos de la variación de la demanda. Para IPCC (2022, cap. 6, p. 65), «los costes reales de implantación de las plantas [de generación eléctrica renovable] pueden incluir elementos adicionales [al *LCOE*], por ejemplo los costes de gestión de las redes eléctricas con una gran penetración de renovables variables». No obstante, a pesar de la importancia de incluir los costes indirectos, el *LCOE* sigue recogiendo un elevado porcentaje de los costes para el sistema, entre dos tercios y tres cuartos en el estudio de Veronese, Manzolini y Moser (2021) (3).

Como consecuencia de esas deficiencias observadas en el *LCOE* convencional, se han propuesto otras métricas que intentan corregirlas incluyendo alguno o algunos de los costes indirectos, teniendo en cuenta la cuestión del valor mencionado más arriba. Una de ellas es el *LCOE* sistémico, que trata de incluir los costes de integración que pueden combinarse con el *LCOE* para tener en cuenta los impactos de añadir nueva generación variable en los sistemas eléctricos existentes (Veronese, Manzolini y Moser, 2021). Existen otros intentos más recientes para ir más allá de la formulación clásica del *LCOE*, tales como los costes nivelados evitados de la electricidad (*levelized avoided cost of electricity*) desarrollado por la Energy Information Administration y el *LCOE* ajustado por el valor (o *VALCOE*), desarrollado por la IEA (véase Veronese, Manzolini y Moser, 2021).

Algunos autores consideran que el CAPEX es más útil para evaluar la evolución tecnológica y, por tanto, la necesidad de apoyo público (Rubio-Domingo y Linares, 2021). Identificar el

CAPEX puede ser particularmente relevante en el caso de las tecnologías renovables, en las que los costes fijos representan un elevado porcentaje de los costes totales (y, por tanto, un *proxy* adecuado del volumen de inversión total necesaria para lograr objetivos de renovables). Sin embargo, el CAPEX es una representación incompleta de los costes totales de producir electricidad, y es la razón por la que se utiliza más el *LCOE* (Gross *et al.*, 2013).

3. Métodos para proyectar el futuro de los *LCOE*

A grandes rasgos, los métodos de estimación del *LCOE* en el sector eléctrico pueden agruparse en técnicas *bottom-up* (modelos ingenieriles o encuestas a expertos) o métodos *top-down* basados en las curvas de aprendizaje (o experiencia) (Gross *et al.*, 2013). Sin embargo, las alternativas son en realidad más amplias y, en todo caso, deben verse como complementarias (Levi y Pollitt, 2015). Como observan Williams *et al.* (2017), la predicción de los costes futuros de las tecnologías renovables debe basarse en diferentes enfoques. En los siguientes apartados se aporta una breve descripción de estos métodos.

El método de las curvas de aprendizaje

En este método, se utilizan los resultados del *LCOE* en un determinado año y, teniendo en cuenta tasas de aprendizaje previamente calculadas en base a la relación entre la reducción de los costes unitarios en el tiempo de una tecnología y su capacidad instalada acumulada, se realizan proyecciones de costes a futuro.

Por ejemplo, una tasa de aprendizaje del 10 por 100 indica que los costes se reducen en un 10 por 100 cada vez que la capacidad instalada acumulada se dobla. El *LCOE* para un año futuro se calcula aplicando la tasa de aprendizaje al coste actual en un futuro escenario de capacidad instalada acumulada.

Sin embargo, la utilización de curvas de aprendizaje para estimar los *LCOE* futuros ha sido criticada por varios autores (4). Por un lado, existen ciertos desafíos en el cálculo. Lo más importante es que las tasas de aprendizaje pueden variar en el tiempo conforme las tecnologías maduran (mientras que el método presupone tasas de aprendizaje fijas) y existen dificultades en proyectar la difusión de la tecnología (es decir, para calcular la capacidad acumulada a la que las tasas de aprendizaje se aplican). Como mencionan Wiser *et al.* (2021) y Way *et al.* (2021), se supone que las tendencias pasadas se mantendrán en el futuro. Sin embargo, puede ocurrir que las tasas de aprendizaje no se comporten como se espera, o que se vean compensadas por otros factores (Gross *et al.*, 2013). Wiser *et al.* (2016) observan que también han sido criticadas por simplificar muchos de los mecanismos causales que han dado lugar a las reducciones de costes y por ello consideran que las tasas de aprendizaje son una herramienta imperfecta para comprender los determinantes de las reducciones de costes pasados y, por ende, para predecir los costes futuros. No obstante, para Williams *et al.* (2017, p. 434), el enfoque de la curva de aprendizaje aporta un argumento empírico para el apoyo público continuo a las tecno-

logías renovables, pues este puede dar lugar a beneficios a largo plazo a través de una electricidad más barata.

Encuestas a expertos

Las elicitaciones son encuestas estructuradas a expertos a los que se les pide que aporten estimaciones probabilísticas de los costes futuros de las tecnologías, utilizando la mejor información disponible para ellos en el momento de la elicitación. Se han utilizado con frecuencia para predecir los costes futuros de las tecnologías y para apoyar la toma de decisiones bajo incertidumbre (Meng *et al.*, 2021, p. 4). Como es un método para recoger conocimiento y evaluar las estimaciones probabilísticas sobre cantidades inciertas, es diferente a otros tipos de encuestas. Deben seguir un protocolo estricto y robusto para asegurar que se recoge la información de los expertos que no está disponible de otra forma a la vez que se minimizan posibles sesgos. Los protocolos de elicitación robustos utilizan principios de la teoría de la decisión, el análisis de riesgo, la psicología, la estadística y la economía para mitigar los posibles sesgos (Cooke, 1991; Hogarth, 1987) (5).

Este método se ha aplicado en el campo de las tecnologías renovables con el objetivo de predecir las trayectorias de costes de esas tecnologías (Wiser *et al.*, 2016) o para cuantificar las relaciones entre las variables de interés cuando no existen datos directamente observables (Río *et al.*, 2020). Las elicitaciones tienen un número de puntos débiles. El principal es la existencia de sesgos de motivación o cognitivos que afectan a las respuestas de los expertos y que

pueden dar lugar a estimaciones excesivamente optimistas o pesimistas de esos costes (Wiser *et al.*, 2021). Es imposible eliminar completamente estos sesgos y tampoco es fácil identificar su existencia (Wiser *et al.*, 2016). Además, las encuestas son muy intensivas en tiempo y pueden diferir entre sí con respecto al protocolo adoptado (Meng *et al.*, 2021); es decir, puede haber dificultades de comparación de diferentes elicitaciones obtenidas con diferentes métodos (Levi y Pollitt, 2015).

Sin embargo, cuando se hace bien, el método puede aportar un conocimiento valioso sobre la visión de los expertos, complementando otras metodologías (Wiser *et al.*, 2016). Es particularmente interesante cuando no hay datos disponibles o cuando las tecnologías son emergentes (Meng *et al.*, 2021) y cuando las condiciones futuras pueden ser muy diferentes a las pasadas (Wiser *et al.*, 2021). Lo más importante, quizá, es que permiten evaluar la incertidumbre sobre el futuro. El conocimiento obtenido de las elicitaciones puede utilizarse para caracterizar explícitamente la incertidumbre sobre los costes de forma probabilística (Levi y Pollitt, 2015, p. 49). En este sentido, Wiser *et al.* (2021, p. 558) sentencian: «la elicitación a expertos constituye uno de los pocos métodos que permiten estimar directamente la probabilidad de diferentes resultados. No hay razón para creer que es menos apropiado que otros métodos».

Evaluaciones ingenieriles

Las evaluaciones ingenieriles suelen desagregar el coste total de una tecnología en sus componentes para analizar su

contribución a los costes totales. Se identifica el peso de cada uno de los componentes en los costes totales, así como la evolución de estos y, a partir de esas evaluaciones, se calcula el coste total de la tecnología en el futuro.

Las evaluaciones ingenieriles comparten una serie de aspectos positivos con las curvas de aprendizaje (Gross *et al.*, 2013; Wiser *et al.*, 2016): 1) permiten desagregar y analizar los factores técnicos e ingenieriles que están detrás de las reducciones de costes potenciales de las tecnologías energéticas (lo que a su vez permite modelizar el impacto de avances tecnológicos determinados e identificar el efecto de distintos factores en el *LCOE*); 2) no necesitan basarse en tendencias previas de reducciones de costes; 3) tienen una mayor capacidad para aportar conocimiento sobre posibles discontinuidades tecnológicas y, por tanto, en anticipar cambios tecnológicos radicales frente a los cambios incrementales; 4) ofrecen ventajas en las fases iniciales de la difusión tecnológica (tecnologías menos maduras), en los que la ausencia de datos de difusión es un elemento en contra de las curvas de aprendizaje.

Como puntos negativos de las evaluaciones ingenieriles, se pueden mencionar (Gross *et al.*, 2013; Wiser *et al.*, 2016; Wiser *et al.*, 2021): 1) las evaluaciones basadas en opiniones de expertos pueden estar abiertas a interpretación, manipulación o a un excesivo optimismo; 2) las evaluaciones también están expuestas a error, tanto sobre como parametrizar los costes de un producto o proceso como sobre los datos utilizados para cada parámetro; 3) normalmente requieren un diseño sofisticado; 4)

raramente aportan probabilidades de diferentes resultados; y 5) necesitan hacer muchos supuestos inciertos.

Resultados de las subastas

Recientemente, algunos estudios han utilizado los datos sobre subastas o *PPA* (*power purchase agreement*, por sus siglas en inglés), para estimar los costes futuros de las tecnologías renovables, aunque el período que suele considerarse es muy corto (unos cinco años) (Wiser *et al.*, 2021). Un ejemplo de este tipo de análisis es el llevado a cabo por Rubio-Domingo y Linares (2021) para quienes las estimaciones que utilizan algunos de los métodos anteriores no son necesariamente realistas, pues no tienen en cuenta los desarrollos del mercado o de la industria. Estos autores estiman reducciones del CAPEX de la energía eólica marina hasta 2026 basándose para ello en datos de las pujas ganadoras en subastas recientes, llegando a la conclusión de que esos costes se reducirían en un 50 por 100 entre 2020 y 2026, con una curva de aprendizaje rápidamente descendente. Los autores siguen un proceso de ingeniería inversa. Utilizan las pujas ganadoras (en \$/MWh) y suponen que esta es la cantidad que el inversor necesitaría recibir para que el parque eólico marino fuera rentable (para una determinada tasa de descuento). A partir de ahí, proceden hacia atrás para calcular el CAPEX.

Comparación de los métodos

El debate sobre cuál de los métodos anteriores es más adecuado para predecir la evolución futura de los costes de diferentes tecnologías renovables sigue abierto y se ha centrado en la

comparación entre los métodos basados en las curvas de aprendizaje y los basados en las elicitaciones a expertos. En este sentido, Wiser *et al.* (2021) llega a la conclusión de que, en el pasado, las elicitaciones no han predicho peor la evolución de los costes de la eólica que los modelos basados en curvas de aprendizaje y evaluaciones ingenieriles. No obstante, Meng *et al.* (2021) muestran que los métodos de predicción basados en modelos han sido superiores a las elicitaciones a expertos. Los rangos de predicción de costes de estos autores para 2019 reflejaron los costes reales de forma más certera que las elicitaciones. Sin embargo, también observan que todos los métodos infraestimaron el progreso tecnológico en casi todas las tecnologías, resultado que los autores atribuyen a los cambios estructurales en el sector energético (Meng *et al.*, 2021, p. 1).

Las ventajas e inconvenientes de los distintos métodos sugieren que lo mejor es combinarlos, considerándolos complementarios. La gran ventaja de las elicitaciones a expertos con respecto a los otros métodos es que son capaces de identificar la probabilidad de diferentes estimaciones de costes. Sin embargo, en las curvas de aprendizaje y los análisis basados en subastas hay un claro vínculo empírico a los datos reales, mientras que las evaluaciones ingenieriles contienen una considerable riqueza en los detalles tecnológicos (Wiser *et al.*, 2021).

III. METODOLOGÍA: REVISIÓN SISTEMÁTICA

De acuerdo con el objetivo de este estudio, que trata de identificar los rangos futuros de costes probables de las tecno-

logías de generación eléctrica renovable solares y eólicas, se ha realizado una revisión sistemática de la literatura. El proceso utilizado sigue estrechamente las recomendaciones de Sovacool, Axsen y Sorrell (2018) para esta metodología.

Al igual que los metanálisis, las revisiones sistemáticas están muy estructuradas, pero son más descriptivas y pueden incluir evidencia tanto cuantitativa como cualitativa. Con respecto a las revisiones narrativas clásicas, las revisiones sistemáticas utilizan un diseño de investigación explícito y replicable, buscan ser comprensivas en la revisión de la literatura y reducir el sesgo en la selección de los estudios (Sovacool, Axsen y Sorrell, 2018, p. 23). Algunos autores sostienen que las revisiones sistemáticas están en la cima de la lista de métodos de revisión de la literatura más rigurosos (Huebner *et al.*, 2017; Khan *et al.*, 2003; Sovacool, Axsen y Sorrell, 2018). Las revisiones sistemáticas suelen seguir cinco fases: 1) planteamiento de la pregunta de investigación; 2) búsqueda de la literatura disponible con términos de búsqueda predefinidos; 3) utilización de criterios explícitos para incluir y excluir estudios; 4) determinación y ejecución de una estrategia de codificación o de un protocolo analítico; y 5) análisis o síntesis de la evidencia obtenida.

Por supuesto, como cualquier otra metodología, esta también tiene sus limitaciones. Como afirman Gross *et al.* (2013, p. 11) un desafío claro es «mantener el número de cadenas de búsqueda a un nivel gestionable sin perder trabajos relevantes para la revisión». Para Sovacool, Axsen y Sorrell (2018, p. 23) «el

principal inconveniente de las revisiones sistemáticas es que son intensivas en el uso de recursos y tiempo. No son, por tanto, óptimas en circunstancias en las que los recursos son limitados o para campos en los que la evidencia es escasa o desigual. Además, son más adecuadas para cuestiones de investigación más específicas, en lugar de problemas multidimensionales. Tienden a utilizar un enfoque aditivo para sintetizar los resultados de investigación, lo que puede negar la naturaleza complementaria de diferentes estudios y perspectivas. Además, no se asegura que una revisión sistemática no tenga sesgo o sea comprensiva. La inclusión y codificación de artículos es sensible a los criterios de selección del investigador».

En un primer paso, se ha definido una estrategia de búsqueda de artículos, informes u otros tipos de publicaciones que aporten explícitamente una predicción directa de los *LCOE* a futuro de las tecnologías solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica terrestre y eólica marina.

Para identificar la literatura académica, se ha realizado una búsqueda en Web of Science (WoS) y Scopus, dos bases de datos de literatura habitualmente utilizados para revisiones, que son complementarias entre sí. La estrategia de búsqueda se basa en la siguiente consulta o *search query*: (cost OR *LCOE*) AND (wind OR solar OR fotovoltaic OR CSP) AND (future OR 2030 OR 2050), que se ha aplicado al «tema (*topic*)», es decir a título, resumen y palabras clave de las publicaciones. La búsqueda se realizó en marzo de 2022 y ha resultado en 9981 (WoS) y 13.451 (Scopus) publicaciones potencialmente relevantes.

Dado el gran número de resultados, estos se filtraron para incluir solo publicaciones recientes (de 2015 en adelante) y en inglés. La razón de circunscribir la búsqueda a un período reciente tiene que ver con las incertidumbres sobre la evolución de costes de estas tecnologías. Es necesario tener en cuenta únicamente los estudios más recientes, pues las dinámicas de las tecnologías de generación renovable hacen que los datos y cálculos se queden obsoletos con facilidad. Y esto es cierto con independencia del método de la sección segunda que se utilice (curvas de aprendizaje, enfoques ingenieriles o elicitaciones a expertos). Por ejemplo, con respecto a las primeras, Way, Mealy y Farmer (2021, p. 77) observan que «como los parámetros de la curva de aprendizaje no cambian, modificar el coste inicial tiene el efecto de desplazar la curva de aprendizaje hacia abajo, lo que tendría grandes implicaciones para el coste de la transición al reducir las medias y las medianas». Con respecto a las elicitaciones a expertos, Wiser *et al.* (2021, p. 555) argumentan que «dados los cambios sustanciales observados en la industria eólica en los últimos cinco años, se necesita una evaluación actualizada, pues las predicciones antiguas se han quedado obsoletas». Son raras las perspectivas recientes sobre los costes de capital (CAPEX) futuros que no se han actualizado para tener en cuenta el desarrollo dinámico de los costes en el pasado (Sens, Neurling y Kaltschmitt, 2022).

Como resultado de aplicar los filtros mencionados, se han obtenido 637 (WoS) y 2.172 (Scopus) publicaciones potencialmente relevantes. Se eliminaron algunos documentos que estaban

CUADRO N.º 1

RESULTADOS PARA CADA PASO DE LA ESTRATEGIA DE BÚSQUEDA DE LITERATURA

NÚMERO DE PUBLICACIONES	WoS	SCOPUS
Total resultados de la consulta	9.981	13.451
Período de publicación: de 2015 hasta marzo de 2022	6.918	7.918
Tipo de publicación: documentos en inglés (se excluyen «proceedings»)	5.645	5.151
Área: Energía y relacionados	637	2.172
Suma de publicaciones potencialmente relevantes		2.809
Sin duplicados		2.480
Screening manual del título		351
Screening manual de las palabras clave y del resumen		75
Lectura de la publicación completa		33
Resultados finales (literatura académica)		33

Fuente: Elaboración propia.

duplicados en ambos motores de búsqueda, dando lugar a 2.480 documentos (suma de resultados de ambos motores de búsqueda). Todas estas publicaciones se han sometido a un proceso de examen (*screening*) manual. Primero, se han excluido aquellas que, según su título y de forma inequívoca, no son relevantes para este estudio; segundo, en un *screening* manual de las palabras clave y del resumen se han mantenido aquellas publicaciones que hacen mención a «LCOE» o «coste» explícitamente y en las tecnologías renovables anteriormente mencionadas y se han excluido aquellas publicaciones que solo hacían referencia a precios (por ejemplo en el mercado mayorista), a modelizaciones de sistemas energéticos integrados, a costes de electricidad en general, a LCOE de tecnologías de almacenamiento (baterías) o de electrolisis, etc. En caso de duda, la publicación siempre se ha mantenido. Tercero, en una lectura completa del documento correspondiente se ha identificado si aporta información relevante a este estudio, en cuyo caso se ha mantenido. Finalizado el

proceso, el número de documentos relevantes ha sido de 33. Los detalles pueden consultarse en el cuadro n.º 1.

Para identificar la literatura profesional, o literatura «gris», se ha realizado una búsqueda general adicional en Google con la misma consulta o *search query*. Además, se han consultado directamente las páginas web de los organismos relevantes en el ámbito (por ejemplo, IEA, IRENA, etc.). En total, se han identificado nueve informes relevantes para este estudio.

Por último, se han llevado a cabo dos búsquedas complementarias. En una se han incluido combinaciones de términos relevantes (tales como «costes», «LCOE», «eólica», «electricidad», «solar», etc.) en los motores de búsqueda de las diez principales revistas internacionales que abordan los aspectos económicos de la energía. Por otro lado, se ha seguido un proceso de *snowballing*, es decir de consulta de fuentes potencialmente relevantes citadas en publicaciones ya incluidas en el estudio. Como

resultado de todo este proceso, la búsqueda de literatura académica y profesional ha dado lugar a cincuenta publicaciones.

Una lectura final detenida de esas cincuenta referencias ha llevado a elegir únicamente veinticinco de ellas, que forman parte de nuestra selección definitiva. Los criterios de exclusión de esas referencias han sido los siguientes: 1) aunque algunas de ellas se refieren a los costes de las tecnologías, no se refieren al LCOE, sino a otro tipo de costes (costes para el sistema) o se refieren solo a una categoría de costes (CAPEX); 2) algunas no predicen el coste a futuro, sino que analizan el coste actual o evalúan tendencias pasadas; y 3) algunas no se centran en las tecnologías solares o eólicas.

IV. RESULTADOS

Como resultado de la revisión sistemática de la literatura, se han encontrado veinticinco documentos en los que se incluye una predicción del LCOE a futuro (cuadro n.º 2). Se trata

de un número relativamente bajo de estudios sobre el tema, sobre todo teniendo en cuenta la relevancia de la discusión sobre los costes futuros en el actual debate sobre la transición energética. La mayoría de esos estudios están publicados en revistas internacionales, aunque posiblemente los estudios más influyentes sean los publicados por organismos internacionales (como la IEA o IRENA). Los primeros normalmente se refieren a un ámbito geográfico concreto (país), mientras que el foco de estos últimos suele ponerse en un gran conjunto de países (y, por ende, en el nivel mundial).

La gran mayoría de los estudios utilizan el método de la curva de aprendizaje, siendo muy minoritarios los que utilizan métodos alternativos tales como evaluaciones ingenieriles, datos a partir de subastas o elicitaciones a expertos.

A nivel geográfico, muchos estudios tienen un foco mundial. Con respecto al resto, dominan los estudios en EE. UU., seguidos de algunos países europeos (Alemania, Reino Unido e Italia), China y otros (Canadá, Australia, India y Chile). La mayor parte de los estudios son sobre eólica y, en menor medida, sobre la FV. La CSP está claramente infrarrepresentada. No existe, *a priori*, una relación entre tecnología y zona geográfica.

En cuanto a los años elegidos para la predicción, estos suelen ser 2050 y 2030, aunque varios estudios incluyen años intermedios (2025, 2035 o 2040) e incluso un período más largo de tiempo (2070 o 2100, como es el caso de Way, Mealy y Farmer [2021]).

CUADRO N.º 2

ESTUDIOS SOBRE EL LCOE FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

ESTUDIO	TECNOLÓGICO, TEMPORAL Y ÁMBITO GEOGRÁFICO	METODOLOGÍA
1. Wiser <i>et al.</i> (2021)	Eólica (3 tipos) 2050 Mundo	Elicitación a expertos
2. Ram <i>et al.</i> (2018)	Todas las tecnologías de generación eléctrica renovable (TGER) 2030 Mundo (G20)	Modelo ingenieril
3. Kost <i>et al.</i> (2021)	Todas las TGER 2040 Alemania y mundo (sin especificar, disponibilidad de buenos recursos naturales)	Curva de aprendizaje
4. IEA (2020)	FV, eólica 2025 24 países	Datos reales de plantas que entran en funcionamiento en 2025
5. IRENA (2019a)	FV 2030 y 2050 Mundo	No disponible
6. IRENA (2019b)	Eólica 2030 y 2050 Mundo	No disponible
7. EIA (2021)	Eólica y FV 2026, 2040 y 2050 EE. UU.	NEMS Electricity Market Module (EMM)
8. Way, Mealy y Farmer (2021)	FV y eólica terrestre 2030, 2050, 2070 y 2100 Global	Enfoque de la curva de aprendizaje
9. IRENA (2016)	Eólica y FV 2025 Mundo	Enfoque híbrido: enfoque de curvas de aprendizaje y enfoque ingenieril <i>bottom-up</i>
10. Stehly, Beiter y Duffy (2020)	Eólica terrestre y marina 2030 EE. UU.	Definición de objetivos de costes basados en análisis
11. Murphy <i>et al.</i> (2019)	FV y CSP 2030 EE. UU.	Definición de objetivos de costes basados en análisis
12. Stark <i>et al.</i> (2015)	FV, eólica 2025 EE. UU., Alemania y China	Cálculo basado en el modelo SAM (<i>system advisor model</i>)
13. Wiser <i>et al.</i> (2016)	Eólica 2030 y 2050 Mundo	Enfoque de elicitación a expertos
14. Williams <i>et al.</i> (2017)	Eólica 2030 Mundo	Enfoque de la curva de aprendizaje
15. Tu <i>et al.</i> (2019)	Eólica 2025 China	Enfoque de la curva de aprendizaje
16. DECC (2016)	Eólicas, FV 2030 Reino Unido	Opiniones de actores del ámbito de la industria + informes externos + internal data
17. Dehghani-Sanij <i>et al.</i> (2022)	Eólica 2040 Canadá	Enfoque predictivo lineal
18. Graham <i>et al.</i> (2021)	Eólica, FV, CSP 2050 Australia	Enfoque de la curva de aprendizaje

CUADRO N.º 2 (CONTINUACIÓN)

ESTUDIOS SOBRE EL *LCOE* FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

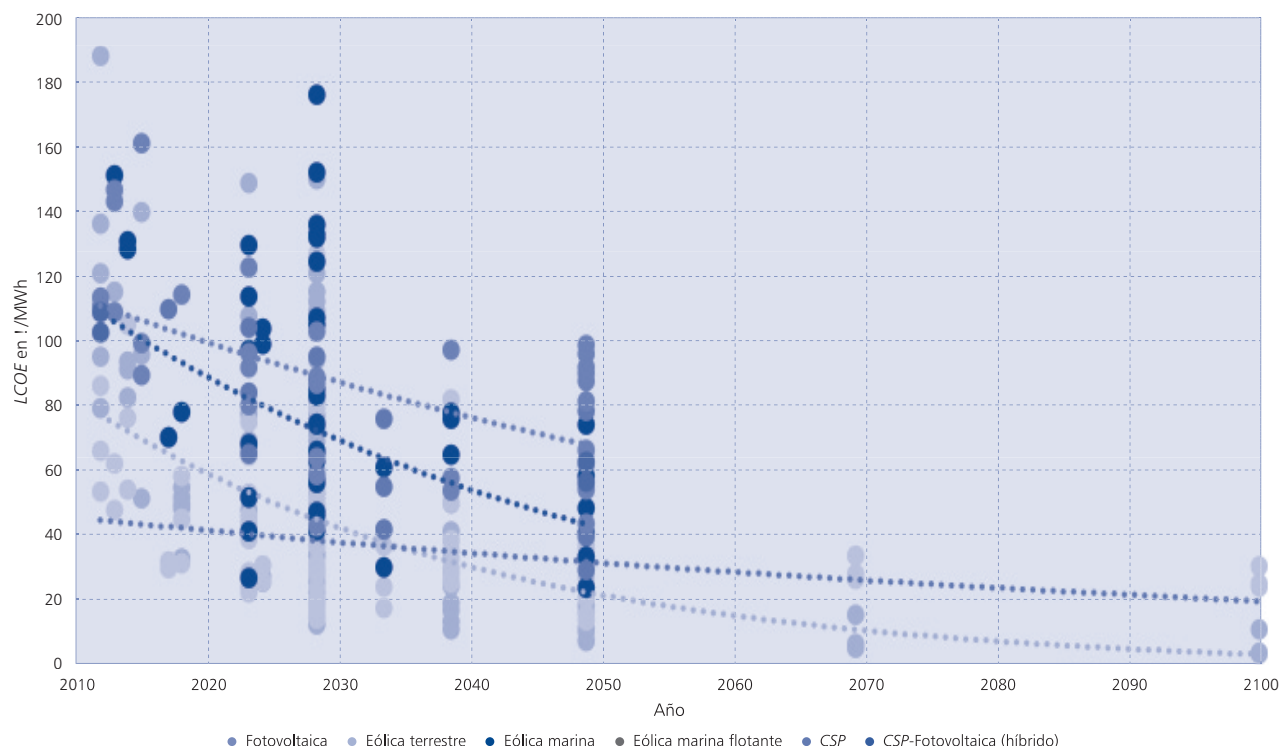
ESTUDIO	TECNOLÓGICO, TEMPORAL Y ÁMBITO GEOGRÁFICO	METODOLOGÍA
19. Sens, Neuling y Kaltschmitt (2022)	Eólica, FV 2050, 2030 Alemania	Enfoque de la curva de aprendizaje
20. Sharma <i>et al.</i> (2018)	CSP 2030, 2040 y 2050 India	Enfoque de la curva de aprendizaje
21. Parrado <i>et al.</i> (2016)	Híbrido CSP-FV, 2050 Chile	Enfoque de la curva de aprendizaje
22. Köberle, Gernaat y Van Vuuren (2015)	CSP y FV 2050 Mundo	Enfoque de la curva de aprendizaje + curvas de costes-oferta
23. Veronese, Manzolini y Moser (2021)	FV 2030 Italia	Enfoque de la curva de aprendizaje
24. Vartiainen <i>et al.</i> (2019)	FV 2050 Varios países europeos	Enfoque de la curva de aprendizaje
25. Zhuang <i>et al.</i> (2019)	CSP 2030, 2050 China	Enfoque de la curva de aprendizaje, incluyendo otros aspectos

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 1 resume los resultados de los estudios incluidos en nuestra revisión con respecto al *LCOE* esperado de las tecnologías de generación eléctrica renovable consideradas (eólica terrestre, eólica marina, solar fotovoltaica y CSP). Los valores a la izquierda de 2020 son los que los estudios utilizan como año base del *LCOE*.

Nuestros resultados muestran un rango de costes en 2030 para la energía eólica terrestre de entre 16 y 129 €/MWh; entre 43 y 178 €/MWh para la energía eólica marina; entre 31 y 152 €/MWh para la energía solar fotovoltaica de techo y entre 14 y 117 €/MWh para la de suelo; y de entre 44 y 105 €/MWh para la energía solar termoeléctrica. Los rangos de costes a 2050 se-

GRÁFICO 1

LCOE ESPERADOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLES

Fuente: Elaboración propia.

rían menores, y a un nivel inferior, de entre 15 y 40 €/MWh para la energía eólica terrestre; de entre 25 y 80 €/MWh para la energía eólica marina; de entre 9 y 83 €/MWh para la energía solar fotovoltaica, y de entre 45 y 101 €/MWh para la energía solar termoeléctrica. Puede observarse que esos rangos de costes son amplios, pues los *LCOE* dependen de muchas variables, entre ellas la calidad del recurso renovable y los costes de financiación, que lógicamente muestran diferencias muy acusadas en diferentes partes del mundo.

Según los resultados de nuestro análisis, los costes de las tecnologías de generación eléctrica renovable experimentarán reducciones considerables con respecto a sus costes actuales. En términos porcentuales, las mayores reducciones tendrán lugar en las energías eólica marina y la solar termoeléctrica, seguidas por las energías solar fotovoltaica y la eólica terrestre, en línea con la idea de que, en principio, las mayores reducciones de costes como consecuencia de las economías de escala dinámicas y los efectos de aprendizaje ligados a la difusión tendrán lugar en aquellas tecnologías menos maduras. Dichas reducciones de costes en las diferentes tecnologías renovables vendrán determinadas por diferentes factores, entre los que figuran la innovación tecnológica, los costes de financiación o la disponibilidad del recurso. Sin embargo, aunque existen contribuciones que discuten los factores que influyen en la evolución de los costes, el objetivo de este trabajo no ha sido identificar los determinantes de las reducciones de costes. En todo caso, solo algunos de los trabajos incluidos en esta revisión

aportan una discusión de dichos determinantes.

Se puede observar cierta convergencia en los valores de los *LCOE* para las distintas tecnologías en 2030 y, sobre todo, en 2050, pero las diferencias entre los respectivos *LCOE* seguirían siendo muy marcadas en ambos años. A nivel mundial, la tecnología con los menores *LCOE* en 2030 sería la energía eólica terrestre, seguida muy de cerca por la FV. La energía eólica marina y la CSP tendrían rangos de costes ligeramente superiores. En 2050, las posiciones relativas de las tecnologías no cambiarían significativamente, aunque las reducciones esperadas en la energía solar fotovoltaica pueden conducir a que esta sea la tecnología con menor coste en 2030.

Debe tenerse en cuenta que el objetivo de este estudio no ha sido realizar una comparación entre los costes esperados por tecnologías y zonas geográficas, pues no existen suficientes referencias para llevar a cabo un análisis con ese nivel de desagregación y algunos de los supuestos de base en esos estudios son distintos (por ejemplo, disponibilidad de recursos renovables y tasas de descuento diferentes). El objetivo ha sido más bien detectar las contribuciones más recientes sobre el tema que proyectan los *LCOE* para el futuro, con la intención de mostrar una imagen general de la situación y de las tendencias de los costes por tecnología.

Además, el *LCOE* es un indicador parcial de la competitividad de la tecnología pues deben tenerse en cuenta también otras variables como, por ejemplo, el nivel de los precios capturados por la tecnología, es decir, si es

capaz de producir en las horas en las que el precio de la electricidad es más elevado. Este puede ser el caso de la energía solar termoeléctrica, pues el almacenamiento le permite tener esa flexibilidad. Desde el punto de vista de los costes para el sistema, la capacidad de generar a demanda (despachabilidad) puede ser un aspecto fundamental para reducir esos costes. Como se mencionó en la sección segunda, la métrica del *LCOE* es ciega a estas consideraciones.

V. CONCLUSIONES

La descarbonización de los sistemas energéticos constituye un elemento fundamental de la transición energética necesaria para lograr los objetivos del Acuerdo de París. Las tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía renovable constituyen un pilar básico en esa transición. La enorme difusión requerida en esas tecnologías será en parte endógena a la evolución de sus costes. Por otro lado, identificar rangos probables de esos costes resulta una tarea crucial para determinar el coste económico total de dicha transición. En este sentido, la rápida reducción prevista en los costes de esas tecnologías, algunos de los cuales ya están en pie de igualdad con sus competidoras fósiles, resulta una buena noticia. Como menciona el IPCC en su último informe de evaluación «los rangos del *LCOE* para las tecnologías bajas en carbono se superponen a los *LCOE* de la generación fósil sin captura y almacenamiento de carbono (*CCS*, *carbon capture and storage*, por sus siglas en inglés). Por ejemplo, los *LCOE* de la solar (a gran escala) y la eólica, hoy y en el futuro, se solapan con los de las nuevas plantas de carbón y gas sin *CCS*» (IPCC, 2022, cap. 6, p.

66). La identificación de esos costes es un insumo importante para la toma de decisiones, aunque la relación es biunívoca, pues las estimaciones de los costes ayudan a establecer la dirección y la forma de la política, pero la política también contribuye a determinar los costes (Gross *et al.*, 2013).

Es de esperar que los costes a futuro varíen por tecnologías y, para una misma tecnología, por zonas geográficas, atendiendo a factores clave de diferenciación como son las condiciones de los recursos renovables existentes en diferentes lugares, así como las condiciones de financiación en distintos países. Sin embargo, no existen suficientes referencias para llevar a cabo un análisis con ese nivel de desagregación. El objetivo de este trabajo ha sido el de identificar los rangos de costes probables de dichas tecnologías en el futuro con una revisión sistemática de los estudios más recientes sobre el tema, con especial atención a las tecnologías eólicas (terrestre y marina) y solares (fotovoltaica y termoeléctrica). Se han identificado veinticinco documentos con predicciones de los costes nivelados a futuro. Dichos documentos centran su atención en distintos países del mundo, en diferentes horizontes temporales y utilizan diferentes metodologías. No obstante, si ha sido posible identificar una serie de tendencias generales con respecto a los *LCOE* esperados en el futuro.

La energía eólica terrestre será previsiblemente la tecnología con los menores *LCOE* en 2030, seguida muy de cerca por la FV, que podría ser la tecnología de menor coste en 2050. La energía eólica marina y la *CSP* tendrían un coste superior a aquellas tanto en 2030 como en 2050.

Estos costes futuros suponen reducciones considerables con respecto a los costes actuales. En términos porcentuales, las mayores reducciones de los costes futuros con respecto a los actuales tendrán lugar en la energía eólica marina y la energía solar fotovoltaica, seguidas de la *CSP* y la energía eólica terrestre.

No obstante, un análisis de los *LCOE* a futuro debe tener en cuenta una serie de limitaciones. Una de ellas es la inevitable incertidumbre que existe sobre la evolución de dichos costes y, por tanto, su nivel a futuro (Levi y Pollitt, 2015). Obviamente, la predicción es un ejercicio siempre complicado. En el caso que nos ocupa, existen algunas variables determinantes de esos costes cuyas tendencias resultan difíciles de establecer con un alto margen de seguridad, incluidas la evolución del precio de las materias primas necesarias para construir proyectos renovables y la evolución de los costes de los combustibles fósiles, que afectan a su vez a las tecnologías con las que compiten las renovables y que, por tanto, influyen en la difusión de estas. Existe incertidumbre sobre la evolución de algunos de los parámetros del *LCOE* a futuro, tales como los costes de inversión, la capacidad instalada futura, las tasas de aprendizaje, las eficiencias en la conversión y los terrenos disponibles para los proyectos de tecnologías renovables (Köberle, Gernaat y Van Vuuren, 2015, p. 749). Otra fuente de incertidumbre son los efectos del tipo de interés. Por ejemplo, Egli, Steffen y Schmidt (2018) concluyen que, además de que los estudios actuales pueden sobreestimar la tasa de aprendizaje tecnológico, el incremento en las tasas de interés puede incremen-

tar los *LCOE* de las tecnologías renovables. Schmidt *et al.* (2019) muestran que un incremento general en el tipo de interés tendría un considerable impacto en los *LCOE*. Otro de los desafíos es que la industria fotovoltaica se está desarrollando tan rápido que es difícil predecir incluso la evolución de los precios a corto plazo (Vartiainen *et al.*, 2019, p. 450). Como afirman Gross *et al.* (2013, p. 3), «las proyecciones de las reducciones de costes son difíciles y a menudo se muestran equivocadas. Quizá el mayor desafío es representar y comunicar la incertidumbre a los que toman las decisiones de política pública, que buscan certidumbre». En este sentido, el método de las elicitaciones a expertos permite evaluar la incertidumbre futura (Wiser *et al.*, 2021).

Además, existen limitaciones del *LCOE* como métrica de los costes y en su uso como *proxy* de los costes de la transición energética en un contexto de incremento de la penetración de tecnologías de generación eléctrica renovable variables y de la importancia del «valor» de la electricidad sobre su coste (en términos de *LCOE*).

Otras limitaciones tienen que ver con nuestro propio enfoque. Algunas son relativas a la metodología de las revisiones sistemáticas. Una revisión sistemática no es una garantía de que sea comprehensiva o sin sesgos, «pues la inclusión y codificación de los artículos es sensible a la selección que hace el investigador de los criterios y conceptos» (Sovacool, Axsen y Sorrell, 2018, p. 22). Además, según Sovacool, Axsen y Sorrell, (2018, p. 23) «la mayoría de las revisiones sistemáticas dan más peso a estudios metodológicamente rigurosos, aun-

que no todos lo hacen». Nuestro trabajo pertenece a este último grupo, es decir, no damos diferentes ponderaciones a diferentes contribuciones. Finalmente, el estudio ha detectado los *LCOE* a futuro, pero no cual es el potencial de generación correspondiente para cada uno de los niveles de coste. Esta es una información tan relevante para la toma de decisiones como la del propio *LCOE*. Desgraciadamente, ningún documento revisado incluye esta información.

Algunas de las limitaciones anteriores sugieren posibles líneas de investigación futuras. En primer lugar, el enfoque adoptado aquí (revisión sistemática de la literatura) debería verse como un primer paso para un metanálisis más profundo. Los metanálisis son de naturaleza cuantitativa, e implican el análisis estadístico de los resultados de varios estudios comparables. En segundo lugar, debería llevarse a cabo un análisis detallado de los factores que inciden en los niveles y reducciones del *LCOE*. Finalmente, deben detectarse y evaluarse los factores de incertidumbre fundamentales con respecto a la evolución de esos costes, analizando como afectan a los resultados.

NOTAS

(1) Los costes de red ocurren no solo porque las plantas de generación eléctrica renovable están localizadas en muchas ocasiones lejos de los centros de carga y puede ser necesario realizar grandes inversiones en transmisión, sino también debido a las restricciones de la red y la gestión de la congestión.

(2) Aparte de la falta de consideración de los costes indirectos, la métrica ha sido objeto de otras críticas. Por ejemplo, ALDERSEY-WILLIAMS y RUBERT (2019, p. 169) comentan que «las debilidades del *LCOE* se centran en la tasa de descuento, los efectos de la inflación y la sensibilidad de los resultados a incertidumbre sobre los costes futuros de las materias primas».

(3) Estos autores muestran que los costes de generación de una planta fotovoltaica

representan entre un 78 por 100 (con almacenamiento) y un 66 por 100 (sin almacenamiento) del coste para el sistema (VERONESE, MANZOLINI y MOSER, 2021).

(4) Para una discusión detallada de las limitaciones del método de las curvas de aprendizaje, véase GROSS *et al.* (2013).

(5) Para más detalles sobre el método, véase Rio *et al.* (2020).

BIBLIOGRAFÍA

ALDERSEY-WILLIAMS, J. y RUBERT, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124, pp. 169-179.

BREITSCHOPF, B. y HELD, A. (2013). *Guidelines for assessing costs and benefits of RET deployment*. Retrieved from <http://diacore.eu/>

COMISIÓN EUROPEA (2022). *Renewable energy targets*. Retrieved from https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en#:~:text=Building por 10020on por 10020the por 1002020 por 10025 por 10020target,possible por 10020upwards por 10020revision por 10020by por 100202023

COOKE, R. M. (1991). Heuristics and Biases. In *Experts in Uncertainty. Opinion and Subjective Probability in Science* (pp. 63-79). New York: Oxford University Press.

DECC (2016). *Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions*. London, UK. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566718/Arup_Renewable_Generation_Cost_Report.pdf

DEHGHANI-SANJ, A., AL-HAQ, A., BASTIAN, J., LUEHR, G., NATHWANI, J., DUSSEAU, M. y LEONENKO, Y. (2022). Assessment of current developments and future prospects of wind energy in Canada. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 50, 101819.

EGLI, F., STEFFEN, B. y SCHMIDT, T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. *Nature Energy*, 3(12), pp. 1084-1092.

EIA (2021). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*. Retrieved from https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

GRAHAM, P. W., HAYWARD, J., FOSTER, J. y HAVAS, L. (2021). *GenCost 2020-21*. Retrieved from <https://publications.csiro.au/rpr/pub?pid=csiro:EP208181&expert=false&sb=RECENT>

GRAHAM, P. W., HAYWARD, J., FOSTER, J., STORY, O. y HAVAS, L. (2018). *GenCost 2018. Updated projections of electricity generation technology costs*. Retrieved from <https://www.csiro.au/~media/News-releases/2018/renewables-cheapest-new-power/GenCost2018.pdf>

GROSS, R., HEPTONSTALL, P., GREENACRE, P., CANDELISE, C., JONES, F. y CASTILLO, A. C. (2013). *Presenting the Future: An assessment of future costs estimation methodologies in the electricity generation sector*. Retrieved from <https://d2e1qxpsswcpgz.cloudfront.net/uploads/2020/03/presenting-the-future-electricity-generation-cost-estimation-methodologies.pdf>

HOGARTH, R. (1987). *Judgement and Choice: The Psychology of Decision*. Chichester, New York, Brisbane: Toronto: John Wiley & Sons.

HUEBNER, G. M., NICOLSON, M. L., FELL, M. J., KENNARD, H., ELAM, S., HANMER, C. y JOHNSON, C. (2017). *Are we heading towards a replicability crisis in energy efficiency research? A toolkit for improving the quality, transparency and replicability of energy efficiency impact evaluations*. En Proceedings of the European Council for an Energy Efficient Economy ECEEE 2017 Summer Study on energy efficiency: consumption, efficiency and limits. UKERC: London, UK.

IEA (2020). *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris, France. Retrieved from https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:52007078

IEA (2021). *World Energy Outlook*. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

IPCC (2022). *6th Assessment report WGIII*. Retrieved from <https://www.ipcc.ch/2022/04/04/ipcc-ar6-wgiii-pressrelease/>

- IRENA (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025* (9789295111974). Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>
- IRENA (2019a). *Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>
- IRENA (2019b). *Future of wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>
- IRENA (2019c). *Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>
- IRENA (2021). *Renewable power generation costs in 2020*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- JOSKOW, P. L. (2011). Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. *American Economic Review*, 101(3), pp. 238-241.
- KHAN, K. S., KUNZ, R., KLEIJNEN, J. y ANTES, G. (2003). Five steps to conducting a systematic review. *Journal of the Royal Society of Medicine*, 96(3), pp. 118-121.
- KHATIB, H. y DIFIGLIO, C. (2016). Economics of nuclear and renewables. *Energy Policy*, 96, pp. 740-750.
- KÖBERLE, A. C., GERNAAT, D. E. H. J. y VAN VUUREN, D. P. (2015). Assessing current and future techno-economic potential of concentrated solar power and photovoltaic electricity generation. *Energy*, 89, pp. 739-756. doi:10.1016/j.energy.2015.05.145
- KOST, C., SHAMMUGAM, S., FLURI, V., PEPER, D., DAVOODI MEMAR, A. y SCHLEGL, T. (2021). *Levelized cost of electricity renewable energy technologies*. Freiburg, Germany. Retrieved from https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf
- LEVI, P. G. y POLLITT, M. G. (2015). Cost trajectories of low carbon electricity generation technologies in the UK: A study of cost uncertainty. *Energy Policy*, 87, pp. 48-59.
- MENG, J., WAY, R., VERDOLINI, E. y DÍAZ ANADÓN, L. (2021). Comparing expert elicitation and model-based probabilistic technology cost forecasts for the energy transition. *Proc Natl Acad Sci U S A*, 118(27). doi:10.1073/pnas.1917165118
- MURPHY, C., SUN, Y., COLE, W. J., MACLAURIN, G. J., MEHOS, M. S. y TURCHI, C. S. (2019). *The potential role of concentrating solar power within the context of DOE's 2030 solar cost targets*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71912.pdf>
- NACIONES UNIDAS (2022). *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. Retrieved from <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- NUCLEAR ENERGY AGENCY & INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2005). *Projected Costs of Generating Electricity-2005 Update*. Retrieved from https://www.oecd-ilibrary.org/energy/projected-costs-of-generating-electricity-2005_9789264008274-en
- PARRADO, C., GIRARD, A., SIMON, F. y FUENTEALBA, E. (2016). 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile. *Energy*, 94, pp. 422-430. doi:10.1016/j.energy.2015.11.015
- RAM, M., CHILD, M., AGHAHOSEINI, A., BOGDANOV, D., LOHRMANN, A. y BREYER, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of Cleaner Production*, 199, pp. 687-704. doi:10.1016/j.jclepro.2018.07.159
- RATHMANN, M. (2011). *Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost. A report compiled within the European research project RE-Shaping (work package 7)*. Retrieved from www.reshaping-res-policy.eu
- RÍO, P. DEL, KIEFER, C. P., MENZIES, C., MARQUARDT, M., FITCH-ROY, O. y WOODMAN, B. (2020). *Effects of auctions on RES value chains*. Madrid. Retrieved from http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2020/10/AURES_II_D4_1_effects_value_chain_upt.pdf
- RUBIO-DOMINGO, G. y LINARES, P. (2021). The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, 111324.
- SCHMIDT, T. S., STEFFEN, B., EGLI, F., PAHLE, M., TIETJEN, O. y EDENHOFER, O. (2019). Adverse effects of rising interest rates on sustainable energy transitions. *Nature Sustainability*, 2(9), pp. 879-885.
- SENS, L., NEULING, U. y KALTSCHMITT, M. (2022). Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines-Development by 2050. *Renewable Energy*, 185, pp. 525-537.
- SHARMA, C., SHARMA, A. K., MULLICK, S. C. y KANDPAL, T. C. (2018). Cost reduction potential of parabolic trough based concentrating solar power plants in India. *Energy for Sustainable Development*, 42, pp. 121-128.
- SOVACOL, B. K., AXSEN, J. y SORRELL, S. (2018). Promoting novelty, rigor, and style in energy social science: Towards codes of practice for appropriate methods and research design. *Energy Research & Social Science*, 45, pp. 12-42. doi:10.1016/j.erss.2018.07.007
- STARK, C., PLESS, J., LOGAN, J., ZHOU, E. y ARENT, D. J. (2015). *Renewable electricity: Insights for the coming decade*. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/1176740>
- STEHLI, T., BEITER, P. y DUFFY, P. (2020). *2019 Cost of Wind Energy Review*. United States. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/1756710>

TU, Q., BETZ, R., MO, J., FAN, Y. y LIU, Y. (2019). Achieving grid parity of wind power in China—Present levelized cost of electricity and future evolution. <i>Applied Energy</i>, 250, 1053-1064. UECKERDT, F., HIRTH, L., LUDERER, G. y EDENHOFER, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? <i>Energy</i>, 63, pp. 61-75. UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC) (2022). <i>El Acuerdo de París</i>. Retrieved from https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris VARTIAINEN, E., MASSON, G., BREYER, C., MOSER, D. y ROMÁN MEDINA, E. (2019). Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. <i>Progress in Photovoltaics: Research and Applications</i>, 28(6), pp. 439-453. doi:10.1002/pip.3189	VERONESE, E., MANZOLINI, G. y MOSER, D. (2021). Improving the traditional levelized cost of electricity approach by including the integration costs in the techno-economic evaluation of future photovoltaic plants. <i>International Journal of Energy Research</i>, 45(6), pp. 9252-9269. doi:10.1002/er.6456 WAY, R., MEALY, P. y FARMER, D. (2021). <i>Estimating the costs of energy transition scenarios using probabilistic forecasting methods</i>. INET Oxford Working Paper, n.º 2021-01. Retrieved from https://www.inet.ox.ac.uk/files/energy_transition_cost_INET_working_paper_with_SI1.pdf WILLIAMS, E., HITTINGER, E., CARVALHO, R. y WILLIAMS, R. (2017). Wind power costs expected to decrease due to technological progress. <i>Energy Policy</i>, 106, pp. 427-435. doi:10.1016/j.enpol.2017.03.032	WISER, R., BARBOSE, G. y HOLT, E. (2011). Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States. <i>Energy Policy</i>, 39(7), pp. 3894-3905. WISER, R., JENNI, K., SEEL, J., BAKER, E., HAND, M., LANTZ, E. y SMITH, A. (2016). Expert elicitation survey on future wind energy costs. <i>Nature Energy</i>, 1(10), pp. 1-8. WISER, R., RAND, J., SEEL, J., BEITER, P., BAKER, E., LANTZ, E. y GILMAN, P. (2021). Expert elicitation survey predicts 37 por 100 to 49 por 100 declines in wind energy costs by 2050. <i>Nature Energy</i>, 6(5), 555-565. doi:10.1038/s41560-021-00810-z ZHUANG, X., XU, X., LIU, W. y XU, W. (2019). LCOE Analysis of Tower Concentrating Solar Power Plants Using Different Molten-Salts for Thermal Energy Storage in China. <i>Energies</i>, 12(7). doi:10.3390/en12071394
---	---	--

Resumen

Numerosos países de todo el mundo han publicado durante los últimos años sus correspondientes estrategias nacionales sobre el hidrógeno. Estas estrategias proporcionan una visión nacional sobre la economía de hidrógeno en las próximas décadas, así como la forma en que los gobiernos planean apoyar el desarrollo del sector nacional del hidrógeno, destacando las áreas de interés de cada país, las barreras regulatorias y las oportunidades de mercado. Sin embargo, no se han realizado investigaciones públicas que permitan comparar la estructura y el contenido de estas. El presente trabajo pretende responder a esta carencia, analizando la estructura de doce estrategias nacionales publicadas por países de los cinco continentes.

Palabras clave: hidrógeno, hoja de ruta, calentamiento global, transición energética.

Abstract

Many countries have recognised the importance of a hydrogen economy in reducing emissions and limiting the global warming. Recently published national hydrogen strategies from countries across the globe inform how governments plan to support the hydrogen transition, highlight country-specific areas of interest, identify regulatory barriers and market opportunities and provide a country-specific context for the transition. By design, these hydrogen strategies present a national perspective on the emergence of a hydrogen economy over the upcoming decades. However, what is missing is a clear understanding of how the structure and content of national hydrogen strategies compare. Our work aims to address this gap by studying the structure of twelve national strategies published by countries from all continents and identifying common design elements and trends in a global context.

Keywords: hydrogen economy, road-map, energy transition, decarbonization, policymaking.

JEL classification: Q42, Q43, Q48.

ESTRATEGIAS NACIONALES SOBRE EL HIDRÓGENO: ELEMENTOS DE DISEÑO COMUNES Y LECCIONES APRENDIDAS

Santiago SERNA

Timo GERRES

Rafael COSSENT

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

LOS combustibles fósiles siguen dominando la matriz energética actual y son los principales responsables del calentamiento global, cuyo impacto negativo en el medio ambiente está científicamente demostrado. Para hacer frente a estos problemas medioambientales, los líderes mundiales firmaron en 2015 el Acuerdo de París, al que se han sumado 192 países hasta la fecha, que tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C, además de promover esfuerzos para limitar este aumento a solo 1,5 °C.

El cumplimiento de estos objetivos requiere una transición desde el sistema energético actual, fuertemente dependiente de los combustibles fósiles, a un sistema energético de bajas o nulas emisiones basado en fuentes de energía renovables. La electrificación a partir de fuentes de energía renovables puede hacer posible la descarbonización de sectores como el transporte ligero, el ferrocarril o la climatización residencial, entre otros. Sin embargo, la electrificación directa no es posible en los sectores conocidos como de difícil electrificación que incluyen el transporte pesado por carretera,

el transporte marítimo, el transporte aéreo o la industria pesada (cemento, acero y productos químicos). En este escenario, el hidrógeno, obtenido a partir de fuentes de energía limpias, es la mejor opción para conseguir la descarbonización de estos sectores.

Países de todo el mundo han reconocido el papel del hidrógeno en la reducción de emisiones incluyéndolo como una parte importante de su planificación energética. En septiembre de 2021, doce países ya habían publicado hojas de ruta nacionales sobre el hidrógeno y otros 60 países estaban estudiando activamente su integración en la matriz energética nacional (WEC, 2021). Estas estrategias (1) pretenden proporcionar un contexto adecuado para el desarrollo de la economía del hidrógeno identificando las fortalezas de cada país, los sectores y aplicaciones más relevantes o las oportunidades a medio y largo plazo. Japón fue el primer país en publicar su estrategia sobre el hidrógeno en 2017. A esta publicación le siguieron en la región las hojas de ruta de Corea del Sur (2019) y de Australia (2019). En Europa, Francia (2018) y Alemania (2020) fueron los primeros países con estrategias nacionales en marcha, mientras que la UE

publicó su propia estrategia poco después (2). En América, los primeros países en apostar por el hidrógeno fueron Canadá (2020), en América del Norte, y Chile (2020), en América Latina, mientras que en el continente africano el primer país en tener disponible su estrategia fue Marruecos (2021).

Varias publicaciones han analizado las diferentes estrategias nacionales sobre el hidrógeno. El Consejo Mundial de la Energía (WEC, por sus siglas en inglés) publicó en 2020 un estudio detallado sobre los elementos de las hojas de ruta y estrategias nacionales (WEC, 2020). Sin embargo, muchas hojas de ruta se han publicado posteriormente y no están incluidas en este estudio. En 2021 se publicó una breve actualización (WEC, 2021). La Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) ha publicado varios informes en relación al desarrollo de la economía del hidrógeno tanto a nivel global (IEA, 2019), como a nivel regional, por ejemplo, en Latinoamérica (IEA, 2021d). Aunque las estrategias nacionales son una fuente importante en estos informes, su análisis se basa principalmente en sus supuestos de modelización, sus trabajos de investigación y en consultas con la industria y los Gobiernos.

Publicaciones del sector privado, como la publicación de la consultora Yéle (2020), ofrecen una visión general de los objetivos establecidos en las estrategias nacionales, pero sin un análisis en profundidad. Las estrategias nacionales de los distintos países también se utilizan para analizar cuestiones geopolíticas y geoeconómicas específicas, como el papel del hidrógeno en la re-

gión mediterránea (Escribano, 2021).

Sin embargo, no se han identificado estudios públicos que permitan establecer una comparación entre la estructura y el contenido de las estrategias nacionales sobre el hidrógeno. El presente trabajo pretende abordar precisamente esta cuestión analizando la estructura de estas estrategias con el objetivo de identificar los elementos y tendencias comunes.

Siguiendo el enfoque presentado en la sección segunda, se ha analizado una muestra de doce estrategias nacionales estudiando, según estas estrategias, cómo se plantea producir el hidrógeno, qué sectores lo consumirían, cómo se piensa que se transportará y qué medidas políticas pueden apoyar la aparición de una economía del hidrógeno (sección tercera). A partir de estos resultados, se destacan los elementos comunes a las estrategias nacionales de cada país (sección cuarta) y se muestra cómo este análisis puede ayudar a académicos, responsables políticos e industria a comprender mejor el contexto internacional y evaluar las implicaciones de una transición hacia una economía del hidrógeno.

II. METODOLOGÍA

Las estrategias revisadas tienen elementos comunes que describen cómo el hidrógeno se puede convertir en uno de los pilares del sistema energético del futuro. El análisis se hace en base a las siguientes cuatro preguntas clave, que todas las estrategias abordan de forma diferente.

1. ¿Cómo se producirá el hidrógeno a nivel nacional?

2. ¿Qué aplicaciones y sectores van a consumirlo?

3. ¿Cómo se va a transportar el hidrógeno hasta los consumidores?

4. ¿Qué políticas son necesarias para apoyar este proceso?

Las respuestas que dan las distintas estrategias nacionales a estas cuatro preguntas se abordan en la sección tercera, siguiendo siempre el siguiente esquema. En primer lugar, se resumen los últimos hallazgos científicos y no científicos relativos a las tecnologías de producción, las aplicaciones potenciales, las opciones de transporte y almacenamiento, y las medidas políticas.

A continuación, se analiza cómo esta información está incluida en las estrategias publicadas por los doce países analizados en el presente estudio (cuadro n.º 1). Estos países constituyen una muestra suficientemente significativa del contexto internacional incluyendo las principales economías europeas y los países más importantes de cada continente que habían publicado su estrategia a principios de 2022.

La mayoría de las publicaciones describen la aparición de una economía del hidrógeno hasta 2050, con objetivos intermedios específicos para 2030 o 2040. Corea del Sur (2040) y Francia (2028), con un horizonte temporal más corto, son la excepción. Sudáfrica también especifica objetivos intermedios, que se han obviado para facilitar la comparación con otras estrategias nacionales. Las estrategias también difieren significativamente en su complejidad. Desde estrategias muy concisas

como la chilena, a estrategias muy detalladas que se presentan en informes de más de cien páginas, como las estrategias de Canadá, Sudáfrica o Australia. Los informes más breves, como las estrategias francesa, surcoreana o japonesa, suelen centrarse en medidas específicas, como las políticas de apoyo o el fomento de la tecnología.

Al analizar estos documentos, solo se tuvieron en cuenta las menciones explícitas. Por ejemplo, una estrategia puede dejar una puerta abierta al hidrógeno rosa (generado con energía nuclear) o a la mezcla del hidrógeno con el gas natural, conocido como *blending*. Sin embargo, si no se indica claramente y queda sujeto a la interpretación del lector, el hidrógeno rosa o el *blending* no se consideran parte de la estrategia.

Solo se ha tenido en cuenta la información contenida en las estrategias nacionales, sin

estudiar otros informes públicos o cambios en los debates nacionales en curso. Además, solo se incluyeron en esta revisión las estrategias publicadas por organismos gubernamentales. Por consiguiente, la hoja de ruta de Estados Unidos hacia una economía del hidrógeno, un documento conjunto de varios agentes privados y organizaciones no gubernamentales (3), no se incluyó en esta revisión. China, el mayor productor y consumidor de hidrógeno hasta la fecha, publicó su plan nacional para el desarrollo de la industria del hidrógeno en marzo de 2022 (Xinhua, 2022). Como su nombre indica, el documento se centra en las aplicaciones industriales del hidrógeno y abarca principalmente la evolución de los precios de producción de hidrógeno y el apoyo a la investigación y los proyectos piloto. Sin embargo, el plan de desarrollo carece de varios elementos centrales en una estrategia nacional

y no incluye una visión del futuro papel del hidrógeno en el país. Por ello, también se decidió no incluirlo en este estudio. Después de China, Estados Unidos es actualmente el segundo mayor consumidor de hidrógeno del mundo, por ello, la ausencia de las perspectivas de Estados Unidos y China constituye una importante limitación del presente estudio.

III. ANÁLISIS: ELEMENTOS COMUNES DE LAS ESTRATEGIAS NACIONALES

A continuación, se analizan estas estrategias comparando los elementos de diseño comunes a todas las publicaciones. Este análisis se estructura en base a cuatro preguntas clave: i) ¿cómo se va a producir el hidrógeno a nivel nacional? (apartado 1); ii) ¿quién lo va a consumir y para qué? (apartado 2); iii) ¿cómo se

CUADRO N.º 1

HOJAS DE RUTA INCLUIDAS EN EL ESTUDIO

PAÍS	FECHA	HORIZONTE	EDITOR	
Alemania	Junio 2020	2030-2050	Ministerio Federal de Economía y Asuntos Energéticos	(bmwi, 2020)
Australia	Noviembre 2019	2030-2050	Departamento de Industria, Innovación y Ciencia	(COAG, 2019)
Canadá	Diciembre 2020	2030-2050	Ministerio de Recursos Naturales	(NRCan, 2020)
Chile	Noviembre 2020	2030	Ministerio de Energía	(MinEnergía, 2020)
Colombia	Septiembre 2021	2030-2050	Ministerio de Minas y Energía	(MME, 2021)
Corea del Sur	Enero 2019	2040	Ministerio de Comercio, Industria y Energía	(MOTIE, 2019)
España	Octubre 2020	2030-2050	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico	(MITECO, 2020)
Francia	Junio 2018	2028	Ministerio para la Transición Ecológica e Inclusiva	(Ministère de l'Écologie, 2018)
Japón	Marzo 2019	2030-2050	Consejo Ministerial sobre Energías Renovables, Hidrógeno y Temas Relacionados	(METI, 2019)
Marruecos	Noviembre 2021	2030-2050	Ministerio de Energía, Minas y Medio Ambiente	(MEM, 2021)
Reino Unido	Agosto 2021	2030-2050	Secretaría de Estado de Empresa, Energía y Estrategia Industrial	(BEIS, 2021)
Sudáfrica	Febrero 2022	2024-2030-2040-2050	Departamento de Ciencia e Innovación	(DST, 2021)

Fuente: Elaboración propia.

van a interconectar productores y consumidores de hidrógeno? (apartado 3); y iv) ¿qué políticas pueden apoyar este proceso? (apartado 4).

1. ¿Cómo se producirá el hidrógeno a nivel nacional?

La producción de hidrógeno a nivel comercial no es una novedad, ya que el hidrógeno se lleva produciendo más de cien años a partir de combustibles fósiles. Este hidrógeno se denomina hidrógeno gris si procede del gas natural o hidrógeno marrón cuando se obtiene por el proceso de gasificación del carbón. El hidrógeno gris es el más utilizado actualmente y se produce en un proceso conocido como *SMR* (*steam methane reforming*) en el que el metano (CH_4), componente mayoritario del gas natural, se transforma en hidrógeno (H_2) y dióxido de carbono (CO_2) en una reacción con vapor de agua de alta temperatura ($>1.000^\circ\text{C}$).

El *SMR* es un elemento clave en las refinerías modernas que se emplea para suministrar hidrógeno, entre otras, a las unidades de hidrocrackeo e hidrotratamiento. Además, el *SMR*, combinado con el proceso Haber-Bosch constituye la principal vía de producción actual de amoníaco, un compuesto que sirve como base para más de la mitad de los fertilizantes comercializados a nivel mundial (FAO, 2017). A causa de las elevadas emisiones en la fase de producción de hidrógeno, el amoníaco es uno de los productos químicos más intensivos en emisiones, representando el 49 por 100 de las emisiones de CO_2 de la producción mundial de productos químicos primarios en 2020 (IEA, 2021a).

Para que el hidrógeno desempeñe un papel importante en la transición hacia una economía climáticamente neutra es necesario disponer de rutas de producción alternativas. Existen dos opciones para sustituir al *SMR* por hidrógeno de bajas emisiones a nivel industrial y satisfacer, además, la nueva demanda. La primera opción es combinar el *SMR* o la gasificación de carbón con tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), en este caso el hidrógeno se conoce como hidrógeno azul. La segunda opción es utilizar electricidad procedente de fuentes de energía renovable para obtener hidrógeno del agua en un proceso conocido como electrólisis, entonces el hidrógeno se conoce como hidrógeno verde. El hidrógeno rosa y el turquesa son opciones adicionales que se están investigando y que complementan el espectro de colores del hidrógeno de bajas emisiones. A continuación, se ofrece una breve descripción de estas opciones tecnológicas a las que se hace referencia en las diferentes estrategias nacionales.

El *hidrógeno azul* utiliza la vía convencional de producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos fósiles, pero en lugar de liberar al aire las emisiones del proceso, estas son atrapadas en una instalación de captura de carbono que separa el CO_2 de los gases de escape. La principal ventaja del hidrógeno azul es que las instalaciones industriales existentes pueden ser readaptadas mientras se sigue utilizando gas natural como fuente de hidrógeno; sin embargo, no todas las emisiones pueden ser capturadas. Mientras que la IEA prevé que en el futuro las eficiencias de captura serán mayores al 95 por 100, un

estudio reciente muestra que los sistemas de captura de carbono utilizados actualmente solo reducen de forma marginal las emisiones totales, y que el hidrógeno azul podría ser más intensivo en emisiones por unidad de energía que el gas natural (Howarth y Jacobson, 2021). La evolución y optimización de los procesos de captura actuales permitiría reducir la cantidad de emisiones respecto al hidrógeno gris, pero en ningún caso sería una tecnología de cero emisiones. En términos económicos, la producción de hidrógeno azul siempre requerirá equipos adicionales y se enfrenta a un mayor consumo de energía que la producción de hidrógeno gris. Si el CO_2 capturado no puede ser utilizado in situ o por consumidores cercanos, deberá ser almacenado permanentemente bajo tierra en una formación geológica adecuada.

El *hidrógeno verde* se obtiene mediante un proceso de electrólisis del agua (H_2O), utilizando electricidad de origen renovable para descomponer el agua en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2). Hay dos tipos de electrolizadores comercialmente disponibles: los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana electrolítica de polímero (PEM/PEMEL). Los electrolizadores de óxido sólido (SOEL/SOEC) son otra tecnología que se encuentra actualmente en investigación. Entre otras, existen diferencias en cuanto a la flexibilidad de operación, la eficiencia operativa, la vida útil de las pilas y los costes de inversión actuales y futuros (Buttler y Spliethoff, 2018). Debido a los altos precios del gas natural en Europa a finales de 2021, el hidrógeno verde fue temporalmente competitivo con la producción de hidrógeno gris en esta región (Burgess, 2021;

Collins, 2021), sin embargo, la producción mundial de hidrógeno verde a escala comercial sigue siendo despreciable (IEA, 2021c). Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), la disminución de los costes de inversión, el acceso a electricidad renovable de bajo coste y el aumento de la eficiencia de los electrolizadores son los principales motores para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en las próximas décadas (Taibi et al., 2020).

El *hidrógeno rosa* combina la electricidad y el calor generado por las centrales nucleares para operar electrolizadores en un proceso de alta eficiencia. Aunque la producción de hidrógeno *in situ* a pequeña escala para uso propio es habitual en las centrales nucleares (Collins, 2022), la implantación a gran escala solo se encuentra en la fase de estudio de viabilidad (IAEA, 2020).

El *hidrógeno turquí* se produce mediante la pirólisis de portadores de energía basados en el carbono, descomponiéndolos térmicamente en sus componentes elementales. El carbono elemental sólido sería el principal producto residual del proceso, que es de origen fósil si se utiliza gas natural o biogénico en el caso de la biomasa. Los catalizadores podrían reducir las temperaturas de proceso necesarias a 400-700 °C (Sánchez-Bastardo, Schlögl y Ruland, 2020). No obstante, el proceso se estudia a escala de laboratorio, y solo está previsto a escala piloto para 2023 (Bhardwaj et al., 2019).

Todas las estrategias nacionales especifican qué tecnologías de producción de hidrógeno se espera que sean importantes. El hidrógeno verde es la tecnología

predominante y es mencionada por todas las publicaciones. Sin embargo, en algunos países, durante las primeras fases de desarrollo su papel se considera secundario frente al hidrógeno azul. Australia, Canadá, Colombia y Sudáfrica destacan en sus estrategias la importancia de la producción de hidrógeno azul beneficiándose de la disponibilidad local de depósitos de gas natural y carbón. Asimismo, países sin recursos fósiles significativos, como Corea del Sur o Japón, presentan el hidrógeno azul como un elemento importante de sus estrategias nacionales. Ambos países tienen en común que los recursos renovables locales podrían no ser suficientes para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Japón, por ejemplo, es una de las regiones con mayores costes previstos para la producción de hidrógeno verde según el mapa de costes nivelados del hidrógeno *LCOH* (por sus siglas en inglés) publicado por la IEA (2019). En cambio, países como Chile, Marruecos o España, con un alto potencial de energías renovables solo se centran en el hidrógeno verde. Muy pocos países mencionan y fomentan la biomasa como posible materia prima para la producción de hidrógeno o incluyen la energía nuclear como una alternativa en sus estrategias. En este sentido, Reino Unido y Canadá dejan abierta la posibilidad de producir hidrógeno a partir de energía nuclear en un futuro, mientras que esta última destaca la alta disponibilidad de biomasa de bajo coste como una posible vía de producción de hidrógeno.

Las tecnologías de producción suelen ir acompañadas de objetivos de producción de hidrógeno. En este caso, es importante diferenciar entre los objetivos a

largo plazo que definen el papel del hidrógeno en una matriz energética descarbonizada y los objetivos intermedios orientados a incrementar la producción de hidrógeno durante la próxima década. Las grandes economías europeas, como Alemania (5 GW), Reino Unido (5 GW), Francia (6,5 GW) y España (4 GW), tienen objetivos intermedios de capacidad similares para 2030. Muchas estrategias no cuantifican estos objetivos, mientras que los objetivos de capacidad de Chile (25 GW) y Sudáfrica (11,7 GW) para 2030 destacan en comparación con otras estrategias nacionales. Alemania (10 GW) y Sudáfrica (15 GW) también cuantifican los objetivos de capacidad nacional para 2040.

2. ¿Qué aplicaciones y sectores van a consumir hidrógeno?

El hidrógeno es una molécula muy versátil con características únicas que permiten su aplicación en numerosos sectores como la industria, la movilidad o la producción de electricidad. Con el objetivo de proporcionar una idea sobre cómo pueden clasificarse estas aplicaciones, en esta sección se diferencia entre tres tipos de usos del hidrógeno: usos del hidrógeno como materia prima en el sector industrial, usos del hidrógeno en pilas de combustible y usos térmicos del hidrógeno. Estas categorías no son exclusivas, y los casos de uso se pueden solapar para algunas aplicaciones.

El *hidrógeno utilizado como materia prima* para el sector industrial representó en 2020 prácticamente todo el consumo de hidrógeno a nivel global mientras que solo el 0,02 por 100 fue consumido por el sector transporte (IEA, 2021c). Dentro del sector industrial, el refino (44 por 100),

CUADRO N.º 2

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN LAS DISTINTAS ESTRATEGIAS

PAÍS	MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	HORIZONTE	CAPACIDAD INSTALADA
Alemania	Hidrógeno verde	2030 2040	5 GW 10 GW
Australia	SMR y carbón con CCS e hidrógeno verde	2030 2050	S/E
Canadá	Carbón y SMR con CCS e hidrógeno verde. También se mencionan la gasificación de la biomasa y la energía nuclear	2030	S/E
Chile	Hidrógeno verde	2050	S/E
Colombia	Hidrógeno verde, carbón y SMR con CCS	2030 2050	4 GW S/E
Corea del Sur	Producción a partir de GNL sin especificar la CCS. Producción e importación (a largo plazo) de hidrógeno verde	2040	S/E
España	Hidrógeno verde	2030 2050	4 GW S/E
Francia	Hidrógeno de bajas emisiones (SMR con CCS) e hidrógeno verde	2028	6,5 GW
Japón	Hidrógeno verde, carbón y recursos de combustibles fósiles sin explotar con CCS	2030 2050	S/E
Marruecos	Hidrógeno verde	2030 2050	S/E
Reino Unido	Hidrógeno verde y SMR con CCS Hidrógeno verde, SMR con CCS. Deja abierta la posibilidad de utilizar energía nuclear en un futuro	2030 2050	5 GW S/E
Sudáfrica	Hidrógeno verde y SMR con CCS	2030 2040	11,7 GW 15 W

el amoníaco (37 por 100) y la producción de metanol (14 por 100) representaron casi toda la demanda de hidrógeno, mientras que la mayor parte del hidrógeno restante fue consumido en la reducción directa de hierro (DRI) para la fabricación de acero (inferior al 5 por 100). Los usos actuales del hidrógeno pueden considerarse el primer paso para el consumo de hidrógeno de bajas emisiones ya que no hacen falta grandes cambios en la infraestructura, o en los equipos, para la sustitución del hidrógeno gris por hidrógeno de bajas emisiones.

La producción de amoníaco para producir fertilizantes requiere de hidrógeno elemental, que se obtiene por reformado de vapor de agua del gas natural (SMR). Reemplazar este

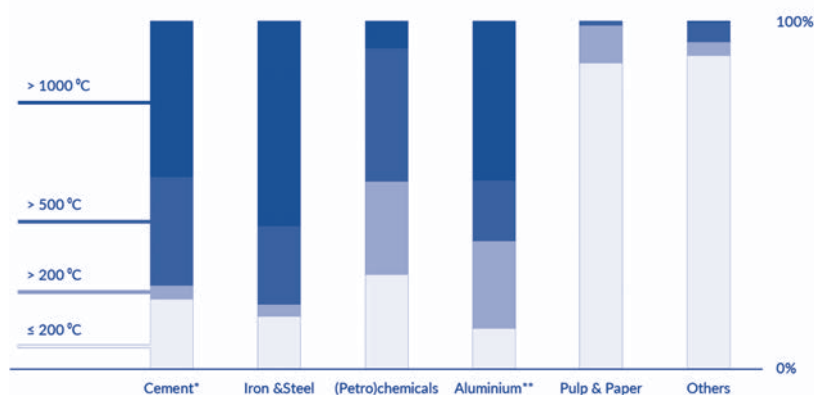
hidrógeno gris por hidrógeno de bajas emisiones puede reducir significativamente la huella de carbono de la producción de fertilizantes. En el caso de las refinerías modernas, reemplazar el hidrógeno gris por hidrógeno de bajas emisiones no puede hacer que la industria del refino sea neutra en emisiones ya que su utilización con fines energéticos siempre provocará emisiones de gases de efecto invernadero. En consecuencia, el uso de hidrógeno en los procesos de refinado actuales es incompatible con una economía neutra en emisiones y solo contribuye a reducir la huella de carbono de los procesos de refinado que se utilizan actualmente.

El consumo de hidrógeno a gran escala en la industria side-

rúrgica se basa en el cambio de los altos hornos a los hornos de hierro reducido directamente (DRI, por sus siglas en inglés) para la producción de acero primario. En 2019, alrededor del ocho por 100 de la producción mundial de hierro procedía de hornos que utilizaban gas natural para refinar el mineral rico en óxidos de hierro (FexOy) en el proceso DRI. El SMR se utiliza para producir gas de síntesis (CO+H₂) que actúa como agente reductor. Solo se necesitan pequeños cambios en los procesos auxiliares para sustituir el gas de síntesis por hidrógeno puro como agente reductor, así solo se emitiría agua como subproducto y no se emitiría CO₂.

Hidrógeno utilizado en las pilas de combustible. En este

GRÁFICO 1
CONSUMO DE CALOR EN LAS INDUSTRIAS DE LA UE POR BANDA DE TEMPERATURA



Notas: Para el cemento, se utilizan los datos de todo el sector de los minerales no metálicos. Para el aluminio, se utilizan los datos de toda la industria no metálica.

Fuente: Kosmadakis (2019).

caso el hidrógeno se utiliza como vector energético para generar electricidad en una pila de combustible gracias a la energía liberada al reaccionar hidrógeno (H_2) con oxígeno (O_2) para producir agua (H_2O). Se trata de una tecnología ya disponible comercialmente y que se puede aplicar al transporte por carretera, el ferrocarril y, potencialmente, al transporte aéreo y marítimo. En el caso de dos turismo comparables, la eficiencia Well-to-Wheel* puede ser hasta un 90 por 100 superior a los motores de combustión de gasolina si se utiliza hidrógeno verde (Liu *et al.*, 2020). En el caso del transporte ferroviario, el hidrógeno también puede desempeñar un papel fundamental en la descarbonización de las líneas ferroviarias no electrificadas en las que circulan trenes diésel y donde la electrificación no es técnica o económicamente viable.

El hidrógeno para uso térmico podría ser relevante para la descarbonización de aplicaciones que requieren temperaturas muy

altas, siendo la única alternativa de bajas emisiones disponible actualmente. En teoría, la combustión de hidrógeno podría sustituir por completo a los combustibles fósiles y al gas natural para fines energéticos, como la calefacción residencial, los hornos industriales o la producción de electricidad. Sin embargo, las aplicaciones de baja y media temperatura pueden electrificarse eficazmente con equipos estandarizados (Madeddu *et al.*, 2020).

Como se muestra en el gráfico, el 90 por 100 de la demanda de calor para aplicaciones industriales está por debajo de 200 °C. Solo la industria pesada, que incluye la producción de minerales no metálicos como el cemento, la cerámica, o el vidrio, los metales y los productos petroquímicos están por encima de este umbral. Por otra parte, el uso de hidrógeno para la calefacción residencial se va a enfrentar siempre a la competencia de las opciones de electrificación directa, por ejemplo, las bombas

de calor eléctricas de alta eficiencia. Los escenarios de descarbonización residencial conducen a resultados muy diferentes en los estudios que evalúan los potenciales de electrificación y uso del hidrógeno a largo plazo (Hanley, Deane y Gallachóir, 2018; Ruhnau *et al.*, 2019).

Además de su uso directo en motores de combustión, el hidrógeno se puede mezclar con CO_2 para la producción de combustibles sintéticos que se pueden quemar en los motores de combustión actuales. Estos combustibles pueden ser potencialmente neutros en carbono, ya que durante su utilización emiten la misma cantidad de CO_2 que previamente se ha utilizado para su fabricación. Las emisiones totales producidas durante su ciclo de vida dependerán del origen de este CO_2 , que no puede proceder de las emisiones capturadas en otros procesos, sino que debe proceder directamente de la atmósfera o ser de origen biogénico.

Otra alternativa para obtener combustibles alternativos es transformar el hidrógeno en amoníaco. El amoníaco puede actuar como un combustible que solo contiene moléculas de nitrógeno e hidrógeno atmosférico. A diferencia de los combustibles sintéticos, el amoníaco no se puede utilizar en los motores de combustión actuales y necesita de nuevos motores que ya se encuentran en desarrollo (4). Un reto relacionado con todos los procesos de combustión es la formación de otros gases de efecto invernadero si los motores no funcionan en condiciones óptimas. En el caso del amoníaco, las emisiones de NO_x resultantes de su combustión podrían

ser 300 veces más perjudiciales que las de CO₂ (Kobayashi *et al.*, 2019).

Por último, también se está investigando la producción de productos químicos y polímeros a partir de hidrocarburos sintéticos, combinando el hidrógeno con carbono procedente de captura directa del aire (DAG, por sus siglas en inglés) o con carbono de origen biogénico (DECHEMA, 2017). Existen ya varios procesos piloto que utilizan como fuente de carbono el carbono fósil capturado de procesos convencionales (Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021).

Una comparativa sobre la importancia que las estrategias nacionales otorgan a cada aplicación en sus estrategias se puede ver en el cuadro n.º 3. Los cuadros y el mapa 1, por su parte, ofrecen una visión de los objetivos cuantitativos de las estrategias nacionales revisadas.

Entre los casos de uso actuales del hidrógeno en el sector industrial, la producción de amoníaco es la opción más mencionada. Todas las estrategias, excepto la de Corea del Sur, mencionan la importancia del hidrógeno de bajas emisiones para la producción de amoníaco. Sin embargo, algunos países como Japón consideran el amoníaco principalmente como combustible de transporte o como portador de hidrógeno líquido. Su estrategia nacional solo menciona el amoníaco para casos de uso industrial en el horizonte a largo plazo. La sustitución del hidrógeno gris consumido actualmente por el hidrógeno verde se menciona específicamente en algunas estrategias, por ejemplo, las publicaciones colombiana,

francesa, alemana, británica y española. En la estrategia alemana se establece específicamente que el principal objetivo a largo plazo, hasta 2050, debe ser el uso del hidrógeno como materia prima en el sector industrial.

Algunas publicaciones también se refieren al metanol como otro producto químico que se produce a partir de hidrógeno gris y que debería ser sustituido por hidrógeno de bajas emisiones. Sin embargo, su papel en muchas de las estrategias está vinculado principalmente a su potencial como portador de hidrógeno o como combustible. Muchas de las estrategias que cuantifican los objetivos nacionales de la industria a medio plazo establecen tasas para la sustitución de hidrógeno gris por alternativas de bajas emisiones. Por ejemplo, Colombia o Francia aspiran a una cuota del 40 por 100 para 2030, mientras que España contempla una cuota del 25 por 100.

La producción de acero primario basada totalmente en hidrógeno como portador de energía y agente reductor es mencionada por la mayoría de las estrategias como una tecnología emergente y como un consumo potencial de hidrógeno en el horizonte a medio plazo. Por lo tanto, resulta interesante saber qué estrategias no mencionan la producción de acero en el contexto nacional, estas son, Chile, Japón y Corea del Sur. Aunque la estrategia chilena identifica la producción de acero como un caso de uso potencial del hidrógeno, no considera la implementación de la tecnología en el horizonte de 2050 centrandose las aplicaciones industriales en el sector del refino y de la producción de amoníaco. En el caso

de Corea del Sur, la estrategia nacional se centra en el papel de la industria coreana como proveedora mundial de tecnología de pilas de combustible de hidrógeno. Japón menciona casos de uso industrial para el horizonte de 2050, pero no especifica los sectores industriales con mayor detalle.

Una alternativa de bajas emisiones para el sector del transporte son los combustibles sintéticos, que justifican el consumo de hidrógeno a largo plazo en el sector del refino, en refinerías destinadas a la producción de estos nuevos combustibles. Salvo en el caso de Marruecos, ninguna hoja de ruta menciona la aplicación de los combustibles sintéticos en el transporte terrestre mientras que todas las estrategias, salvo la de Corea del Sur o Japón, destacan su papel en el transporte marítimo y aéreo (5). El papel de los combustibles sintéticos en la aviación y del amoníaco como portador de energía en el transporte marítimo está impulsado por las estrategias de descarbonización a largo plazo de las asociaciones internacionales del transporte aéreo, IATA (2021), y marítimo (IMO/OMI, 2018) hacia 2050. El transporte aéreo y marítimo son industrias globales, por lo que no sorprende la alineación directa o indirecta de las estrategias nacionales con las hojas de ruta internacionales. En este sentido, la producción de combustible sintético y su consumo en forma de amoníaco o hidrocarburos sintéticos solo se prevé para el horizonte a largo plazo en las estrategias chilena, colombiana y española. Otros países indican la necesidad de invertir y potenciar la tecnología en el horizonte de 2030, pero solo mencionan su uso a gran escala

hasta 2050 (Australia, Alemania, Marruecos). El transporte marítimo y, en menor medida, la aviación solo se menciona en el horizonte de 2030 si las estrategias destacan proyectos en fase piloto o de demostración. Reino Unido y Canadá esperan realizar las primeras pruebas para el transporte marítimo antes de 2030, mientras que Francia y Sudáfrica hacen hincapié en las necesidades de I+D para la aviación y la industria marítima.

Además de los combustibles sintéticos, casi todas las estrategias nacionales mencionan el uso del hidrógeno con fines térmicos ya sea en el sector eléctrico o en la combustión directa para la calefacción en el sector

industrial y, en menor medida, en el sector residencial. En todas las publicaciones revisadas, a excepción de la estrategia del Reino Unido, el papel del hidrógeno en el sector eléctrico para la generación de electricidad y para el almacenamiento estacional solo desempeña un papel importante en el largo plazo. En el caso del Reino Unido ya se prevé una demanda importante por parte del sector eléctrico para 2030 mientras que Francia y Chile no consideran el sector eléctrico como un elemento importante de sus estrategias. Las estrategias de Corea del Sur y el Reino Unido detallan dos casos de uso muy diferentes para la utilización del hidrógeno en la generación de electricidad. La

publicación coreana solo menciona las pilas de combustible estacionarias para aplicaciones residenciales o a nivel de sistemas de distribución para la generación de electricidad. En cambio, la publicación británica señala la combustión de hidrógeno en instalaciones de cogeneración como caso de uso del hidrógeno para el sector eléctrico. Muchas otras estrategias se inclinan por la combustión de hidrógeno de alta eficiencia como alternativa a las centrales eléctricas de gas natural o se mantienen neutrales en cuanto a la tecnología. La mayoría de los países solo prevén un mayor papel para los usos de la energía térmica en el horizonte de 2050.

CUADRO N.º 3

RESUMEN DE LOS CASOS DE USO PRIORITARIO DEL HIDRÓGENO EN LAS DIFERENTES ESTRATEGIAS NACIONALES

	Alemania	Australia	Canadá	Chile	Colombia	Corea del Sur	España	Francia	Japón	Marruecos	Reino Unido	Sudáfrica
Amoníaco	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta		Alta	Alta	Baja	Alta	Alta	Alta
Refino	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta		Alta	Alta	Baja	Alta	Alta	Alta
Acero	Alta	Alta	Baja		Baja		Alta	Alta	Baja	Baja	Alta	Alta
Vehículos	Media	Alta	Alta	Baja	Alta	Alta	Media	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Autobuses	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Camiones	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Trenes	Alta	Baja	Media			Baja	Media	Alta	Media	Media	Media	Media
Transporte marítimo	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja		Media	Baja	Baja	Baja
Transporte aéreo	Baja	Baja	Baja		Baja	Baja	Baja			Baja	Baja	Baja
Sector eléctrico		Media	Media		Media	Alta	Media		Alta	Media	Alta	Media
Calor industrial	Baja	Media	Alta		Baja		Media	Baja		Media	Alta	
Calefacción doméstica	Baja		Media		Baja			Baja			Alta	

Hidrógeno utilizado como materia prima en el sector industrial

Hidrógeno utilizado en pilas de combustible

Hidrógeno utilizado con fines térmicos (incluyendo los combustibles sintéticos)

Alta	Su uso es visto como una prioridad para antes de 2030
Media	Algunas aplicaciones puntuales para antes de 2030
Baja	No es importante para la estrategia o su uso está previsto para más allá de 2040

Fuentes: Elaboración propia en base al contenido de las hojas de ruta.

CUADRO N.º 4

VISIÓN GENERAL DE LOS CASOS DE USO DEL HIDRÓGENO CUANTIFICADOS EN LAS DIFERENTES ESTRATEGIAS NACIONALES DE HIDRÓGENO

	Alemania		Australia		Canadá		Chile	Colombia		Corea del Sur	España		Francia	Japón		Marruecos		Reino Unido		Sudáfrica	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2030	2050	2040	2030	2050	2028	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Industria	○	○	x	x	x	x	x	●	○	-	●	x	●	-	x	○	○	○	○	x	x
Amoniaco	-	-	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-	x	-	-	x	x	x	-		
Refino	-	-	x	x	x	x	x	x	x	-	-	-	x	-	-	x	x	x	-		
Acero	-	-	-	-	-	x	-	-	x	-	-	-	x	-	-	-	-	x	-	x	x
Transporte terrestre	x	x	x	x	x	○	x	○	○	x	-	x	○	-	x	○	○	○	○	x	x
Vehículos	x	x	-	-	x	●	-	●	x	●	●	-	●	●	x	x	x	x	x	x	x
Autobuses	x	x	x	x	x	●	x	●	x	●	●	x	●	●	x	x	x	●	x	x	x
Camiones	x	x	x	x	x	●	x	●	x	●	●	x	●	x	x	x	x	●	x	●	x
Trenes	x	x	-	-	x	x	-	-	-	x	●	x	x	x	x	x	x	x	x	●	x
Transporte marítimo	-	x	-	-	-	x	-	-	x	x	-	x	x	x	x	-	x	x	x	x	x
Aviación	-	x	-	-	-	x	-	-	x	x	-	x	x	-		-	x	x	x	x	x
Sector eléctrico	x	x	-	-	x	x	-	-	x	○	x	x	-	x	x	x	x	○	○	x	○
Calor industrial	-	x	-	-	x	x	-	-	x	-	-	x	x	-	-	-	x	x	-	-	-
Calefacción doméstica	-	x	-	-	x	x	-	-	x	-	-	x	x	-	-	-	-	○	x	-	-

- No mencionado, x mencionado, ● mencionado con objetivos específicos, ○ mencionado con demanda potencial

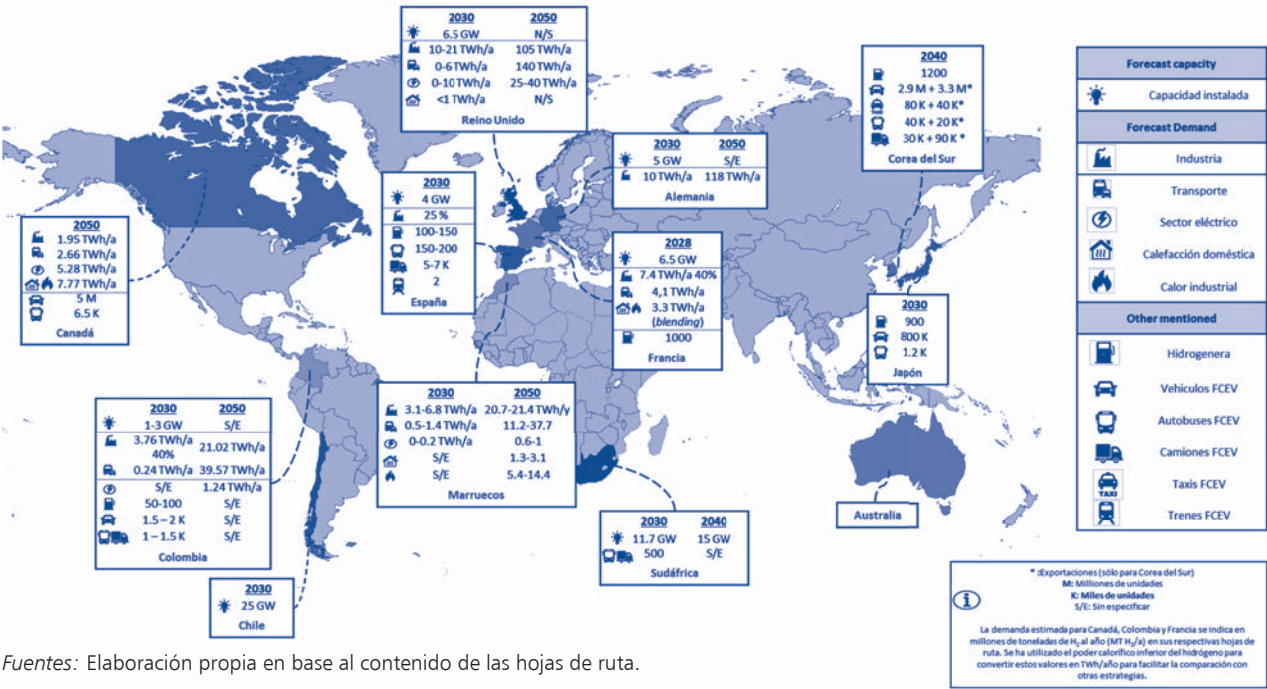
Hidrógeno utilizado como materia prima en el sector industrial

Hidrógeno utilizado en pilas de combustible

Hidrógeno utilizado con fines térmicos (incluyendo los combustibles sintéticos)

Fuentes: Elaboración propia en base al contenido de las hojas de ruta.

MAPA 1
MAPA DE OBJETIVOS CUANTITATIVOS EN LAS ESTRATEGIAS NACIONALES DE HIDRÓGENO REVISADAS



Fuentes: Elaboración propia en base al contenido de las hojas de ruta.

3. ¿Cómo transportar el hidrógeno hasta los consumidores finales?

Los productores de hidrógeno requieren consumidores de hidrógeno y viceversa. Sin embargo, no es posible satisfacer esta demanda sin tener en cuenta la infraestructura de transporte necesaria para conectarlos. La adecuación de la oferta y la demanda se prevé tendrá lugar en tres fases diferentes. Una primera fase de producción-consumo integrados, que tendrá lugar en ecosistemas industriales, y que será importante durante las primeras fases de desarrollo. Una segunda fase en la que estos ecosistemas se interconectarán entre sí, formándose la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno a nivel regional y nacional. Y, por último, una tercera fase donde el hidrógeno se convertirá en un bien de comercio internacional en la que los países podrán importar hidrógeno para satisfacer la demanda nacional o exportar el exceso de producción a consumidores de todo el mundo.

La producción y el consumo integrados de hidrógeno representan la forma en que se consume el hidrógeno actualmente en las aplicaciones industriales. En comparación al hidrógeno gris, el hidrógeno de bajas emisiones se enfrenta a varias limitaciones de ubicación. Por ejemplo, el hidrógeno verde necesita acceso a fuentes de energía renovable o disponer de terrenos para su construcción, además de una sólida infraestructura eléctrica para llevar la electricidad hasta los electrolizadores. El hidrógeno azul, por otra parte, depende de instalaciones para procesar el CO₂ capturado y almacenarlo permanentemente en caso de

que no pueda ser utilizado por consumidores cercanos. Muy pocas instalaciones industriales actuales cumplen los requisitos de producción y consumo integrados; un ejemplo de estos ecosistemas es la planta de fertilizantes con producción *in situ* de hidrógeno verde que proyectan las empresas españolas Ferti-beria e Iberdrola en Puertollano (Baratti, 2021). En el sector del transporte, que se espera que sea el principal consumidor de hidrógeno en el futuro (IEA, 2019), el consumo tiene una mayor independencia de los centros de producción.

La infraestructura de transporte de hidrógeno permite conectar la producción y la demanda. Históricamente, las redes de energía se han desarrollado primero de forma muy local y en una segunda fase, solo si es necesario, se han ampliado hacia un nivel interregional, nacional, o internacional (6). Debido a su estado gaseoso, las tuberías son la forma más eficaz de transportar hidrógeno a cortas distancias, sin embargo, requieren de un desembolso inicial elevado y necesitan de cierto volumen de transporte para ser económicamente viables. Los gasoductos también desempeñan un papel importante en la conexión de los centros de demanda de combustibles fósiles y de gas natural a nivel nacional. Dicha infraestructura de gas natural existente puede ser readaptada para transportar hidrógeno en su lugar (Gas for Climate, 2020; ACER, 2021). Otra opción para transportar hidrógeno a corto plazo es mezclarlo con el gas natural para consumir ambos de forma conjunta, aunque siguen existiendo muchas dudas técnicas y normativas sobre su viabilidad práctica (ACER, 2020). El trans-

porte de hidrógeno comprimido o licuado en camiones, trenes o barcos interiores es una alternativa para distribuir el hidrógeno varios cientos de kilómetros hasta los centros de consumo, tales como las estaciones de repostaje de hidrógeno para vehículos (Yang y Ogden, 2007; EU JRC, 2021).

El almacenamiento de hidrógeno es un elemento importante en los sistemas de transporte y sus aplicaciones difieren en función de las necesidades. Las opciones de almacenamiento a corto plazo incluyen los depósitos a presión o, en menor medida, el almacenamiento dentro del sistema de tuberías. Por otra parte, las opciones de almacenamiento a largo plazo, que pueden ayudar a equilibrar las fluctuaciones estacionales entre la oferta y la demanda (DOE, 2022), incluyen cavernas de sal o de roca revestida, o la transformación del hidrógeno a portadores líquidos o sólidos.

Las importaciones y exportaciones de hidrógeno en grandes volúmenes a distancias superiores a 1.000 km podrían ser factibles con sistemas de tuberías nuevos o existentes. Sin embargo, para que el hidrógeno se convierta en un producto de comercio internacional es necesario transportarlo por barco. El comercio del gas natural licuado (GNL), que en 2020 representó alrededor del 20 por 100 del consumo de gas natural en Europa (IEA, 2021b), puede servir como modelo para los futuros mercados mundiales del hidrógeno. Las instalaciones de exportación de los países productores licúan el gas natural enfriándolo o presurizándolo (7), mientras que las instalaciones de importación invierten el proceso para

introducir el gas en los sistemas de tuberías nacionales. La obtención de hidrógeno líquido es bastante más difícil, ya que su punto de ebullición es de $-252,9^{\circ}\text{C}$, frente a los -165°C del gas natural. La transformación del hidrógeno en portadores líquidos de hidrógeno (*LOHC*, por sus siglas en inglés) para su transporte y su retransformación en el punto de destino son una alternativa más viable al transporte de hidrógeno licuado. Otra alternativa es el transporte de hidrógeno en forma de amoníaco (NH_3) (IEA, 2019; EU JRC, 2021). Sin embargo, todas estas opciones comparten la escasa o casi nula experiencia sobre su conveniencia para un transporte marítimo económicamente viable (8).

Las estrategias nacionales no aportan demasiado detalle con relación a los centros de producción y consumo integrados, pero suelen hacer hincapié en el carácter local del suministro de hidrógeno durante las primeras fases de la transición. La estrategia del Reino Unido especifica que las aplicaciones ubicadas en un mismo lugar, sin redes de tuberías adicionales para conectar la oferta y la demanda, serán el caso de uso dominante antes de 2025, y uno de los ejes de la estrategia francesa es el suministro local de la demanda de hidrógeno industrial. Colombia destaca el carácter descentralizado de las plantas piloto. Otras publicaciones nacionales destacan el carácter local de los proyectos piloto para la demanda industrial, como la estrategia canadiense. La estrategia alemana introduce el término *sandboxes* para los proyectos piloto que operan en un entorno regulatorio aislado con el objetivo de que las aplicaciones del hidrógeno alcancen un estado de madurez tecnológica.

El transporte de hidrógeno por carretera en camiones es el método de transporte de hidrógeno predominante actualmente y podría ser clave para vincular los centros de demanda y consumo en el contexto nacional. Sin embargo, de todas las publicaciones revisadas, solo Canadá, Corea del Sur y el Reino Unido detallan el papel de los camiones cisterna de hidrógeno en todo el horizonte temporal de sus estrategias nacionales. Todas las publicaciones mencionan la importancia de las redes de gas para la transición siendo la reutilización de las redes de gas natural existentes o la construcción de nuevos gaseoductos las alternativas más mencionadas por todas las estrategias. Estas dos soluciones para conectar los centros de demanda y suministro a nivel regional y nacional solo se enmarcan como una solución a medio y largo plazo.

Por otra parte, el *blending* se presenta como una opción más a corto plazo para su uso en todo el sistema. Sin embargo, su papel es muy diferente en todas las publicaciones revisadas. Francia y el Reino Unido cuantifican los objetivos de *blending* para el horizonte de 2028, detallando acciones concretas y proyectos piloto. Australia y Canadá también impulsan activamente las primeras pruebas piloto mientras que Chile solo contempla el *blending* como una opción a partir de 2025. Sudáfrica menciona mandatos de *blending* para hidrógeno o el amoníaco como una opción para acelerar la transición. Canadá también incluye el *blending* en su visión a corto plazo y medio plazo. Además, para 2050 prevé una cuota potencial del 86 por 100 de hidrógeno en el volumen total de combustibles transportados

por tuberías. Esto implica que, en su visión a largo plazo, la economía canadiense no estaría completamente descarbonizada para 2050. Por último, solo hay dos países que no hacen referencia al *blending* en sus estrategias: Alemania y Marruecos.

La mayoría de las estrategias no mencionan el almacenamiento de hidrógeno o lo hacen de forma muy limitada, haciendo una revisión de las opciones de almacenamiento existentes, pero sin especificar el papel que van a jugar dentro de la estrategia. Este es el caso, por ejemplo, de la estrategia española. Tan solo cuatro estrategias incluyen el almacenamiento de hidrógeno de forma detallada dentro de sus estrategias: Canadá, Alemania, Corea del Sur o el Reino Unido. En el caso de las aplicaciones industriales, el almacenamiento a corto plazo se realizará en tanques presurizados o en forma de hidrógeno líquido. En cambio, si el hidrógeno se va a utilizar como portador de energía para el almacenamiento estacional de energía, se almacenará en depósitos subterráneos y en portadores de hidrógeno.

Una característica peculiar de la estrategia australiana, en la que se hace mucho hincapié en la producción de hidrógeno azul, es la existencia de sistemas para transportar el CO_2 capturado a los posibles lugares de almacenamiento subterráneo a largo plazo. La necesidad de ductos de CO_2 también se incluye en las publicaciones de otros países que optan por el hidrógeno azul como Canadá, Colombia, Japón y el Reino Unido.

Un resumen de los métodos de almacenamiento y transporte mencionados en las diferentes

estrategias puede encontrarse en el cuadro n.º 5.

Todas las estrategias nacionales examinadas tienen en común que su visión a largo plazo contempla los mercados mundiales del hidrógeno con flujos de importación y exportación a través de las fronteras nacionales. El futuro papel que cada país prevé para sí mismo depende del potencial y del coste de producción previstos a nivel nacional, en comparación con los competidores y los mercados objetivo, además de consideraciones sobre la logística del comercio mundial de hidrógeno. Alemania, Corea del Sur y Japón tienen en común que sus estrategias se dirigen a aumentar la producción local de hidrógeno a medio plazo, al tiempo que reconocen que la producción nacional no podrá satisfacer la creciente demanda a largo plazo. La publicación

alemana es una de las más decididas en cuanto a su dependencia de las importaciones, afirmando que Alemania seguirá importando gran parte de su energía del extranjero como premisa básica de la estrategia nacional. El segundo grupo de países espera que la demanda local pueda ser cubierta por la oferta local a medio y largo plazo. La estrategia del Reino Unido menciona los potenciales de importación y exportación para el horizonte de 2050, y, por tanto, mantiene una posición abierta sobre el papel del país en los flujos comerciales de hidrógeno. España y Colombia esperan que la producción local se destine predominantemente a satisfacer la demanda local hasta 2030, pero a largo plazo se puede exportar el exceso de producción. El tercer grupo de países aspira a una economía del hidrógeno totalmente orientada a la exportación. Además

de Australia, que ya ha empezado a exportar hidrógeno licuado a Japón en un proyecto piloto (Edwardes-Evans, 2022), otros países como Canadá, Chile, Sudáfrica o Marruecos se incluyen en este grupo.

Ya sea en África, América u Oceanía, los países exportadores han identificado dos mercados clave para las exportaciones de hidrógeno: Europa y Asia Oriental. Tanto los importadores como los exportadores ven el transporte marítimo como hidrógeno licuado o en forma de amoniaco u otros portadores de hidrógeno como la opción de transporte predominante para suministrar hidrógeno a Japón, Corea del Sur y, potencialmente, a China. En el caso de Europa, tanto el transporte de hidrógeno por tuberías como su transporte por barco se consideran opciones viables para satisfacer la futura demanda. La competencia entre ambos méto-

CUADRO N.º 5

SOLUCIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO Y CO₂ EN LAS ESTRATEGIAS NACIONALES

	ALEMANIA	AUSTRALIA	CANADÁ	CHILE	COLOMBIA	COREA DEL SUR	ESPAÑA	FRANCIA	JAPÓN	MARRUECOS	REINO UNIDO	SUDÁFRICA
Transporte												
Hidroducto dedicado	X	X	X		X	X	X		X	X	X	X
Blending		X	X	X	X		X	X	X		X	X
Transporte en camiones			X			X					X	
Transporte en barcos	X	X	X	X	X	X			X	X	X	
Almacenamiento												
Recipientes de alta presión	X		X								X	
Hidrógeno licuado						X			X			
Portadores de hidrógeno	X								X		X	
Almacenamiento geológico subterráneo		X	X		X					X	X	
Captura de CO₂												
Infraestructura de captura y almacenamiento de CO ₂		X	X		X						X	X

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO N.º 6

OBJETIVOS Y PRODUCTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN (I/E)

	OBJETIVOS I/E	PRODUCTOS I/E	GASEODUCTO	BARCO
Alemania	Estados miembros de la UE y otros países no pertenecientes a la UE	H ₂ , LOHC		
Corea del Sur	S/E	H ₂		
Japón	S/E	H ₂ , NH ₃ y LOHC		
Australia	Asia	H ₂ , NH ₃		X
Canadá	California, este de Estados Unidos, Japón, Corea del Sur, China y Europa	H ₂ , NH ₃ y LOHC	X	X
Colombia	Asia, Europa (en menor medida) y, eventualmente, Estados Unidos	H ₂ , NH ₃ , LOHC		X
Chile	Europa, China, Japón, Corea del Sur, Estados Unidos, Latinoamérica (>2030)	H ₂ , NH ₃ , Synfuels		X
España	Europa	H ₂	X	
Marruecos	Europa	H ₂ , Synfuels	X	X
Sudáfrica	Japón, Corea del Sur, Europa	H ₂		X
Reino Unido	S/E	S/E		

Importador	Exportador	Sin especificar (S/E)
------------	------------	-----------------------

H₂: Hidrógeno; NH₃: Amoníaco; LOHC: Portador líquido de hidrógeno; Synfuels: Combustibles sintéticos

Fuente: Elaboración propia.

dos de transporte existe hoy en día para las importaciones de gas natural a Europa, sin embargo, la dinámica entre el suministro de gasoductos regionales a los centros de consumo centro-europeos desde Marruecos o España en comparación con los envíos de hidrógeno por barco procedentes de Australia, Chile, Canadá o Colombia es muy incierta. Como uno de los principales mercados de importación, Alemania destaca el papel de los gasoductos para satisfacer la demanda europea y subraya la necesidad de fomentar la cooperación global y construir nuevas cadenas de suministro. Según las publicaciones revisadas, las rutas de importación y exportación a través de América están menos claras. Canadá, Chile y Colombia consideran a Estados Unidos como un mercado potencial, en cambio, una hoja de ruta del sector privado para EE. UU (FECHEA, 2021) espera que el país sea un exportador en lugar

de un importador de hidrógeno en el futuro. Chile también tiene previsto exportar hidrógeno a otros países de América Latina (LATAM) a partir de 2030. Al ser el primer país de la región en publicar su estrategia en 2020, el potencial de exportación de Chile a la región de LATAM podría tener que revisarse en función de las estrategias de hidrógeno de otros países. Por ejemplo, la estrategia colombiana, otra de las mayores economías de la región incluida en este estudio, también pretende ser un exportador en el futuro mercado del hidrógeno.

En el cuadro n.º 6 se resumen las estrategias relativas a los objetivos de importación/exportación de hidrógeno y sus derivados.

4. ¿Qué medidas políticas pueden apoyar este proceso?

En la actualidad, el hidrógeno de bajas emisiones es un pro-

ducto de nicho, y queda mucho camino por recorrer para su producción y consumo a gran escala. Los electrolizadores y las instalaciones de captura de carbono ya están disponibles a escala comercial. Sin embargo, para cumplir los objetivos nacionales, la penetración en el mercado de estas tecnologías debe experimentar un fuerte crecimiento en las próximas décadas. El apoyo directo por parte de los Gobiernos es vital para el desarrollo de una economía del hidrógeno y puede adoptar muchas formas que se encuadran en una de las siguientes categorías principales.

La *financiación pública* abarca una amplia gama de medidas destinadas al sector privado y a los consumidores para el desarrollo, la aplicación y el uso de tecnologías relacionadas con el hidrógeno. Mediante la financiación de la I+D a las universidades, los institutos de investigación y el sector privado,

los países pueden ayudar a que la tecnología esté lista para el mercado. En el momento en que esta tecnología esté disponible comercialmente, las subvenciones directas o los incentivos fiscales pueden contribuir a hacerla comercialmente competitiva con las alternativas convencionales. Otro enfoque para utilizar la financiación pública son las políticas de contratación pública. En este caso, el Gobierno puede financiar indirectamente a los proveedores de tecnología y crear una demanda de hidrógeno introduciendo criterios de contratación pública que favorezcan las tecnologías del hidrógeno.

Un precio para las emisiones de carbono, ya sea en forma de impuesto sobre el carbono o de un sistema de comercio de emisiones (*ETS*, por sus siglas en inglés), puede contribuir a que las tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones y sus aplicaciones sean competitivas en comparación con las alternativas convencionales. Más que un apoyo directo al hidrógeno, la fijación de un impuesto al carbono aumenta el coste de las tecnologías convencionales de origen fósil, con lo que mejora el argumento comercial para todas las alternativas de bajas emisiones, no solo las basadas en el hidrógeno.

Las normas y regulaciones para las aplicaciones del hidrógeno pueden proporcionar la base legal para un uso seguro y ecológico del mismo. Un marco normativo, entre otros, para la pureza del hidrógeno, los requisitos de diseño de las aplicaciones basadas en el hidrógeno, los procedimientos de autorización o su taxonomía pueden basarse en estándares comunes que, en última instancia, den lugar a mandatos para el uso del hidró-

geno en determinadas aplicaciones. Las garantías de origen (GO) para certificar la producción puede ser un recurso para identificar los productos de hidrógeno de bajas emisiones y permitir a los Gobiernos establecer mandatos de consumo. En este caso, los conocidos como *sandboxes* regulatorios ofrecen la posibilidad de explorar a escala piloto los cambios normativos necesarios.

La colaboración público-privada es un término que engloba aquellas políticas que fomentan una estrecha cooperación entre los Gobiernos y las instituciones públicas con el sector privado. No obstante, la necesidad de un enfoque conjunto público-privado debe ser seguido y apoyado por acciones políticas concretas.

El cuadro n.º 7 ofrece un resumen de las medidas propuestas en las estrategias nacionales incluidas en esta revisión. En todas ellas se reconoce la necesidad de apoyo por parte del Gobierno, sin embargo, los detalles sobre las políticas mencionadas difieren significativamente. A continuación, se resaltan las políticas que los Gobiernos nacionales consideran especialmente importantes para la transición, destacando que el hecho de que los países no mencionen una política concreta no significa que esta no pueda ser parte de las políticas nacionales en un futuro.

En la actualidad, el hidrógeno de bajas emisiones no es una alternativa viable económicamente para la mayoría de las aplicaciones. Por ello, la opción política más mencionada en todas las estrategias nacionales es la de proporcionar financiación adicional para la I+D. Solo la publicación de Corea del Sur no

especifica estas necesidades de financiación. Mientras que la financiación de la I+D parece ser de gran importancia para casi todos los países analizados, la financiación pública para la comercialización de las tecnologías del hidrógeno a través de fondos regionales o nacionales no se manifiesta explícitamente en las estrategias de Japón o Chile. La estrategia japonesa hace hincapié en la investigación y en el desarrollo tecnológico impulsado por el sector privado sin hacer una mención explícita a la financiación pública. La situación es un poco diferente en el caso de la estrategia chilena. Es la más ambiciosa en cuanto a los objetivos a medio plazo para 2030 (25 GW, véase el mapa 1), pero se queda corta a la hora de detallar cómo atraer las inversiones necesarias del sector privado.

La segunda opción política más discutida es la de impulsar una economía del hidrógeno basada en asociaciones público-privadas. Sin embargo, las estrategias nacionales siguen resultando muy poco específicas en la forma en que estas asociaciones pueden llevarse a la práctica. Chile considera que la coordinación entre el sector público y el privado es fundamental para determinar cómo puede producirse la transición hacia el hidrógeno. Por otra parte, Australia considera estas asociaciones en el contexto de las infraestructuras, los activos y la prestación de servicios, siendo la única publicación que define claramente el objetivo de las asociaciones públicas en su estrategia. España menciona este tipo de asociaciones para la financiación de la I+D, Canadá para el transporte público y Sudáfrica, además, para la creación de mercados y futuras exportaciones de hidrógeno. Todas

CUADRO N.º 7

RESUMEN DE LAS OPCIONES POLÍTICAS MENCIONADAS EN LAS ESTRATEGIAS NACIONALES REVISADAS

	ALEMANIA	AUSTRALIA	CANADÁ	CHILE	COLOMBIA	COREA DEL SUR	ESPAÑA	FRANCIA	JAPÓN	MARRUECOS	REINO UNIDO	SUDÁFRICA
1. Financiación de la I+D	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X
2. Asociaciones público-privadas	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X
3. Marco de regulación y normalización	X	X	X		X		X	X	X	X	X	X
4. Subvenciones/fondos para la comercialización	X	X	X		X		X	X		X	X	X
5. Carbón tax o sistema de comercio de emisiones (ETS)	X		X	X	X		X		X	X	X	X
6. Garantías de origen (GO)		X		X	X		X					X
7. Incentivos fiscales generales	X	X			X					X		X
8. Políticas de contratación pública						X	X	X		X		X
9. Mandatos			X			X		X			X	X
10. Sandboxes regulatorios	X	X										X

Fuentes: Elaboración propia.

las estrategias tienen en común que carecen de más detalles sobre cómo podrían diseñarse y aplicarse dichas asociaciones.

Proporcionar una base normativa para las aplicaciones del hidrógeno es un aspecto mencionado en las estrategias de forma generalizada. Muchas estrategias nacionales afirman que el desarrollo de un marco normativo y la normalización de múltiples aspectos son aspectos importantes, pero no ofrecen muchos detalles. Australia enmarca su enfoque en una regulación receptiva, identificando las necesidades regulatorias para unas cadenas de suministro eficientes y un entorno de inversión favorable. Alemania señala las necesidades de regulación en varios ámbitos, como los mercados, las infraestructuras, los códigos y las normas de aplicación y, en particular, el funcionamiento de las infraestructuras de captura de carbono. El Reino Unido va un paso más y señala la necesidad de un foro de reguladores de hidrógeno que

desarrolle soluciones para los retos regulatorios. España destaca, entre otras cosas, la necesidad de un marco regulatorio que aborde las conexiones del hidrógeno con la red eléctrica y la red de gas natural. Canadá señala que el actual conjunto de normativas nacionales que afectan al hidrógeno debe integrarse en un marco cohesionado. Por último, la estrategia de Colombia identifica la construcción de infraestructuras y las estaciones de servicio como áreas potenciales que deben ser abordadas por la nueva legislación.

El Reino Unido, Francia, Canadá y Sudáfrica tienen en común que su revisión del marco normativo también abarca la posible mezcla de hidrógeno con gas natural dentro de la red de gas existente. En todos estos países, las medidas políticas necesarias van más allá del establecimiento de normas e implican mandatos de *blending*. Estos mandatos podrían conllevar la obligación de, por ejemplo, cambiar los equipos de calefacción a nivel residencial

para que puedan hacer frente a un suministro de gas natural mezclado con hidrógeno.

La fijación de impuestos al carbono es otra opción para incentivar indirectamente el desarrollo de la economía del hidrógeno. De las publicaciones revisadas, Japón, Chile, Reino Unido, España, Colombia, Canadá y Sudáfrica ya cuentan con sistemas de impuestos al carbono implementados. Con relación al sistema de comercio de emisiones, España y Alemania se encuentran bajo el régimen de derechos de emisión de la UE mientras que Canadá y Reino Unido cuentan con sus propios regímenes ETS. Colombia y Chile están considerando también la posibilidad de implementar este sistema. Un caso interesante es el de Marruecos, que en su hoja de ruta menciona, explícitamente, la fijación de impuestos al carbono como una herramienta para fomentar el uso del hidrógeno a pesar de no tener ningún tipo de impuesto al carbono actualmente, aunque sí está estudiando su implementación (9).

Las garantías de origen también se mencionan en seis de las doce estrategias estudiadas. Australia, Chile, Colombia y Marruecos destacan un sistema de garantías de origen internacional para promover sus exportaciones. En el caso de España, la estrategia nacional hace referencia a un posible sistema europeo de GO. En Europa ya existen varias iniciativas de certificación de hidrógeno, siendo la más destacada CertifHy, un sistema voluntario de la UE para la certificación del hidrógeno como RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) según la Directiva Europea de Energías Renovables. Por último, en la hoja de ruta de Sudáfrica también se mencionan las GO, pero no se especifica si se trata de un sistema internacional, nacional o regional.

Los incentivos fiscales generales pretenden atraer inversiones y desarrollar proyectos competitivos. Por ejemplo, Alemania propone eximir a la electricidad utilizada para la producción de hidrógeno verde de impuestos, gravámenes y recargos, en concreto, del impuesto *EEG* (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*), que suele aplicarse a todos los productores de energía para financiar la retribución adicional a los ingresos de mercado percibida por las energías renovables. Australia menciona el fomento del *blending*, destacando los mecanismos de ingresos que se aplican actualmente al hidrógeno y comprometiéndose a revisarlos en el futuro. Sudáfrica cuenta con un mecanismo fiscal que puede ayudar a desplegar tecnologías relacionadas con el hidrógeno, incluyendo incentivos a la I+D, subvenciones a la automoción o la consideración de los clústeres de hidrógeno como zonas económicas especiales. Esto último también se describe

en la estrategia marroquí. Corea del Sur pretende utilizar los beneficios fiscales para fomentar el uso de las pilas de combustible de hidrógeno en el ámbito residencial aplicando tarifas/impuestos favorables con el fin de aliviar la carga de la red eléctrica.

Las políticas de contratación pública son otra forma de proporcionar financiación pública mencionada por menos de la mitad de las publicaciones revisadas. Aunque todas las hojas de ruta destacan la importancia de la contratación pública, la mayoría de ellas no especifican exactamente de qué tipo. La atención se centra en el sector del transporte, incluidas las flotas de transporte público y las flotas de vehículos gubernamentales, como en el caso de España, Francia, Sudáfrica y Corea del Sur. Sudáfrica y Corea del Sur también mencionan el uso de pilas de combustible en edificios públicos.

Menos de la mitad de las estrategias revisadas mencionan mandatos, que se aplican principalmente al sector del transporte y a la mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural. El Reino Unido menciona un mandato para la mezcla de hidrógeno en el combustible de aviación basándose en la consulta sobre el mandato de mezcla de combustible de aviación sostenible (SAF) (DfT, 2022). En la misma línea, la estrategia del Reino Unido propone incluir los derivados del hidrógeno en la obligación de combustibles renovables para el transporte (*RTFO*, por sus siglas en inglés). La *RTFO* anima a los proveedores de combustibles a garantizar que un porcentaje de estos proceda de fuentes de energía renovables y sostenibles.

El Reino Unido y Canadá mencionan los mandatos de vehícu-

los de emisiones cero (*ZEV*), lo que significa que una proporción de las ventas de las empresas automovilísticas tendrá que proceder de vehículos eléctricos o de hidrógeno. En el Reino Unido, el mandato forma parte de la estrategia de cero emisiones y se introducirá en 2024. En Canadá, el Gobierno anunció un objetivo obligatorio para que todos los coches ligeros y camiones de pasajeros recién vendidos sean de cero emisiones para 2035. Los mandatos de *ZEV* ya se han aplicado en algunas provincias, concretamente en Quebec y Columbia Británica.

Las estrategias de Canadá, Reino Unido y Sudáfrica mencionan mandatos de mezcla en las redes de gas natural. En el sector energético, Corea del Sur propone la instalación de pilas de combustible en instituciones públicas y nuevos edificios privados, mientras que ningún país menciona mandatos para el sector industrial. Algunos países establecen objetivos relativos de consumo de hidrógeno de bajas emisiones en el sector industrial (véase el mapa 1), pero en ningún caso son mandatos ni tienen implicaciones legales.

Otro elemento destacado de las hojas de ruta hace referencia a los *sandboxes* regulatorios, que tienen un papel destacado en las estrategias de Alemania, Australia y Sudáfrica. En comparación con las otras dos estrategias nacionales, Alemania ofrece una descripción mucho más detallada del uso de *sandboxes* y de su importancia. Entre 2020 y 2023 se dedicará un presupuesto de 600 millones de euros a *sandboxes* mencionando específicamente su papel en la preparación de las tecnologías Power-to-X (*P2X*) para el mercado.

IV. CONCLUSIÓN

Todas las estrategias revisadas proporcionan su visión respecto a cómo pueden surgir las economías del hidrógeno en las próximas décadas a nivel nacional, respondiendo a preguntas clave sobre cómo tendrá lugar su producción, su transporte o su consumo. Estas preguntas reciben respuestas muy variadas según el contexto específico de cada país; sin embargo, se pueden observar algunas tendencias comunes a la mayoría de las publicaciones.

La vía preferida para la producción de hidrógeno de bajas emisiones está estrechamente relacionada con la disponibilidad de recursos energéticos en el país. Los países con un alto potencial de producción de energía solar y eólica de bajo coste tienden a favorecer el hidrógeno verde, mientras que, los países con acceso preferente a los recursos fósiles favorecen el hidrógeno azul. Esta observación no es universal, y los países ponen énfasis muy diferentes en función de sus recursos disponibles.

A excepción de la hoja de ruta chilena (25 GW), los demás documentos ven la próxima década hasta 2030 como un período de ensayos tecnológicos y de construcción de las primeras instalaciones de producción de hidrógeno a gran escala. De igual forma, la demanda prevista hasta esta fecha es relativamente baja y se limita a algunas aplicaciones en la industria y, en menor medida, en el transporte. Aunque todas las estrategias están motivadas por los compromisos nacionales de reducción de emisiones y sus esfuerzos están dirigidos a mantener el aumento de temperatura por debajo de 1,5 °C, los documentos se centran más

en lo que se necesita durante la próxima década para sentar las bases para el desarrollo de una economía del hidrógeno después de 2030.

El papel de las economías nacionales en un futuro mercado del hidrógeno es un punto importante en todas las publicaciones revisadas. Por este motivo, y sobre todo en países con potencial para exportar hidrógeno, el análisis de las opciones para el transporte por barco a grandes distancias ocupa un lugar destacado. Las rutas para el intercambio comercial de hidrógeno a nivel mundial son todavía muy inciertas, por tanto, el énfasis para el horizonte 2030 debería estar principalmente en cómo se puede satisfacer la demanda local de hidrógeno con la producción local. Las necesidades de importación están previstas para más allá de 2030, pero solo serán relevantes si la economía nacional se ha desarrollado hasta tal punto que los recursos nacionales no son suficientes para satisfacer la demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones.

La mayoría de los elementos de política energética, de innovación y fiscal considerados en las estrategias nacionales se centran en el apoyo de la tecnología y el primer despliegue a escala comercial, haciendo hincapié en la financiación de la I+D y en otros planes de subvención a la innovación. Las políticas necesarias para establecer las reglas de una economía del hidrógeno, como el desarrollo de un marco regulatorio o un sistema de garantías de origen, también forman parte de muchas agendas nacionales; sin embargo, en ninguna estrategia se presenta una visión clara del funcionamiento de una economía del hidrógeno nacio-

nal o internacional paralela a los sistemas energéticos existentes. Esto no significa que haya una falta de perspectiva política a largo plazo. La necesidad de políticas adicionales evolucionará en función de cómo, cuándo y en qué medida una economía del hidrógeno puede contribuir a la consecución de los objetivos de la política climática nacional y mundial.

Las estrategias nacionales están motivadas por los objetivos de la política climática a largo plazo. Estas visiones de una economía respetuosa con el clima suelen dominar la narrativa y ponen en perspectiva las últimas innovaciones en el campo de las tecnologías de producción y consumo de hidrógeno. Sin embargo, esta narrativa muchas veces desvía la atención de lo que estas estrategias nacionales pueden y deben proporcionar: una hoja de ruta clara para establecer las condiciones técnicas, económicas y regulatorias favorables a nivel nacional para escalar la economía del hidrógeno más allá de 2030.

La presente revisión de los diferentes elementos de diseño de las estrategias nacionales sobre el hidrógeno puede ayudar a los responsables políticos a explorar el papel del hidrógeno dentro de su propio contexto nacional. Por último, es importante destacar que estas estrategias señalan muchas preguntas que aún no tienen respuesta, y que requieren de la colaboración conjunta del mundo académico, los responsables políticos y la industria para identificar las necesidades, los obstáculos y los potenciales de la producción, el comercio y el consumo de hidrógeno de bajas emisiones.

NOTAS

(1) Los términos «hoja de ruta» y «estrategia» suelen utilizarse de forma similar en este contexto y en lo sucesivo se utilizarán ambos términos indistintamente.

(2) Ver (FCH JU, 2019).

(3) La hoja de ruta del sector privado de EE. UU. se elaboró con las aportaciones de veinte empresas y organizaciones bajo el paraguas de la Fuel Cell & Hydrogen Energy Association (FCHEA, 2021).

(4) Ver, entre otros, la investigación en curso sobre motores de amoníaco de Mitsubishi (Mitsubishi Power, 2021) y Wärtsilä (Wärtsilä Corporation, 2020).

(5) Las estrategias japonesa y surcoreana discuten la pila de combustible de hidrógeno como opción para el transporte marítimo.

(6) Ver, por ejemplo, el desarrollo histórico de las infraestructuras de electricidad y gas natural en España (ALAYO MANUBENS y BARCA SALOM, 2011; FANO, 2002). Nota: las redes de distribución de calor son un ejemplo de sistemas energéticos que solo funcionan a nivel local (Persson, 2015).

(7) Según el diseño del buque, el GNL se almacena por debajo de su punto de ebullición a presión atmosférica o a mayor presión y temperatura (CHAKRABORTY, 2019).

(8) Se ha construido en Japón un primer buque de transporte de hidrógeno licuado con fines de prueba y se ha cargado por primera vez para su transporte de larga distancia en Australia en enero de 2022 (EDWARDES-EVANS, 2022).

(9) Toda la información acerca de los impuestos al carbono y los sistemas de comercio de emisiones (ETS) fueron tomados del Banco de Datos Mundial (The World Bank, 2022).

BIBLIOGRAFÍA

ACER (2020). *ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulator. <https://bit.ly/3coidGv>

ACER (2021). *Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulator. <https://bit.ly/3oa9tpV>

AGORA ENERGIEWENDE & WUPPERTAL INSTITUTE (2021). *Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe*. <https://bit.ly/3RTh3mG>

ALAYO MANUBENS, J. C. y BARCA SALOM, F. X. (2011). *La tecnología del gas a través de su historia*. Fundación Gas Natural Fenosa. <https://bit.ly/3cqsmCB>

BARATTI, G. (2021). Iberdrola gets approval for Puertollano hydrogen project PV plant. *S&P Global Platts*, 3 December. <https://bit.ly/3PyAa3k>

BEIS (2021). *UK Hydrogen Strategy*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy Great Britain. <https://bit.ly/3oh6aNC>

BHARDWAJ, R., FRENS, W., LINDERS, M. y GOETHEER, E. (2019). *Ember pyrolysis technology for hydrogen and carbon*. TNO. https://www.ureaknowhow.com/ukh2/images/stories/Partners/wfrens/ember_pyrolyse.pdf

BMW (2020). *The National Hydrogen Strategy*. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. <https://bit.ly/3OePHV2>

BURGESS, J. (2021). *Gas price spike puts green hydrogen at cost parity with fossil fuels*. <https://bit.ly/3B3J9FT>

BUTTLER, A. y SPLIETHOFF, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, pp. 2440-2454.

CHAKRABORTY, S. (2019). Understanding The Design of Liquefied Gas Carriers. *Marine Insight*, 21 September. <https://www.marineinsight.com/naval-architecture/understanding-design-liquefied-gas-carriers/>

COAG (2019). *Australia's national hydrogen strategy*. Council of Australian Governments Energy Council. <https://bit.ly/3ocy300>

COLLINS, L. (2021). *Green hydrogen now cheaper to produce than grey H2 across Europe due to high fossil gas prices*, *Recharge | Latest renewable energy news*. <https://bit.ly/3AZ2dos>

COLLINS, L. (2022). *World first for nuclear-powered pink hydrogen as*

commercial deal signed in Sweden, Recharge | Latest renewable energy news. <https://bit.ly/3zc4ZFI>

DECHEMA (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. Frankfurt a.M. https://decHEMA.de/decHEMA_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf

DfT (2022). *Sustainable aviation fuels mandate: Summary of consultation responses*. Department for Transport. <https://bit.ly/3PFrhVU>

DOE (2022). *Hydrogen Storage*, Department of Energy (DOE). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

DST (2021). *Hydrogen society roadmap for South Africa 2021*. Department of Science and Innovation, Republic of South Africa. https://www.dst.gov.za/images/South_African_Hydrogen_Society_RoadmapV1.pdf

EDWARDES-EVANS, H. (2022). Japan's Suiso Frontier sets sail for Kobe with liquid hydrogen cargo. *S&P Global Platts*, 28 January. Available at: <https://bit.ly/3AVMgiY>

ESCRIBANO, G. (2021.) *H2 Med: impulsores y barreras geopolíticas y geoeconómicas para el hidrógeno en el Mediterráneo*. Real Instituto Elcano. <https://www.realinstitutoelcano.org/policy-paper/h2-med-impulsores-y-barreras-geopoliticas-y-geoeconomicos-para-el-hidrogeno-en-el-mediterraneo/>

EU JRC (2021). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*. https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf

FANO, J. M. M. (2002). Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Revista del Colegio Oficial de Físicos*. https://www.cofis.es/pdf/fys/fys13/fys13_10-17.pdf

FAO (2017). *World fertilizer trends and outlook to 2020*. Food and Agriculture Organization of the United Nations. <https://www.fao.org/3/i6895e/i6895e.pdf>

FCH JU (2019). <i>Hydrogen roadmap Europe: A sustainable pathway for the European energy transition. Fuel cells and hydrogen joint undertaking</i>. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen por 10020Roadmap por 10020Europe_Report.pdf FCHEA (2021). <i>Road map to a US hydrogen economy</i>. Fuel Cell & Hydrogen Energy Association. https://www.fchea.org/us-hydrogen-study GAS FOR CLIMATE (2020). <i>European Hydrogen Backbone: How a dedicated infrastructure can be created</i>. https://pgjonline.com/news/2021/april/european-hydrogen-backbone-how-a-dedicated-hydrogen-infrastructure-can-be-created HANLEY, E. S., DEANE, J. y GALLACHÓIR, B. Ó. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures – A review of existing perspectives. <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>, 82, pp. 3027-3045. HOWARTH, R. W. y JACOBSON, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? <i>Energy Science & Engineering</i>, 9(10), pp. 1676-1687. IAEA (2020). <i>Nuclear power and the clean energy transition</i>. https://www.iaea.org/sites/default/files/cleanenergy.pdf IATA (2021). <i>Net zero 2050: sustainable aviation fuels</i>. International Air Transport Association. https://www.iata.org/en/iata-repository/pressroom/fact-sheets/fact-sheet---alternative-fuels/ IEA (2019). <i>The Future of Hydrogen</i>. Paris: International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf IEA (2021a). <i>Chemicals</i>. https://www.iea.org/reports/chemicals IEA (2021b). <i>Gas Market Report Q2 2021</i>. chrome– https://iea.blob.core.windows.net/assets/5aa5170d-8dcd-4b99-b8b9-c761ad3a84ed/GasMarketReportQ22021.pdf	IEA (2021c). <i>Global Hydrogen Review 2021</i>. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf IEA (2021d). <i>Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment</i>. OECD. https://bit.ly/3coah89 IMO (2018). <i>Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector</i>. International Maritime Organization. https://bit.ly/3oiLxRb KOBAYASHI, H., HAYAKAWA, A., KUNKUMA, K. D., SOMARATHNE, A. y OKAFOR, E. C. (2019). Science and technology of ammonia combustion. <i>Proceedings of the Combustion Institute</i>, 37(1), pp. 109-133. KOSMADAKIS, G. (2019). Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries. <i>Applied Thermal Engineering</i>, p. 12. LIU, X., REDDI, K., ELGOWAINY, A., LOHSE-BUSCH, H., WANG, M. y RUSTAGI, N. (2020). Comparison of well-to-wheels energy use and emissions of a hydrogen fuel cell electric vehicle relative to a conventional gasoline-powered internal combustion engine vehicle. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, 45(1), pp. 972-983. MADEDDU, S., UECKERDT, F., PEHL, M., PETERSEIM, J., LORD, M., AJITH KUMAR, K., KRÜGER, C. y LUDERER, G. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). <i>Environmental Research Letters</i>, 15(12), p. 124004. MEM (2021). <i>Feuille de route de hydrogène vert</i>. Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement, Maroc. https://bit.ly/3PzzGKj METI (2019). <i>The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells</i>. Ministry of Economy, Trade and Industry Japan. https://bit.ly/3uWO7Jj	MINENERGÍA (2020). <i>National green hydrogen strategy</i>. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE (2018). <i>Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique</i>. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, France. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf MITECO (2020). <i>Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable</i>. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutadelhidrogeno_tcm30-513830.pdf MITSUBISHI POWER (2021). <i>Mitsubishi Power Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System – Targets to Expand Lineup of Carbon-free Power Generation Options, with Commercialization around 2025 –</i>, power.mhi.com. https://power.mhi.com/news/20210301.html MME (2021). <i>Colombia's Hydrogen Roadmap</i>. Ministerio de Minas y Energía, Colombia. https://bit.ly/3zhdxv8 MOTIE (2019). <i>Hydrogen economy roadmap of Korea</i>. Ministry of Trade, Industry and Energy. https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a_fc2f37727595437590891a3c-7ca0d025.pdf NRCAN (2020). <i>Hydrogen strategy for Canada</i>. Canada's Minister of Natural Resources. https://bit.ly/3uWO2wz PERSSON, U. (2015). <i>Heat Roadmap Europe: Methodologies for spatial analysis in demand and resource mapping</i>. 2nd EULF Workshop, Ipsra. https://e3p.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/9_eulf2_ipsra_urban_persson.pdf RUHNAU, O., BANNIK, S., OTTEN, S. y PRAKTIKNO, A. J. (2019). Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport
---	--	---

decarbonisation scenarios for Germany 2050. *Energy*, 166, pp. 989-999.

SÁNCHEZ-BASTARDO, N., SCHLÖGL, R. y RULAND, H. (2020). Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness. *Chemie Ingenieur Technik*, 92(10), pp. 1596-1609.

TAIBI, E., BLANCO, H., MIRANDA, R. y CARMO, M. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction*. IRENA. <https://bit.ly/3aUBHls>

THE WORLD BANK (2022). *Carbon Pricing Dashboard*. <https://>

carbonpricingdashboard.worldbank.org/

WÄRTSILÄ CORPORATION (2020). *World's first full scale ammonia engine test - an important step towards carbon free shipping*. Wartsila.com. <https://bit.ly/3oeFiOk>

WEC (2020). *International Hydrogen Strategies*. World Energy Council. <https://bit.ly/3RHs624>

WEC (2021). *Working Paper: National Hydrogen Strategies*. World Energy Council. <https://bit.ly/3cq4COH>

XINHUA (2022). China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy

development-Xinhua, 23. <http://www.xinhuanet.com/english/20220323/428eaeae2c0a41b98ffb8d5ef4e91190/c.html>

YANG, C. y OGDEN, J. (2007). Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(2), pp. 268-286.

YÉLE (2020). *Low-carbon hydrogen development: analysis of strategies & roadmaps around the world*. Yéle Consulting. https://www.yele.fr/wp-content/uploads/2020/12/Hydrogen-strategies-and-roadmaps-analysis_Yele-Consulting_2020.pdf

Resumen

Este trabajo tiene como fin determinar las necesidades de almacenamiento eléctrico en el año 2030, fecha final considerada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que fija una serie de objetivos en materia energética para la descarbonización de la economía española. El estudio se basa en la optimización de las inversiones y la operación del sistema eléctrico peninsular para distintos escenarios. Se concluye que las baterías son la tecnología más adecuada para responder a necesidades de almacenamiento horarias y que los bombeos, por el contrario, son más adecuados para una escala temporal diaria o semanal. Las opciones preferidas para dotar al sistema de flexibilidad estacional seguirían siendo los ciclos combinados y las centrales hidroeléctricas. Además, se estima que, bajo las condiciones simuladas, las tecnologías de almacenamiento que se deberían instalar para dar seguridad al sistema no son capaces de recuperar sus costes de inversión y necesitan mecanismos de remuneración adicionales a los mercados existentes para poder resultar inversiones atractivas desde un punto de vista económico.

Palabras clave: baterías vs. bombeo, sistema eléctrico español en 2030, recuperación de costes de almacenamiento.

Abstract

The goal of this research is to estimate the need for electric storage in 2030, the horizon of the Spanish National Energy and Climate Plan. The analysis is based on the optimization of the investment and operation of the Spanish electricity system under different scenarios. Our conclusion is that batteries are the preferred technology to store hourly, whereas pump storage is the best suited for daily storage needs. Seasonal storage would be covered by gas combined cycles and large hydro. We also find that, under the assumptions considered, the investments in storage required to ensure security of supply will not be able to recover their cost in the electricity market, thus requiring additional support schemes or markets for reliability.

Keywords: power systems, storage, Spain, batteries, pump storage.

JEL classification: L94, Q41.

ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO DE ESPAÑA EN EL HORIZONTE 2030 (*)

Juan José VALENTÍN VÍRSEDA

Mott MacDonald

José Pablo CHAVES ÁVILA

Pedro LINARES LLAMAS

Andrés RAMOS GALÁN

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

TANTO la estrategia europea de descarbonización a 2050 descrita en *A clean planet for all* como la Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050 (European Commission, 2022a) y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (Gobierno de España, 2020) de España apuntan inequívocamente a un futuro de neutralidad climática que se alcanzaría en 2050 para toda Europa, y también para España. Sin embargo, este futuro, que es imprescindible alcanzar si se quieren cumplir los objetivos para limitar el calentamiento global recogidos en el Acuerdo de París, presenta importantes retos para los que no existen soluciones únicas.

Para poder lograr esta descarbonización casi completa, todos los escenarios y análisis realizados indican que el sector eléctrico deberá ser el primero en eliminar los combustibles fósiles de su matriz de producción. Esto se debe, por un lado, a la factibilidad y competitividad de emplear energías renovables para la producción eléctrica y, por otro lado, a poder

contribuir a la descarbonización del transporte y la climatización de los edificios a un menor coste, mediante su electrificación con tecnologías como las bombas de calor para climatización o los vehículos eléctricos para el transporte. Estudios realizados para España muestran que, a 2050, el sector eléctrico podría estar basado casi en un 100 por 100 en energías renovables y que la cuota de electrificación podría alcanzar el 80 por 100 del transporte, el 75 por 100 del sector residencial y el 100 por 100 del terciario, siendo en el sector industrial donde se plantean las mayores incertidumbres (Economics for Energy, S.A.).

Sin embargo, un sistema eléctrico basado casi en su totalidad en fuentes renovables, principalmente variables y con incertidumbre de generación en el corto plazo, y en el que la demanda debe jugar un papel mucho más activo que el actual, presenta importantes retos técnicos, regulatorios y políticos sobre los que conviene reflexionar y plantear soluciones de largo plazo.

Uno de los principales retos está asociado al hecho de que

la generación renovable no está siempre disponible, lo que implica que hará falta también generación de respaldo o almacenamiento que pueda producir (o demanda flexible que pueda ser reducida) durante los períodos en los que no haya suficiente producción renovable. Además, la generación renovable tendrá que complementarse también con generación adicional o almacenamiento disponible y flexible para garantizar la seguridad de suministro en el corto plazo (rampas y reservas) y en el muy corto plazo (para mantener las tensiones y la frecuencia del sistema dentro de rangos seguros para la operación del sistema y para los usuarios conectados).

El respaldo de producción, que puede ser proporcionado como se ha mencionado por generación, por el almacenamiento, o por la respuesta de la demanda, será necesario para cubrir los huecos en cuanto a la disponibilidad de la renovable a lo largo del día, de la semana y ciertos períodos estacionales.

En el caso español, cabe destacar que la solar fotovoltaica no contribuye a suministrar la punta del sistema (que se produce durante la noche en invierno) y que el período de un anticiclón invernal puede limitar durante un período de cierta duración la disponibilidad de la eólica. Será pues en estos momentos en los que la generación de respaldo deba responder. En algunos estudios previos realizados por el Instituto de Investigación Tecnológica para escenarios a 2030 y 2050 con modelos que simulan el despacho eléctrico (Freire *et al.*, 2022; Hculin *et al.*, 2022) se observa cómo en las pocas horas de punta del sistema, y durante el anticiclón

invernal, será necesario contar con generación adicional, almacenamiento, o una respuesta activa de la demanda.

Los ciclos abiertos de gas, o los ciclos combinados existentes, pueden contribuir a mitigar ambos problemas, pero tienen como inconveniente las emisiones de CO₂ asociadas, que no son muy significativas, pero que tendrán que evitarse en un escenario de reducción casi total de emisiones como el previsto a 2050. Las tecnologías de almacenamiento actuales, como las baterías o bombeos diarios/semanales, solo pueden contribuir a reducir el primer problema (las puntas del sistema), siendo el bombeo con capacidad de almacenamiento estacional limitado en el sistema español (asociado a las centrales de bombeo mixto). Las centrales hidráulicas regulables sí pueden ayudar en la regulación de las puntas, y también en el almacenamiento estacional, si se cuenta con las señales adecuadas. Finalmente, la gestión de la demanda también podría contribuir a gestionar el sistema en ambos aspectos (con mucha mayor dificultad en el ámbito estacional). Esta gestión de la demanda puede provenir del sector de la climatización de los sectores domésticos y comercial, de la recarga controlada de vehículos eléctricos, o de la demanda de la industria que utilizará de manera creciente el hidrógeno como vector energético.

La Comisión Europea (2020) exploró distintas tecnologías de almacenamiento a nivel europeo, señalando cinco grandes grupos: mecánico, electromecánico, químico, eléctrico y térmico, para cubrir las necesidades en varios horizontes temporales: horario, semanal y estacional. En el horizonte de 2030 señala que

el bombeo y las baterías de litio son las principales tecnologías, mientras que los electrolizadores no parecen ser competitivos en este horizonte temporal. El estudio concluye que la gestión de la carga de vehículos eléctricos y de la climatización reducen considerablemente las necesidades de las baterías. Estos resultados deben contrastarse a nivel español, considerando en detalle aspectos específicos como pueden ser la disponibilidad de aportaciones hidráulicas, el desarrollo de la gestión de la demanda de los sectores residenciales y comerciales, así como la creciente descarbonización de la industria.

En este trabajo se analizan las necesidades de almacenamiento diario, semanal y estacional bajo distintos escenarios de interconexión y de respuesta de la demanda, y el papel que juegan las distintas tecnologías de generación, almacenamiento y demanda flexible. Como ya se ha mencionado, hay ya estudios (incluyendo los realizados en el marco del PNIEC) que tratan de evaluar estas necesidades y que estiman una instalación de 6 GW de almacenamiento de energía en sus diversas formas para el sector eléctrico. Sin embargo, todos ellos asumen una operativa de las centrales hidráulicas regulables basada en la situación actual que, como se ha mencionado, podría modificarse por el cambio climático. Por tanto, este estudio analiza las necesidades de almacenamiento teniendo en cuenta el nuevo papel que podría jugar la hidráulica regulable, así como su menor disponibilidad energética a futuro.

II. METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo se utilizó el modelo

openTEPES (Ramos, Álvarez y Lumbreras, 2022), cuya función objetivo es la minimización de costes totales del sistema eléctrico. Entre estos costes se encuentran: costes de producción (costes de combustible, costes de operación y mantenimiento, costes de la emisión de CO₂ de tecnologías de generación) y costes de inversión en líneas eléctricas, tecnologías de generación y almacenamiento eléctrico además de costes de retirada de estos. Por último, el modelo considera costes de fiabilidad del sistema, en caso de existir energía no suministrada (ENS). El modelo openTEPES es capaz de determinar en una misma ejecución las necesidades de inversión del sistema y la operación óptima del mismo.

Dado que el propósito de este estudio es determinar las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico para el año 2030, el modelo openTEPES se utilizó con sus características propias para permitir la expansión de la capacidad de almacenamiento, sin posibilidad de realizar inversiones en generación ni líneas eléctricas.

Siguiendo el anterior razonamiento y para simplificar el problema, se asumió un sistema representado como nodo único, lo que supone una capacidad infinita de interconexión de las líneas que lo integran. El sistema no contempla intercambios internacionales, siguiendo el razonamiento de establecer un caso peor del sistema, en el que no se pueda beneficiar de importaciones ni exportaciones. De este modo, el sistema eléctrico español considerado es una «isla eléctrica».

Para determinar las inversiones en almacenamiento, se decidió

hacer dos ejecuciones consecutivas del modelo, la primera para un caso desfavorable y la segunda para un caso medio. En la primera, se determinaron las inversiones en tecnologías de almacenamiento necesarias para asegurar el suministro dado un nivel de aportaciones hidrológicas bajo (18,01 TWh, correspondiente al año 2017 en la serie histórica). Una vez obtenidas las inversiones en almacenamiento de la manera comentada, se ejecuta una segunda pasada del modelo para un año con aportaciones medias. En esta, las inversiones se fijaron como tecnologías ya instaladas en el sistema y se bloqueó la posibilidad de inversión, para ejecutar el caso de estudio con unas aportaciones medias (29,61 TWh, correspondientes al año 2015 en la serie histórica) y determinar así la operación en un «caso medio» del sistema.

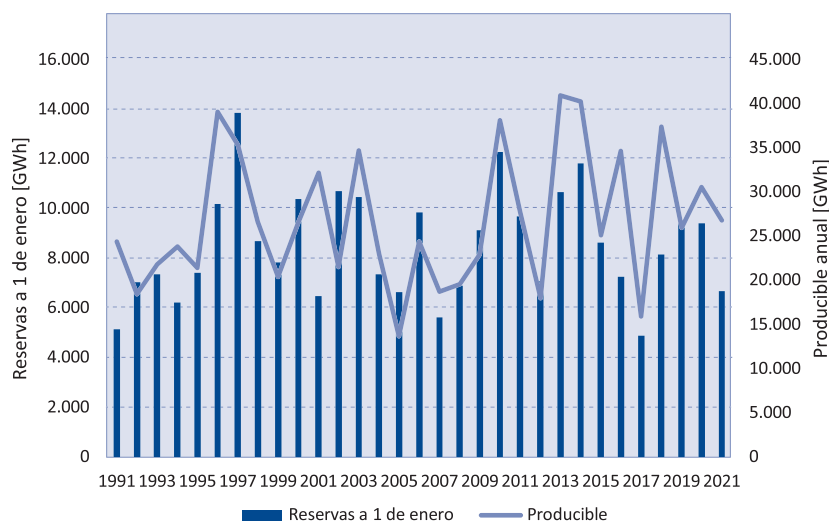
El Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) cuenta con una gran flexibilidad, en forma de almace-

miento hidráulico, con un valor de producible máximo histórico de 17.153 GWh (MITECO, s.a.). Esto hace que las fluctuaciones en el producible anual afecten significativamente a la capacidad de almacenamiento eléctrico del sistema (ver gráfico 1).

Las restricciones que el sistema tiene que satisfacer son las siguientes (Ramos, Álvarez y Lumbreras, 2022):

- *Balance de energía* [GW]: para garantizar el suministro eléctrico.
- *Margen de reserva del sistema* [GW]: para asegurar que la potencia disponible cuando se alcanza la máxima demanda es suficiente para cubrir esta con una cierta holgura.
- *Reservas de operación* [GW]: banda de regulación y energía de activación de esta, disponibles para contingencias.

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE RESERVAS Y PRODUCIBLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



Fuente: REE (2022a).

— *Evaluación del inventario de los almacenamientos* [GWh]: comprobación de los ciclos energéticos de cada uno de los almacenamientos.

— *Potencia instantánea por encima del mínimo técnico* [p.u.]: comprobación de que no se sobrepasa la potencia máxima de las unidades térmicas, reservando una fracción de su potencia para reservas y el mínimo técnico de cada unidad.

— *Disponibilidad de servicio de gestión de la demanda* [GWh]: para que, una vez aplazada o adelantada, la demanda tenga que aumentar o disminuir (respectivamente) transcurrido el tiempo máximo de desplazamiento de esta.

— *Carga y descarga incompatible en almacenamientos* [p.u.]: para evitar carga y descarga simultáneas de estas tecnologías.

— *Carga/descarga y generación de las unidades de almacenamiento y de producción* [GW]: comprobación de que no se superan los valores máximos establecidos para cada unidad instalada.

— *Relación entre arranque, acoplamiento y parada de unidades térmicas* [p.u.]: para conocer si una unidad está generando, en parada o en arranque.

— *Rampas* [p.u.]: comprobación de que no se superan las rampas de subida o bajada de producción límite para cada una de las unidades, en general, térmicas o hidráulicas u otros sistemas de almacenamiento.

Así, con el coste de inversión anualizado de las tecnologías candidatas y las restricciones ya mencionadas, se determina la solución de mínimo coste para el sistema.

III. CASOS DE ESTUDIO

1. Escenario objetivo PNIEC (referencia)

Como se ha introducido en la sección de metodología, este estudio tiene como principal objetivo determinar las inversiones necesarias para el sistema eléctrico español en 2030. Para ello se toma como referencia el PNIEC (Gobierno de España, 2020) para establecer los valores del parque de generación, sin tener en cuenta las inversiones dispuestas por el mismo en almacenamiento.

El PNIEC propone dos escenarios diferentes en su documento: tendencial y objetivo. El primero no tiene en cuenta la adopción de medidas y políticas para mitigar el cambio climático y, por tanto, no puede servir como marco de comparación con el presente estudio. El segundo es el asociado a los cálculos del PNIEC. Por esto, servirá de referencia para calibrar el modelo openTEPES y proporcionar parámetros y cifras relativos al sistema eléctrico y su funcionamiento, y para la posterior comprobación de resultados.

En este apartado se enumeran y detallan los datos con los que se ha generado el caso de estudio de referencia del presente documento. Existen tres tipos de datos según la naturaleza de su procedencia. Los primeros son los relativos al PNIEC, que sirven para establecer el *mix* de capacidad del sistema y algunos de los paráme-

tros relativos a las sensibilidades como los intercambios internacionales. Los segundos son los relativos a los almacenamientos. Debido a que el estudio se centra en estas tecnologías, se ha realizado un trabajo de documentación adicional, cruzando fuentes internas de proyectos anteriores con bases de datos internacionales como el Annual Technology Baseline de NREL (2020) y el Estudio de la Comisión Europea para el Almacenamiento Energético (European Commission, 2020) para poder determinar, de la manera más precisa posible, estos valores. Finalmente, los terceros son datos adicionales que, al no estar explicitados en el PNIEC, tienen una base documental en fuentes públicas como REE (2022b y 2022c).

A continuación, se exponen los principales datos utilizados.

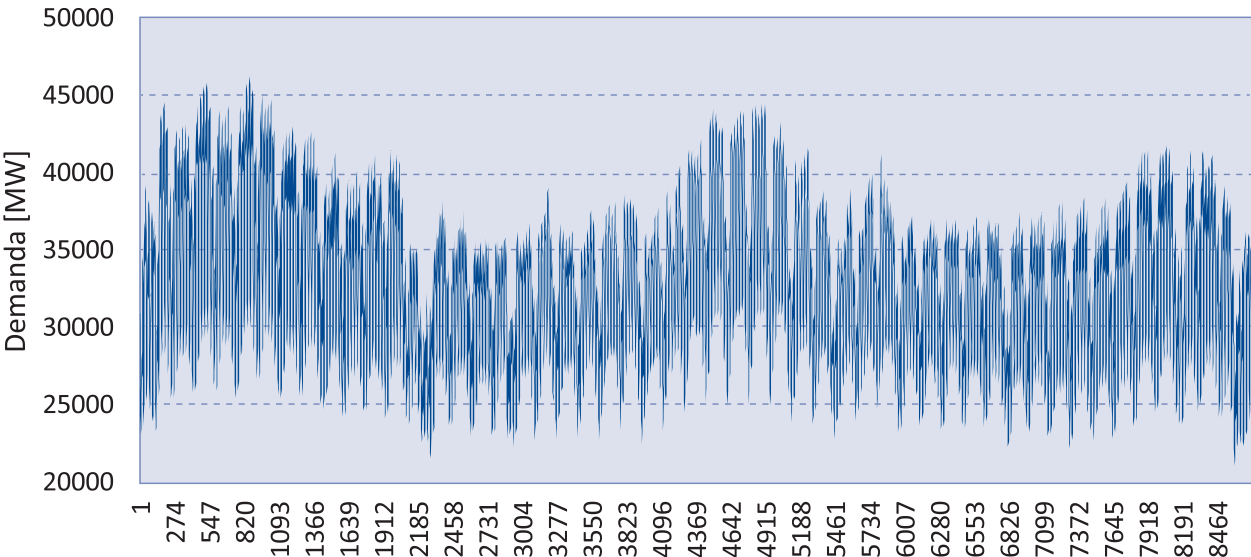
1.1. Demanda

De acuerdo con el escenario objetivo del PNIEC, la demanda total en la España peninsular es de 263 TWh, con una demanda punta de 47.768 MW. El perfil utilizado se ha extrapolado de la demanda peninsular de 2015 y se puede ver en el gráfico 2.

1.2. Mínima potencia síncrona

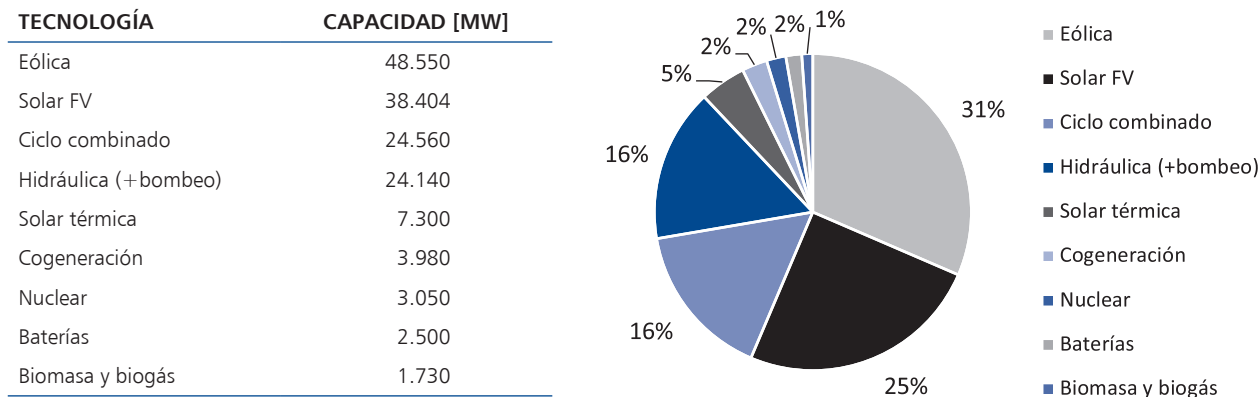
REE fija un criterio de mínima potencia síncrona conectada al sistema de tres nucleares más siete térmicas para el año 2030. Esto es así para mantener la sincronía en frecuencia con el sistema eléctrico continental europeo, de 50 Hz, y supone una potencia térmica siempre conectada a la red de $3 \cdot 1.000 \text{ MW} + 7 \cdot 400 \text{ MW} = 5.800 \text{ MW}$. En este estudio se ha supuesto que la térmica considerada es una central de ciclo combinado de 400 MW.

GRÁFICO 2
PERFIL DE DEMANDA UTILIZADO



Fuente: Gobierno de España (2020).

GRÁFICO 3
MIX DE CAPACIDAD SEGÚN EL ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC



Fuente: Gobierno de España (2020).

1.3. Potencia instalada

De acuerdo con el escenario objetivo del PNIEC, la potencia instalada en España en 2030 se detalla en el gráfico 3.

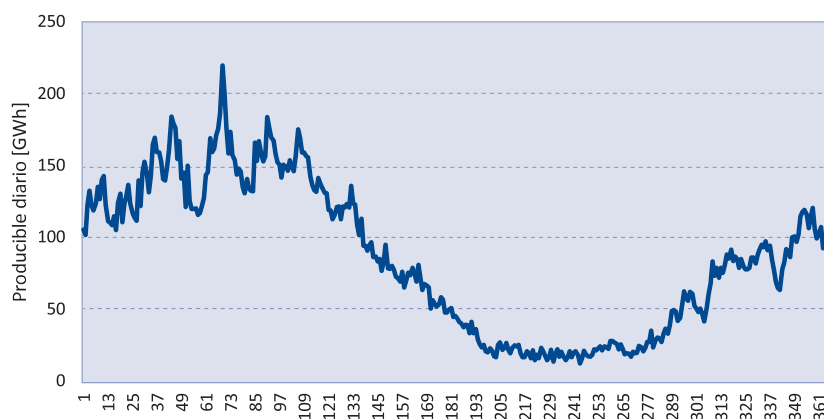
En el gráfico 4 se puede apreciar un incremento de alrededor de 20 GW en eólica, 32 GW en

solar fotovoltaica, 5 GW en solar térmica (con mayor capacidad de almacenamiento), casi 4 GW en hidráulica (correspondientes a la instalación de centrales de bombeo puro) y una reducción de 4 GW (cuatro centrales) de potencia nuclear, casi 2 GW menos de cogeneración, alrededor de 2 GW menos de ciclo

combinado y el desmantelamiento total del carbón (4 GW) con respecto a cifras de 2022 (REE, 2022d).

La inversión en almacenamiento, según el Gobierno de España (2020), es de 4.000 MW en bombeos y 2.500 MW en baterías (estos valores de capaci-

GRÁFICO 4
PRODUCIBLE CARACTERÍSTICO MEDIO EN EL PERÍODO 2013-2020
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL



Fuente: REE (2022a).

dades de almacenamiento no se utilizan en nuestro análisis).

1.4. Gestión hidráulica

Debido a que el PNIEC no especifica datos relativos a la gestión hidráulica considerada en el modelo utilizado para su elaboración, se ha recopilado información de REE para poder elaborar el caso del sistema eléctrico español.

1.4.1. Aportaciones (producibles)

Como se comentó en el apartado 2, se realizan dos ejecuciones del modelo: la primera, para determinar inversiones, simulando un año hidráulico seco, con las aportaciones totales del año 2017 (18 TWh) y la segunda, para determinar la operación en un año hidráulico medio, con las aportaciones total de 2015 (29 TWh).

El perfil de aportaciones se ha elaborado calculando la media diaria que proporciona REE en su informe anual del sistema eléctrico de producible característico, con los valores de 2013 a 2020.

De esta manera surge el perfil del gráfico 4, que es escalado a los valores totales de producible según se considere año seco (2017) o año medio (2015) hidráulico.

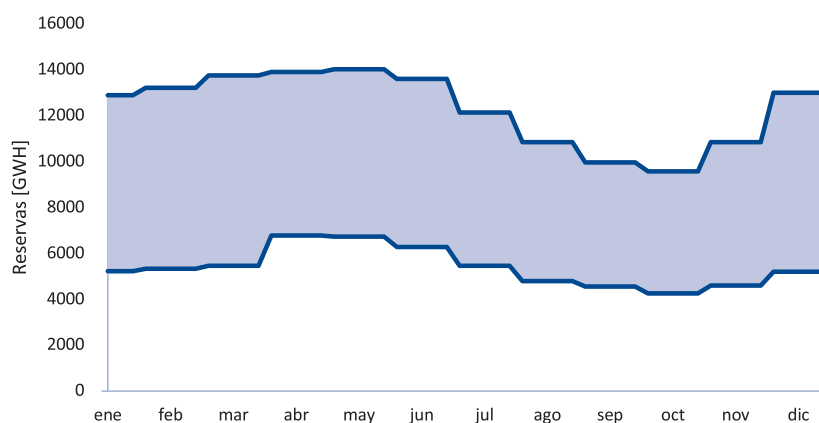
1.4.2. Reservas hidráulicas

Uno de los puntos más críticos del sistema es conseguir una ges-

ción realista del agua disponible para generación eléctrica (producible). Debido a que openTEPES utiliza los datos de entrada con conocimiento perfecto del futuro para el alcance anual del caso de estudio el sistema es optimizado sabiendo todos los datos de entrada durante todo el año. Esto no es lo que sucede en realidad, ya que las previsiones de aportaciones (y de otros datos de entrada como demanda, generación solar o eólica) no se conocen hasta horas antes de la operación real (incluso llegando a incertidumbres de minutos). Para poder replicar una gestión realista de las centrales hidroeléctricas del sistema, se decidió restringir el nivel máximo y mínimo de reservas, dentro de un rango más conservador para reducir la clarividencia del modelo en la gestión hidráulica.

Los máximos y mínimos mensuales establecidos en el gráfico están calculados como el valor medio del máximo y mínimo mensual, respectivamente, de las reservas hidráulicas en el período 2013-2020. De esta manera,

GRÁFICO 5
BANDA DE TOLERANCIA PARA LA GESTIÓN HIDRÁULICA
EN EL CASO DE ESTUDIO



Fuente: REE (2022a).

CUADRO N.º 1

CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS CANDIDATAS

TECNOLOGÍA	POTENCIA [MW]	ALMACENAMIENTO [H]	EFICIENCIA [POR 100]	CAPEX [€/MW]	OPEX [€/MWh]	ANUALIZACIÓN [AÑOS]
Batería	2.500	2	90	300.000	0	10

CUADRO N.º 2

PROYECTOS DE BOMBEO CONSIDERADOS CANDIDATOS

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	POTENCIA [MW]	ALMACENAMIENTO [H]
Aguayo II	Cantabria	1.000	7,9
Alcántara II	Cáceres	440	34,3
Bárcena	Cantabria	240	41,7
Belesar	Lugo	208	43,3
Buseiro	Asturias	156	7,3
Cerredo	Asturias	240	9,7
Conchas Salas	Orense	375	37,3
Conso	Orense	1.800	29,4
Cua	León	468	3,5
Dehesa de Ganaderos	Zaragoza	95	6,3
Gironés Raimats	Tarragona	3.061	24,6
Las Caleras	Cantabria	49	40,4
Matalavilla	León	280	35,7
Montnegre	Zaragoza	3.300	22,8
Navaleo	León	552	6,5
Velilla	León	144	5,8

no solo se acota la reserva, sino que se obliga a mantener un comportamiento similar al real. Así, se fija un nivel máximo de las reservas hidráulicas totales peninsulares de 14.176 GWh y un mínimo de 4.310 GWh.

Además de estos valores, se fijan los valores iniciales de reservas en 5.291 GWh, de acuerdo con el promedio de valores de reserva mínimos en enero en el período 2013-2020. Para la ejecución que determina la operación, en el año medio, el valor se sitúa en 7.098 GWh, que viene del promedio de valores de reserva medios en el mes de octubre.

Esto se debe a que el inicio del año hidráulico para las empresas eléctricas es el mes de octubre, y gestionan sus embalses para hacer frente a los meses donde, presumiblemente, el valor del agua será mayor por su coste de oportunidad.

A pesar de esto, el modelo no considera el inicio del año hidráulico en octubre. Por eso, pueden existir comportamientos diferentes a los de la realidad, en cuanto a gestión de las reservas hídricas se refiere, en los resultados del modelo, que siempre va a mirar hacia la minimización de costes sin tener en cuenta

comportamientos estratégicos de las empresas. Además de ello, el enfoque determinista de este estudio y su alcance temporal de un año hace que se tenga en cuenta información perfecta sobre el futuro, a un año vista, sobre parámetros meteorológicos que determinan aportaciones y generaciones eólica y solar, además de la demanda del sistema. No es posible disponer de esta cantidad de información en la realidad, por lo que también se decide utilizar, de forma conservadora, unas aportaciones relativamente bajas para dimensionar las necesidades de tecnologías de almacenamiento del sistema eléctrico. En futuros trabajos sería conveniente implementar esta correlación temporal, teniendo en cuenta la flexibilidad y diferencias que causa tener una gran capacidad de almacenamiento hidráulico.

1.5. Tecnologías candidatas

Como tecnologías de almacenamiento candidatas se han propuesto las mismas que en el PNIEC: baterías y bombeos.

1.5.1. Baterías

Se propone como candidata la potencia de baterías instalada por el PNIEC, 2.500 MW. Las características de estas baterías son las mismas (o muy similares) a las consideradas en el PNIEC, gracias a los datos obtenidos de European Commission (2020) y NREL (National Renewable Energy

Laboratory) (2020), presentadas en el cuadro n.º 1.

La modularidad de esta tecnología hace que la inversión en la misma se pueda considerar continua desde el punto de vista de la optimización matemática, por lo que podrá adoptar valores de 0 a 2.500 MW.

1.5.2. Bombeos

En cuanto a los bombeos hidráulicos candidatos, se ha consultado el Ten Year Network Development Plan (TYNDP) de ENTSO-E (2020 y 2022) así como fuentes públicas como el *Boletín Oficial del Estado* (2020) o *El Periódico de la Energía* (s.a.), entre otros, para elaborar una lista de proyectos que están en fases iniciales de sus estudios de viabilidad y cuya entrada en funcionamiento no está prevista antes de 2027. Entre ellos se incluyen los correspondientes al cuadro n.º 3.

Dado que los datos de las instalaciones son confidenciales y los datos característicos de las mismas dependerán de la obra civil que requiera la estructura: grupo turbo-bomba, creación de embalse de manera artificial, presa, etc., estos han sido aproximados en función de su potencia nominal planificada y sus horas de duración de almacenamiento siguiendo las bases de datos de NREL (2020) y de la Comisión Europea (European Commission, 2020). Se ha asumido una eficiencia del 75 por 100 en el ciclo carga-descarga y un período de

anualización de la inversión de treinta años. La potencia candidata total es de 12.748 MW.

1.6. Tecnologías flexibles

Estas tecnologías son consideradas por el PNIEC, pero no están añadidas en el modelado del escenario objetivo proyectado por REE para 2030. Al ser competidoras directas de las tecnologías candidatas de almacenamiento propuestas, se hace un mayor hincapié en su modelado.

1.6.1. Gestión de la demanda (DSM)

El PNIEC no establece un objetivo definido de demanda gestionable. Para poder hacer una aproximación razonable a la realidad, se han considerado tres segmentos de demanda gestionable: comercial, industrial y residencial. A partir de un estudio previo del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) se ha conseguido la forma del perfil de cada uno de los segmentos de demanda gestionable.

El volumen de cada segmento se ha determinado mediante las siguientes hipótesis:

- *Comercial*: se asume una demanda gestionable con un volumen de un 10 por 100 sobre el total y un desplazamiento máximo de la misma de una hora.
- *Industrial*: se asume un 10 por 100 de la demanda como gestionable (INDUS-

TRE, 2018), con un período máximo de desplazamiento de esta demanda de 1h.

- *Residencial*: se considera gestionable un 36,7 por 100 de la demanda asociada a los electrodomésticos de línea blanca, que es un 65 por 100 de la demanda total residencial (Dietrich *et al.*, 2012; Bilton *et al.*, 2014). Esto supone que un 24 por 100 de la demanda residencial total se considera gestionable.

Con esta información y los perfiles de demanda sectorial calculados por el IIT en un estudio interno, se obtienen los perfiles representados en el gráfico 6.

1.6.2. Vehículo eléctrico (VE)

El PNIEC considera un parque de cinco millones de vehículos eléctricos en 2030. La segregación que se establece entre los diferentes tipos de vehículo es la establecida en el cuadro n.º 3, con un total de 5,25 millones, de acuerdo con un estudio de ECODES sobre el despliegue de la infraestructura del vehículo eléctrico para 2030 (Ruiz *et al.*, 2021). Este estudio supone un consumo diario de electricidad por el vehículo eléctrico de 41.910 MWh, lo que implica una demanda anual de 11,2 TWh.

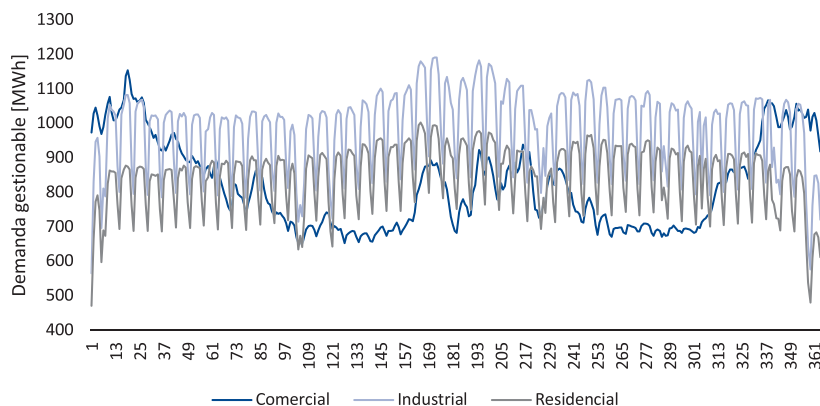
Se han considerado dos comportamientos posibles para la carga del vehículo eléctrico: carga fija y carga inteligente. Cada uno de ellos tiene asocia-

CUADRO N.º 3

DISTRIBUCIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN 2030

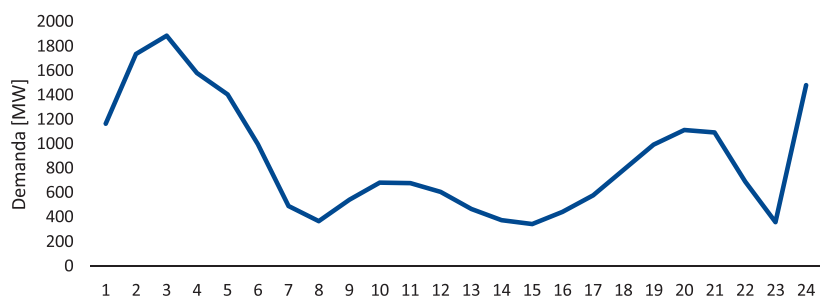
	BEV	PHEV	MOTOCICLETAS	CICLOMOTORES	FURGONETAS	AUTOBUSES	CAMIONES	MICROMOVILIDAD
Flota	2.441.302	1.046.272	721.350	381.675	379.575	29.925	31.500	218.400

GRÁFICO 6
PERFILES DE DEMANDA GESTIONABLE DIARIA POR SECTOR



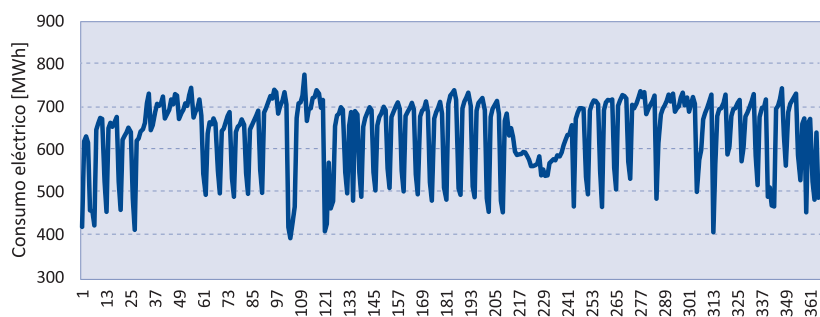
Fuente: REE (2022b).

GRÁFICO 7
PERFIL DE CARGA FIJA PARA EL CASO DE ESTUDIO



Fuente: ERAA, ENTSO-E (2021).

GRÁFICO 8
CONSUMO DIARIO DE LA FLOTA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO EN 2030



Fuente: Estudio interno de IIT Comillas.

do un 50 por 100 del volumen de demanda anual, 6,6 TWh, aproximadamente. La carga fija tiene como fuente datos aportados por el European Resource Adequacy Assessment (ERAA) (ENTSO-E, 2021) y sigue el perfil del gráfico 7.

El perfil de carga inteligente responde a los costes marginales determinados por el problema de optimización, cargando los coches cuando estos sean menores y teniendo en cuenta un consumo anual que tiene el perfil del gráfico 8.

Este perfil se construyó teniendo en cuenta una relación constante entre vehículos puramente eléctricos y eléctricos enchufables desde 2017 a 2030 (78,3 a 21,7 por 100), un perfil de consumo urbano e interurbano igual en 2017 que en 2030 y un cambio en la proporción de uso del vehículo eléctrico en sus diferentes modalidades: urbano (de un 97,2 por 100 en 2017 a un 80 por 100 en 2030) e interurbano (de un 2,8 por 100 en 2017 a un 20 por 100 en 2030).

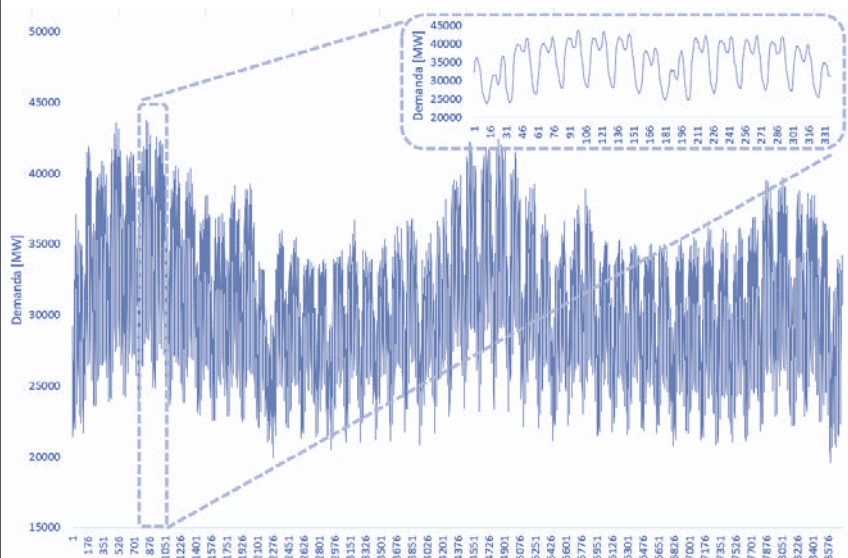
1.7. Otros parámetros del sistema

Para modelar de la manera más realista posible el sistema eléctrico, se tienen en cuenta una serie de parámetros que se detallan a continuación.

El margen de reserva de generación disponible es de 1,1 sobre la demanda máxima del sistema.

El precio del CO₂ según el PNIEC es de 34,7 €/tCO₂. Para tener en cuenta la acusada subida de los derechos de emisión (EUA Futures | ICE, s.a.), en el presente estudio se ha supuesto un coste de las mismas de 100 €/tCO₂.

GRÁFICO 9
PERFIL DE DEMANDA E IDENTIFICACIÓN DE CATORCE DÍAS CON
DEMANDA MÁXIMA ANUAL



Fuente: Huclin et al., 2022.

Se ha considerado una banda de reserva del 2 por 100 de la demanda más un 5 por 100 de la generación eólica instantánea:

- A subir: grupo térmico más grande de la península = 1.000 MW (central nuclear).
- A bajar: grupo turbo-bomba más grande de la península = 228 MW (Alcántara).

Para la activación de reservas se supone un porcentaje del 25 por 100 a subir y del 30 por 100 a bajar, por hora.

El precio supuesto para el gas natural es de 37,8 €/MWh térmico (1) y el rendimiento supuesto para las centrales de ciclo combinado es de 58,2 por 100, ambos extraídos del PNIEC. De esta manera, el coste del combustible de las centrales de ciclo combinado, en términos eléctricos, es de 64,95 €/MWh.

El coste de la energía no suministrada (ENS) se supone de 6.000 €/MWh (Linares y Rey, 2013).

2. Análisis de sensibilidad

2.1. Anticiclón de invierno

Los eventos conocidos como Dunkelflaute o anticiclón de invierno se caracterizan por vientos muy débiles y gran cantidad de nubes como estratos y estrato-cúmulos, entre 50 y 150 horas al año (Li et al., 2020 y 2021), disminuyendo la generación renovable en un porcentaje muy significativo.

En este caso de estudio, se ha decidido seleccionar las dos semanas (catorce días consecutivos) con una mayor demanda del año y disminuir la generación eólica del caso de referencia al 10 por 100 de su valor histórico.

La demanda promedio horaria en estos catorce días (31 de enero a las 18:00 horas hasta 14 de febrero a las 17:00 horas) es de 34.944 MW con una demanda máxima de 43.760 MW.

La generación eólica en esas dos semanas es de 6,67 TWh (19.859 MWh de promedio horario), y se reduce a 0,667 TWh, de acuerdo con la suposición inicial planteada para esta sensibilidad.

Dado que son catorce días de invierno, la generación solar ya es relativamente baja, con un valor total de 1,94 TWh (5.773 MWh de promedio horario).

2.2. Exportaciones PNIEC

Esta sensibilidad intenta reflejar lo más fidedignamente posible el PNIEC, teniendo en cuenta los valores de los flujos de carga transfronterizos con Portugal y Francia. En ambos casos, el PNIEC considera un flujo exportador neto, siendo 12.192 GWh hacia el país luso y 27.125 GWh hacia el país galo.

Para considerar estas exportaciones, se han realizado dos suposiciones:

1. *Conexión con Portugal*: dado el acoplamiento de ambos mercados (OMIE, 2021), se ha considerado un nodo en Portugal, sin generadores asociados al mismo, de forma que toda la demanda de este nodo sea considerada como una exportación (demanda adicional para el sistema). El perfil exportador se ha considerado plano las 8.736 horas del año, de modo que esto añade una demanda horaria al total del sistema peninsular de 1.395,6 MWh.

2. Conexión con Francia: España y Francia tienen un nivel de interconexión relativamente bajo. Dado que el interés del estudio se focaliza en el Sistema Eléctrico Español, cuando haya excedente renovable en el sistema peninsular se exportará esta energía a Francia y Portugal, en vez de ser vertida. La interconexión con Portugal tiene preferencia en la exportación, al considerarse un mercado acoplado. El vertido restante se dirige hacia Francia. Su valor se obtiene de dividir la exportación requerida en el PNIÉC para obtener un perfil constante de la misma (como en el caso de Portugal), obteniéndose un valor de 3.105 MWh para todas las horas del año. En las horas en las que el Sistema Eléctrico Peninsular no sea capaz de llegar a esta cifra, un «generador virtual», con potencia suficiente para satisfacer la demanda máxima horaria de Francia (3.105 MW), genera en este nodo. Su coste de producción de la energía es de 70 €/MWh, mayor que el coste de generación con cualquier otra tecnología excepto el ciclo combinado. Esta suposición se realiza para que no haya exportaciones hacia España cuando en el sistema español se genere con energía «cara» (con coste superior al de producción con la renovable más cara). Como no es posible obtener un perfil constante de exportación de 3.105 MWh evitando vertidos, se ha aumentado la demanda desde el nodo francés hasta un valor constante de 4.716 MWh. De esta manera, en los momentos que haya mucho excedente renovable se conseguirá exportar más que en

el caso anterior y, en los que no, seguirá generando este «generador virtual», cuya potencia se ha fijado igual a la exportación máxima desde España, es decir, 4.716 MW.

Por eso, el caso de estudio de referencia se consideró sin interconexiones, asumiendo también que, un sistema aislado es un caso peor del mismo y, en consecuencia, requeriría de más almacenamiento en caso de necesitarlo.

2.3. Inflexibilidad de la reserva hidráulica

En el caso de referencia se ha considerado que las hidráulicas tienen que mantenerse en una banda como la descrita en el gráfico 4. Para esta sensibilidad, se reduce un 40 por 100 el margen superior de las reservas, como indica el gráfico 10.

Como se puede apreciar en el gráfico 10, el perfil de evolución de reservas resultado de ejecutar el caso de referencia excede el límite superior de esta nueva restricción de reserva, que inclu-

ye una fuerte disminución de la flexibilidad.

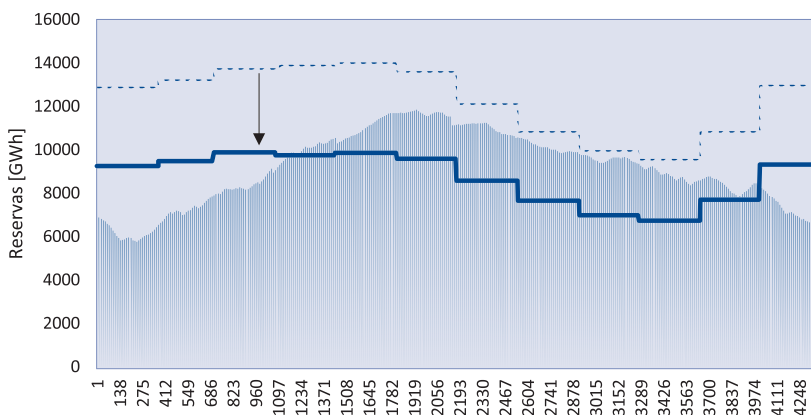
2.4. Sistema sin demanda gestionable

La demanda gestionable considerada en el caso de referencia se corresponde con los perfiles del gráfico 6. Esto supone que, si se suma de manera horaria los perfiles, se obtiene una máxima demanda gestionable de 3.243 MWh. La retirada de esta demanda gestionable, con una hora de flexibilidad para los sectores comercial e industrial y seis horas para el residencial, se supone afectará a la inversión en las tecnologías de almacenamiento candidatas.

IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Esta sección presenta los principales resultados de las ejecuciones del modelo. Primero se presentan las inversiones en almacenamiento, posteriormente los resultados detallados de la operación del sistema.

GRÁFICO 10
MARGEN SUPERIOR DE RESERVA PARA SENSIBILIDAD RELATIVA A HIDRÁULICA INFLEXIBLE



Fuente: REE (2022a).

1. Resumen de resultados

En este apartado se presentan los resultados de todos los estudios conjuntamente, para explicarse en mayor detalle en siguientes apartados.

El cuadro n.º 4 presenta el resumen de las inversiones en tecnologías de almacenamiento en todos los casos de estudio.

El cuadro n.º 5 presenta el resumen de los parámetros más

característicos del sistema relacionados con la operación de tecnologías de almacenamiento: factor de potencia (FP), generación con ciclo combinado (CCGT), balance de almacenamiento y vertidos del sistema.

El balance de almacenamiento tiene en cuenta la diferencia debida al rendimiento entre carga y descarga de los almacenamientos del sistema, los cuales incluyen bombes puros y bate-

rías. En el caso de los bombes mixtos, solo se tiene en cuenta la carga para el cálculo de este parámetro, ya que la generación de estas centrales puede estar asociada al embalse superior o al inferior por sus aportaciones previas al embalse.

El cuadro n.º 6 describe los resultados económicos, como costes totales y marginales (esto es, la derivada de la función objetivo con respecto a un incremento de

CUADRO N.º 4

TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO EN LAS QUE EL MODELO DECIDE INVERTIR

Tecnología	REFERENCIA		ANTICICLÓN		EXPORTACIONES PNIEC		INFLEXIBILIDAD HIDRÁULICA		SIN DEMANDA GESTIONABLE	
	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes	Baterías	Bombes
Potencia [MW]	385	1.263	394	1.296	683	1.609	410	1.174	556	2.007
Capacidad [MWh]	769	32.826	787	30.730	1.366	35.934	820	31.193	1.111	46.769

CUADRO N.º 5

RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

	RESULTADOS OPERATIVOS				
	FP BATERÍA [P.U.]	FP BOMBEO [P.U.]	GENERACIÓN CCGT [GWh]	BALANCE ALMACENAMIENTO [GWh]	VERTIDOS [GWh]
Referencia	0,19	0,13	22.423	-4.696	29.633
Dunkelflaute	0,16	0,13	28.947	-5.292	24.686
Export PNIEC	0,10	0,15	24.269	-7.162	6.130
Inflex hidro	0,18	0,12	23.307	-4.340	32.022
No DSM	0,18	0,12	22.258	-4.637	29.347

CUADRO N.º 6

RESULTADOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS REPRESENTADOS

	RESULTADOS ECONÓMICOS (COSTES)					
	TOTALES (M€)	MARGINAL [€/MWh]	INVERSIÓN [M€]	GENERACIÓN [M€]	CARGA [M€]	EMISIONES [M€]
Referencia	3.758	68,77	74	2.089	18	1.577
Anticiclón	4.487	73,11	72	2.548	19	1.848
Export PNIEC	4.325	92,10	101	2.352	25	1.847
Inflex hidro	3.922	65,73	71	2.173	17	1.661
No DSM	3.783	68,92	116	2.078	19	1.570

CUADRO N.º 7

RESULTADOS ECONÓMICOS SOBRE CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

	TECNOLOGÍA	GENERACIÓN [M€]	CONSUMO [M€]	RESERVA [M€]	INVERSIÓN ANUAL [M€]	RENTABILIDAD [M€]	RENTABILIDAD [M€/GW]	RENTABILIDAD [€/MWh]
Referencia	Baterías	2,83	1,48	1,18	16,28	-13,74	-35,74	-21,38
	Bombes	25,60	5,23	0,65	53,07	-32,06	-25,38	-22,09
Anticiclón	Baterías	5,04	3,08	5,19	16,65	-9,50	-24,13	-16,75
	Bombes	38,78	15,30	3,21	51,64	-24,95	-19,25	-17,08
Export PNIEC	Baterías	18,73	12,21	19,21	28,90	-3,17	-4,63	-5,15
	Bombes	92,02	52,21	8,41	66,85	-18,63	-11,58	-8,71
Inflex hidro	Baterías	5,84	3,26	7,45	17,34	-7,31	-17,83	-11,58
	Bombes	40,64	13,52	3,54	49,70	-19,04	-16,22	-15,05
No DSM	Baterías	3,57	1,91	1,18	23,51	-20,66	-37,20	-23,22
	Bombes	34,36	7,96	0,57	88,40	-61,44	-30,62	-29,74

la demanda) de la energía de los casos de estudio modelados.

El cuadro n.º 7 incluye los resultados de beneficios y costes de las tecnologías de almacenamiento por participar en los mercados eléctricos diario y de provisión de reservas, así como el balance anual por su operación dentro del sistema eléctrico.

A continuación, se describen los resultados específicos de cada caso de estudio. El caso de referencia sirve para comparar una operación «normal» del sistema con los siguientes casos que representan eventualidades o características específicas que no están consideradas en el PNIEC.

2. Caso de referencia

2.1. Inversión

Puede observarse en el cuadro n.º 5 cómo el modelo invierte fundamentalmente en bombes en el sistema peninsular (1263 MW), aunque también instala una cierta cantidad de baterías

(385 MW). En ninguna de las dos tecnologías la capacidad total disponible para invertir (lo que se denomina «capacidad candidata» u objetivo, definida en el PNIEC) queda agotada para que el modelo se vea obligado a invertir en la otra (hay un máximo de inversión de 2,5 GW en baterías y de 12,7 GW en bombes).

En el caso de referencia es más atractivo invertir en bombes que en baterías porque el sistema necesita más horas de almacenamiento que el bombeo es capacidad de proporcionar. Sin embargo, hay horas del año en las que necesita una mayor potencia rápida de carga y descarga (reservas de operación, como se explica más adelante), por lo que también, para este uso, es óptimo instalar baterías.

Para contextualizar, el PNIEC supone unas inversiones de 3.500 MW en bombeo y 2.500 MW en baterías, superiores a las estimadas en este estudio. Esto puede deberse a los distintos supuestos de gestión de la demanda o del vehículo eléctrico, de operación hidráulica o al perfil de demanda.

2.2. Operación

En términos generales, se pueden encontrar valores porcentuales de generación por tecnología semejantes a los del PNIEC, teniendo en cuenta que la energía eólica es la última en verter su producción, dado que es la que menor coste de operación asignado tiene en el caso de estudio.

Además, la biomasa y cogeneración se han considerado tecnologías *must-run*, por lo que, al disminuir la demanda en el caso de referencia con respecto a la calibración del PNIEC, tienen un valor relativo sobre la generación mayor y provocan vertido renovable en otras tecnologías que no sean la eólica: solar, solar térmica e hidráulica. El balance de almacenamiento representa la diferencia de energía cargada y descargada de las tecnologías que ofrecen este tipo de servicio. Simplificando, es la energía perdida por el rendimiento (<100%) de las tecnologías de almacenamiento.

El valor del balance de almacenamiento del caso de referen-

CUADRO N.º 8

COMPARACIÓN DEL MIX DE GENERACIÓN EN PNIEC Y CASO DE REFERENCIA

	GENERACIÓN [GWh]	
	PNIEC	CASO REFERENCIA
Demanda	263.000 (+39.000 export)	267.516
Nuclear	22.034 (7,2%)	22.034 (7,7%)
CCGT	27.617 (9,0%)	22.423 (7,9%)
Fluyente		3.486
Regulable	32.376 (10,6%)	(10,1%) { 12.817
Bbo. Mixto		12.638
Eólica	109.464 (35,7%)	114.934 (40,3%)
Solar FV	65.180 (21,2%)	52.773 (18,5%)
Solar TH	4.629 (1,5%)	3.304 (1,2%)
Solar TH PNIEC	15.156 (4,9%)	9.990 (3,5%)
Biomasa	12.088 (3,9%)	12.088 (4,2%)
Cogeneración	18.399 (6,0%)	18.398 (6,5%)
Total	306.943	284.885
Renovables	226.355	222.030
Térmica + nuclear	49.651	44.457
Cogen y biomasa	30.487	30.486

cia es de -4.696 GWh, cifra muy similar a la del PNIEC (-4.964 GWh). Existen dos diferencias principales entre el caso de referencia estudiado y el PNIEC: la consideración de la gestión de la demanda y del vehículo eléctrico como recursos de flexibilidad. La primera proporciona una capacidad de gestión del 4 por 100 sobre la demanda total del sistema, y reduce la inversión en flexibilidad. La segunda no supone grandes diferencias, ya que, en este caso, el vehículo eléctrico se limita a cargar energía eléctrica para su consumo propio en las horas con menores costes.

Respecto a los vertidos, al estar el modelo ejecutándose como una simplificación de la red actual y considerarse una «isla energética» (sin intercambios eléctricos con Portugal o Francia, explicado en el apartado 2), los vertidos tienen una cifra

más de dos veces mayor que el PNIEC (29.633 GWh del caso de referencia por 13.776 GWh del PNIEC). Cuando se traten las sensibilidades (apartado 5) se podrá ver el efecto del balance exportación-importación sobre el sistema.

Debido a la menor generación con ciclo combinado (ver cuadro n.º 8) y a que en el PNIEC se tienen que satisfacer 39 TWh de exportaciones, las emisiones son menores en el caso de referencia que en el PNIEC: 15,77 por 20,6 MtCO₂.

2.3. Resultados económicos

En el apartado económico, los costes del sistema se ven afectados por el aumento del precio del CO₂ en el caso de referencia con respecto al PNIEC (34,7 por 100 €/tCO₂ del PNIEC) y de una inversión mucho mayor en este

último: 3.500 MW de bombeo y 2.500 MW de baterías, con su correspondiente aumento de los costes de inversión.

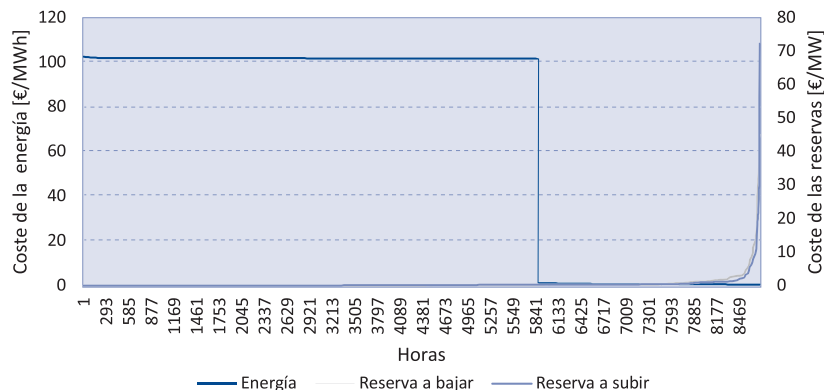
Respecto al coste marginal de la energía, en el gráfico 11 puede observarse cómo, bajo las condiciones simuladas, el coste marginal del sistema lo fijarían los ciclos combinados (o la hidráulica ofertando a coste de ciclo) en unas 5.800 horas, mientras que, en las 3.000 horas restantes, el coste marginal del sistema sería casi nulo, al venir determinado por los vertidos renovables.

El precio promedio del sistema eléctrico español es de 68,77 €/MWh y el precio medio ponderado (por la demanda horaria) es de 68,51 €/MWh.

Por otro lado, el coste de las reservas promedio de las reservas a bajar es de 0,56 €/MW y de 0,48 €/MW para las reservas a subir. Hay 7.800 horas con reservas a bajar a un coste <1 €/MW y 8.000 horas con reservas a subir a un coste <1 €/MW. El valor máximo de la reserva a bajar es 45,16 €/MW y 72,40 €/MW para la reserva a subir.

En el cuadro n.º 7 puede observarse cómo las inversiones en almacenamiento ofrecen una rentabilidad negativa: los precios resultantes del mercado no son suficientes para remunerar el total de la inversión. En términos de potencia instalada, los bombeos ofrecen una mejor rentabilidad que las baterías, con una diferencia de alrededor de 10 M€/GW (-25,38 de los bombeos por 35,74 de las baterías), mientras que, en términos de energía, los valores de rentabilidad son muy similares (alrededor de -22€/MWh).

GRÁFICO 11
MONÓTONAS DE ENERGÍA Y RESERVAS



Fuente: Elaboración propia.

Estos valores negativos se deben a que la inversión en almacenamiento se determina para condiciones pésimas del sistema eléctrico, cuando no hay capacidad hidráulica para almacenar energía y las tecnologías de almacenamiento sustituyen a la anterior, mientras que la remuneración de estas se calcula con un escenario de producible hidráulico medio, donde tal necesidad no es tan acuciante. Esto hace que, al dimensionar el sistema para evitar cortes de suministro en circunstancias desfavorables, en años con condiciones meteorológicas más favorables, sobre todo en cuanto a aportaciones hidráulicas se refiere, los almacenamientos no recuperen costes y se tengan que remunerar a través de mecanismos que valoren su contribución a la firmeza del sistema o su contribución a proveer otros servicios para mantener la seguridad de suministro.

La recuperación de costes de las baterías está dominada por los ingresos del mercado diario, con un 71 por 100 sobre el total de estos, así como los bombeos, con un 98 por 100 de su recau-

dación por esta vía. En el análisis de las sensibilidades, en el siguiente apartado, se explorarán las diferencias en las rentabilidades de los almacenamientos y las razones para ello.

Finalmente, es relevante apuntar que la restricción de mínima potencia síncrona del sistema (ver apartado 1.2.) es vinculante en algunas de las horas para el sistema. Esto quiere decir que el acoplamiento a red de un mínimo de grupos térmicos para 2030 restringe la operación a mínimo coste del sistema, dado que, como se ha visto en el apartado 2.3, en un número importante de horas las renovables pueden satisfacer la demanda al completo.

3. Anticiclón

En cuanto a la inversión en tecnologías de almacenamiento, no existen grandes diferencias en este escenario con respecto al de referencia (+9 MW de baterías y +33 MW de bombeo), si bien es cierto que los bombeos en los que se invierte tienen una menor capacidad de almacenamien-

to (-2.100 MWh, un 6 por 100 menor).

La falta de energía eólica que se produce durante dos semanas consecutivas en este escenario hace que suba un 27 por 100 la generación con ciclo combinado en el total del año (6.500 GWh), lo cual justifica que haya menor capacidad de almacenamiento de bombeo, ya que estos no son capaces de cubrir las necesidades de flexibilidad para estas dos semanas. Esta reducción de la generación eólica, acompañada de una capacidad de almacenamiento similar al caso de referencia, hace que disminuyan los vertidos en 5.000 GWh, un 17 por 100 con respecto al caso de referencia.

En términos económicos, los costes del sistema son un 19 por 100 mayores que en el caso de referencia. Aquí se puede apreciar la importancia de sustituir la generación con energía eólica por ciclo combinado, que aumenta los costes tanto por el coste del combustible como por el de las emisiones.

Fijándonos en la recuperación de costes de los almacenamientos, las baterías aumentan su rentabilidad tanto por potencia instalada como por energía entregada. Esto se debe a que, pese a que su factor de potencia disminuye (pasa de 0,19 del caso de referencia a 0,16), se aprovechan de los mayores precios provocados por la generación con ciclo combinado y de los costes mayores del mercado de reservas (de un 29 por 100 a un 51 por 100 de sus ingresos), cuyo coste promedio anual pasa a ser de 2,72 €/MW a bajar (cinco veces mayor que en el caso de referencia) y de 1,54 €/MW a subir (tres veces mayor que el caso de

referencia). Los bombeos se ven afectados también por esta subida de los costes en el mercado diario y de reservas (aunque su mayor fuente de ingresos sigue siendo el mercado diario, con un 92 por 100 de los mismos). Manteniendo su factor de potencia, consiguen reducir su déficit en 6 M€/GW en potencia y en 5 €/MWh en energía. La reducción del déficit en términos de energía es similar en baterías, pero pasa a ser de 11,5 M€/GW en potencia.

4. Exportaciones PNIEC

Las inversiones aumentan significativamente tanto en baterías (398 MW, un 77 por 100) como en bombeo (346 MW, un 27 por 100) en este caso de estudio con respecto al de referencia. La principal razón es la necesidad de exportar 39 TWh a Portugal y Francia durante todo el año.

La generación con ciclo combinado sube levemente (1.800 MWh con respecto al caso de referencia, un 8 por 100) para cubrir las necesidades de exportación a Portugal, ya que se han considerado mercados acoplados. En términos operativos, sucede también lo esperable respecto a los vertidos, se reducen en 23,5 GWh, un 79 por 100. Esto se debe, principalmente, a la posibilidad de exportación a los países vecinos, pero también al aumento de la capacidad de almacenamiento con respecto al caso de referencia. Cabe destacar que el factor de potencia de los bombeos aumenta un 2 por 100 en total respecto al caso de referencia (de 0,13 a 0,15) y el de las baterías se reduce un 9 por 100, casi la mitad (de 0,19 a 0,10).

Los costes del sistema aumentan un 15 por 100 respecto al

caso de referencia, debido tanto a la inversión mayor como a la generación con ciclo combinado. La principal diferencia reside en el marginal de la energía, que pasa de 68,77 €/MWh en el caso de referencia, a 92,10 €/MWh en este caso de estudio. Esto se debe principalmente a que, pese a que la generación con ciclo combinado solo aumenta un 8 por 100, este pequeño porcentaje sirve para convertir a la tecnología en marginal en las ocasiones en las que no se produce vertido renovable y los requerimientos de exportación con Portugal (considerado mercado acoplado y, por tanto, con mismo coste marginal) no están cubiertos. Así, de las 5.800 horas que marcaba el coste de la energía en el caso de referencia, se pasa a tener 7.900 horas en las que marca el coste de la energía.

En cuanto a la recuperación de costes de los almacenamientos, estos reportan unos déficits mucho menores que los del caso de referencia y esto está directamente ligado con el aumento del coste marginal de la energía en casi 25 €/MWh. Además, el coste medio de la reserva a bajar pasa a ser de 5,98 €/MW y de 3,17 €/MW para la reserva a subir. Esta última característica del sistema es crítica para las baterías, cuyos ingresos provienen en un 51 por 100 del mercado de provisión de reservas. Así pues, a pesar de haber funcionado casi a la mitad del factor de potencia del caso de referencia, son capaces de maximizar sus ingresos operando en las horas en las que el mercado de reservas llega a costes altos (con 450h por encima de 50 €/MW en la reserva a bajar y 225 horas por encima de 40 €/MW en la reserva a subir). Esto hace que las baterías lleguen a déficits de 4,6 M€/GW

en potencia y 5,2 €/MWh en energía. El caso de los bombeos es diferente al de las baterías, ya que se aprovechan de un mayor uso de estos para acomodar la mayor parte de energía renovable posible para que luego sea exportada, evitando vertidos de esta. El aumento del marginal de la energía provoca una reducción de su déficit hasta los 11,6 M€/GW en potencia y los 8,7 €/MWh en energía.

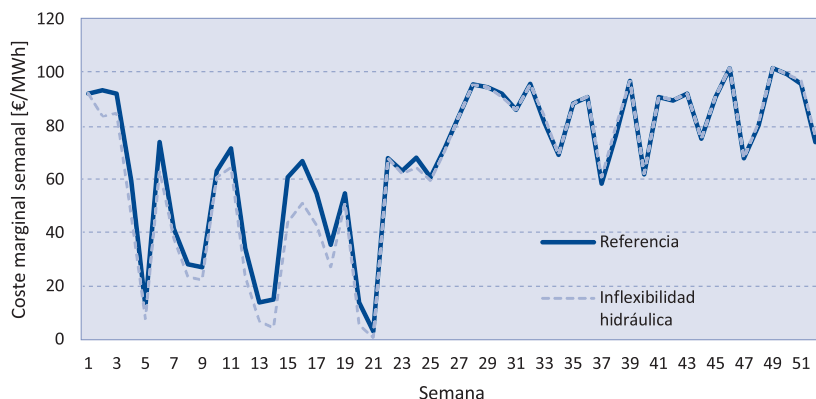
5. Inflexibilidad de la reserva hidráulica

Esta alteración de la reserva hidráulica provoca que se inviertan 25 MW de baterías y 79 MW menos de bombeo en el sistema. El cambio no es muy significativo ni en términos de potencia ni de capacidad de almacenamiento total.

Sí que se puede apreciar una pequeña subida de la generación con ciclo combinado de 900 MWh al año (4 por 100 más que el caso de referencia). Los vertidos aumentan 2.400 GWh debido tanto a que la capacidad instalada de nuevo almacenamiento apenas ha variado y lo ha hecho hacia abajo y a que se ha perdido flexibilidad de la reserva hidráulica, que ahora tiene que seguir un perfil menos óptimo en términos de costes, pero más aproximado a la media histórica.

En lo que respecta a los costes totales del sistema, estos aumentan un 4 por 100 con respecto al caso de referencia. El cambio no es muy significativo, aunque sí lo es el marginal promedio del sistema. Este se reduce en 3 €/MWh, pasando de 68,77 a 65,73 €/MWh. La razón detrás de este cambio se expone en el gráfico 12.

GRÁFICO 12
**COSTE MARGINAL PROMEDIO SEMANAL EN CASOS DE REFERENCIA
 Y DE INFLEXIBILIDAD HIDRÁULICA**



Fuente: Elaboración propia.

Al bajar el límite de la reserva hidráulica un 40 por 100 y mantener las mismas aportaciones que en el caso de referencia, surgen situaciones como en la segunda semana del año y, más significativamente desde el inicio de la primavera, a partir de la 12.ª semana del año (inicio de abril) en las que el aumento de las aportaciones provoca que el modelo decida producir o verter más, ya que los límites de reservas a partir de ese punto (y en las otras semanas más aisladas) y durante el resto del año serán alcanzados con facilidad dado el nivel de aportaciones. Esto provoca una disminución de los costes marginales en las semanas indicadas, hasta que este límite de reservas deja de ser una restricción activa.

Las baterías en este caso tienen unos ingresos por reservas del 56 por 100 del total. Esto se debe a que el coste promedio de las mismas es de 3,56 €/MW a bajar y 2,08 €/MW a subir, valores considerablemente más altos que los del caso de referencia, mientras que el marginal de la energía es ligeramente menor.

Así, es más rentable para las baterías ser utilizadas en mayor proporción en el mercado de reservas de operación, obteniendo valores de rentabilidad deficitarios, pero la mitad que en el caso de referencia en potencia (-35,74 M€/GW por -17,83 M€/GW) y en energía (-21,38 €/MWh por -11,58 €/MWh). Por otro lado, los bombeos, a pesar de disminuir ligeramente su factor de potencia, ven mejorado su déficit con respecto al caso de referencia: reducen el mismo en 9 M€/GW en potencia y en 7 €/MWh en energía. Además de una inversión menor, los ingresos por ciclado de los mismos suben un 50 por 100 (de 21,02 M€ a 30,66 M€), por lo que están siendo utilizados en horas con un mayor diferencial de costes entre carga y descarga, beneficiando también así al sistema eléctrico.

6. Sistema sin demanda gestionable

En este caso, se replica la situación del PNIEC actual, ya que en las simulaciones del mismo no

se considera demanda gestionable. De esta manera, se obtiene una inversión mucho mayor en tecnologías de almacenamiento que en el caso de referencia: 171 MW más de baterías (un 44 por 100 más) y 744 MW de bombeo (un 59 por 100 más). Además, aumenta la capacidad total de almacenamiento en 14 GWh, un 43 por 100 más que en el caso de referencia.

Tanto los vertidos como la generación con ciclo combinado apenas varían en este caso de estudio con respecto al de referencia. El factor de potencia de las tecnologías en las que el modelo invierte se reduce ligeramente (en un 1 por 100 sobre el total) tanto para baterías como para bombeos. Esto hace que la operación del sistema sea considerablemente similar al caso de referencia, en el que se cuenta con gestión de la demanda.

En cuanto a los costes del sistema, estos son 25 M€ mayores, lo cual no representa ni un 1 por 100 de diferencia con el caso de referencia. Esta diferencia se debe a los costes de inversión en las tecnologías de almacenamiento. El marginal de la energía es solo 0,15 €/MWh mayor que en el caso de referencia.

Donde más se puede apreciar la ausencia de demanda gestionable es en la recuperación de costes de las tecnologías en las que se ha invertido. El coste promedio de la reserva a bajar de 0,38 €/MW y el de la reserva a subir de 0,33 €/MW, valores menores incluso que los del caso de referencia. Esto empeora la rentabilidad de las baterías, que obtienen su mayor fuente de ingresos del mercado de reservas de operación en otros casos en

los que su rentabilidad es mayor que el de referencia. Así, en este caso de estudio solo el 25 por 100 de los ingresos proceden de aportar reservas de operación para las baterías. Los déficits de las mismas empeoran, aunque relativamente poco, con respecto al caso de referencia, como se puede ver en el cuadro n.º 7. Los bombeos sí que sufren un decremento mayor de su rentabilidad que las baterías debido a una mayor inversión en los mismos y menor uso.

V. CONCLUSIONES

El sistema eléctrico español para 2030 se espera que sea dominado por generación renovable no gestionable, principalmente eólica y solar. Esto requerirá grandes cantidades de almacenamiento (instalaciones adicionales de bombeo y baterías) para garantizar la seguridad de suministro incluso en las situaciones más desfavorables (años hidráulicos secos), en las que el sistema cuenta con menor flexibilidad.

Sin embargo, esta inversión que garantiza la seguridad será menos utilizada en un año hidráulico medio, por lo que las tecnologías de almacenamiento instaladas no recuperarán sus costes de inversión. Esto lleva a concluir que sería necesario, para poder lograr este volumen de inversión de una manera eficiente, establecer una remuneración adicional a los mercados existentes por ejemplo mediante un mercado de fiabilidad que permita recuperar los costes incurridos por la instalación de estas nuevas centrales.

La participación y los precios de un mercado de reservas de operación son críticos para de-

terminar la viabilidad económica de las inversiones en baterías. Un mercado de reservas de operación con precios altos durante relativamente pocas horas al año en el que participan baterías mejora su viabilidad de manera significativa con respecto a que no participan o los precios se mantengan muy bajos durante todo el año. Esto puede ocurrir en situaciones de menor disponibilidad de ciclos combinados o centrales hidroeléctricas que sean proveedores de reservas de operación. Las baterías son la opción preferida para el almacenamiento horario debido a su alta eficiencia. Esto las hace competidoras directas de mecanismos de gestión de la demanda.

Los precios del mercado mayorista marcan la viabilidad económica de las centrales de bombeo hidráulico. Un diferencial alto en ciclos diarios (12-36 h) mejora considerablemente la perspectiva de inversión en centrales de bombeo. Estas centrales se benefician de requerimientos altos de exportación, y maximizan sus beneficios evitando vertidos renovables. Son las más indicadas para el almacenamiento diario y semanal, debido a que, por su menor eficiencia, son menos competitivas que las baterías en una escala horaria. También compiten, aunque en mucho menor medida, con demanda gestionable de larga duración, como pudiera ser la residencial.

La pérdida de generación eólica significativa (>10 GW) en un contexto de un anticiclón durante más de una semana solo puede verse sustituida por generación con centrales de ciclo combinado, lo cual provoca un aumento muy significativo de los costes totales del sistema. Esto implica que las

necesidades de flexibilidad estacional solo puedan ser cubiertas por centrales de ciclo combinado o, en caso de estar disponibles, centrales hidroeléctricas si el agua es suficiente.

Como se ha comentado, este trabajo ha utilizado una perspectiva anual y determinista en lo relativo al modelado del sistema eléctrico español. Esto hace que los datos que alimentan al modelo utilizado tengan un alcance de un año y sean conocidos para el modelo en todo momento. Para próximas evaluaciones de las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico español, sería conveniente evaluar el sistema de manera semanal/mensual con una cierta estocasticidad en los parámetros meteorológicos (sobre todo aportaciones hidráulicas), en vez de utilizar un enfoque anual y determinista, ya que esto afecta de manera crítica a la flexibilidad del sistema que puede proporcionar la tecnología hidráulica, un parámetro esencial a la hora de evaluar el sistema eléctrico español. Este trabajo, por tanto, puede estar asumiendo una operación demasiado optimista desde el punto de vista de los costes.

Finalmente, a la vista de los resultados, se recomienda no imponer criterios de entrada/barrera para las tecnologías de almacenamiento. En este caso, se ha supuesto que se cumple el escenario del PNIEC a 2030, pero para poder proporcionar soluciones de mínimo coste/máximo beneficio para las tecnologías de almacenamiento, todas deben estar en competición. De esta manera se respeta el principio de neutralidad tecnológica por el que apuesta la UE en la transición hacia una economía neutra en emisiones de CO₂.

NOTAS

(*) Este estudio se ha realizado en el marco del proyecto *Evaluación de las necesidades de almacenamiento del sistema eléctrico español en un horizonte de alta penetración de energías renovables 2020-2050*, desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica para el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE) y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO).

(1) Este es el precio supuesto para 2030, que evidentemente es muy superior al actual. Suponemos que los precios se normalizarán a medio plazo.

BIBLIOGRAFÍA

- BILTON, M., AUNEDI, M., WOOLF, M. y STRBAC, G. (2014). *Report A10 Smart appliances for residential demand response*. UK Power Networks.
- BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO (BOE). (2020). *BOE.es - BOE-A-2020-4909 Resolución de 27 de abril de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto Central hidroeléctrica reversible Dehesa de Ganaderos. Almacenamiento y mejora energética en los regadíos de la Comunidad de Regantes de Dehesa de Ganaderos de Garrapinillos (Zaragoza)*. Recuperado de: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-4909
- DIETRICH, K., LATORRE, J. M., OLMOS, L. y RAMOS, A. (2012). Demand Response in an Isolated System With High Wind Integration. *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 27, n.º 1, pp. 20-29.
- ECONOMICS FOR ENERGY (s.a.). *Publicaciones*. Accedido el 1 de septiembre de 2022. Recuperado de: <https://eforenergy.org/publicaciones.php>
- EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA (Accedido el 5 de septiembre de 2022). *Naturgy apuesta por el bombeo con su central de 375 MW en Galicia*. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/naturgy-apuesta-por-el-bombeo-con-su-central-de-375-mw-en-galicia/>
- ENTSO-E (2020). *Ten-Year Network Development Plan 2020*. Retrieved from: <https://tyndp.entsoe.eu/>
- ENTSO-E (2021). *European Resource Adequacy Assessment 2021 Edition*. Retrieved from: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive Report.pdf
- ENTSO-E (2022). *European Projects TYNDP 2022*. Retrieved from: <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>
- EUA FUTURES | ICE. (s.a.) (Accedido el 13 de junio de 2022. Retrieved from: <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=6413606&span=1>
- EUROPEAN COMMISSION (2020). *Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe*.
- EUROPEAN COMMISSION (2022a). *Estrategia a largo plazo para 2050*. Accedido el 5 de septiembre de 2022. Recuperado de: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es
- EUROPEAN COMMISSION (2022b). *NUTS Maps - NUTS - Nomenclature of territorial units for statistics - Eurostat*. Accedido el 31 de mayo de 2022. Retrieved from: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts/nuts-maps>
- FREIRE, T., et al. (2022). Storage and demand response contribution to firm capacity: Analysis of the Spanish electricity system. *Energy Reports*, 8, pp. 10546-10560.
- GOBIERNO DE ESPAÑA (2020). *Plan Nacional de Energía y Clima (España)*. Recuperado de: <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>
- HUCLIN, S., et al. (2022). Exploring the roles of storage technologies in the Spanish electricity system with high share of renewable energy. *Energy Reports*, 8, pp. 4041-4057.
- INDUSTRE (2018). *Project results*. Retrieved from: <http://www.industre.eu/downloads/category/project-results>
- LI, B., BASU, S., WATSON, S. J. y RUSSCHENBERG, H. W. J. (2020). Mesoscale modeling of a 'Dunkelflaute' event. *Wind Energy*, 24(1), pp. 5-23.
- LI, B., BASU, S., WATSON, S. J. y RUSSCHENBERG, H. W. J. (2021). A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas. *Energies*, 14(20).
- LINARES, P. y REY, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? *Energy Policy*, 61, pp. 751-760.
- MITECO (s.a.). *Dashboard Boletín Hidrológico*. Accedido el 31 de mayo de 2022. Recuperado de: <https://miteco.maps.arcgis.com/apps/dashboards/912dfee767264e3884f7aea8eb1e0673>
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, NREL (2020). *Electricity Annual Technology Baseline*.
- OMIE (2021). *Informe anual 2021 ES*. Recuperado de: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>
- RAMOS, A., ÁLVAREZ, E. F. y LUMBRERAS, S. (2022). OpenTEPES: Open-source Transmission and Generation Expansion Planning. *SoftwareX*, 18, p. 101070.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2017). *Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447*.
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022a). *Serie estadísticas nacionales*. (Accedido el 31 de mayo de 2022. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022b). *eSIOS*. Accedido el 17 de junio de 2022. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022c). <i>ESIOS electricidad · datos · transparencia</i>. Accedido el 6 de junio de 2022. Recuperado de: https://www.esios.ree.es/es?locale=es RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, REE (2022d). <i>REData - Potencia instalada</i>	<i>Red Eléctrica de España</i>. Accedido el 25 de mayo de 2022. Recuperado de: https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada RUIZ, F. M., et al. (2021). <i>Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de</i>	<i>carga del vehículo eléctrico en España</i>. pp. 1–98. Recuperado de: https://ecodes.org/images/que-hacemos/01.Cambio_Climatico/Incidencia_politicas/Movilidad/2021_02_Estudio_sobre_el_.pdf
--	--	--

Resumen

La red eléctrica es un elemento central para facilitar la transición energética, lo que requiere avanzar en la digitalización de las redes de distribución. No obstante, esta transformación no está exenta de desafíos. En primer lugar, será necesario desarrollar e implantar nuevas tecnologías, así como realizar un importante esfuerzo inversor. Asimismo, las redes de distribución están experimentando cambios profundos debido a la creciente conexión de recursos energéticos distribuidos. Todo ello requiere adaptar la regulación para fomentar la innovación, adaptar la formación a las nuevas necesidades de la industria, la transformación de las redes de distribución y el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

Palabras clave: digitalización, redes eléctricas inteligentes, innovación, redes de distribución, modelos de negocio.

Abstract

The power grid is bound to play a central role as enabler of the energy transition. This requires enhancing the digitalization of the distribution system. However, this transformation is not without its challenges. Firstly, new technologies need to be developed and implemented, requiring a significant investment effort. Moreover, distribution networks are undergoing profound changes due to the growing connection of distributed energy resources. All this requires adapting the current regulation in order to promote innovation, adapting training programs to the industry needs, transforming distribution networks and developing new business models.

Keywords: digitalization, smart grids, innovation, power distribution networks, business models.

JEL classification: D42, L43, L94.

EL FUTURO DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Miguel Ángel SÁNCHEZ FORNIÉ

Javier MATANZA

Rafael COSSENT

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. LA NECESIDAD DE LAS REDES ELÉCTRICAS

1. Las redes eléctricas en la transición energética

NO hace mucho tiempo, se hacían previsiones acerca del «creciente número de usuarios residenciales y comerciales que considerarían ventajosa económicamente su desconexión de la red tradicional (y de su compañía eléctrica) cubriendo sus necesidades mediante el conjunto de energía solar fotovoltaica y baterías» (Rocky Mountain Institute, 2015). Si bien aquellas previsiones han ido disminuyendo en intensidad y contenido, todavía hoy en día hay quien cuestiona la necesidad de las redes eléctricas para disponer de electricidad.

La física nos confirma la necesidad de líneas eléctricas para transmitir dicha forma de energía desde donde se produce hasta donde se consume. Y su característica inherente, de que todo ello se hace en tiempo real, nos afirma que la línea y, por extensión, la red es necesaria para confrontar necesariamente la producción y el consumo en el conjunto de un sistema eléctrico. Es bien cierto que cuando la localización de la producción coincide con la del consumo, no existe más que la necesidad de establecer una microrred y que el almacenamiento ofrece una forma de obviar el tiempo real

excepto cuando cargue o descargue, períodos en los que se cumple lo anterior.

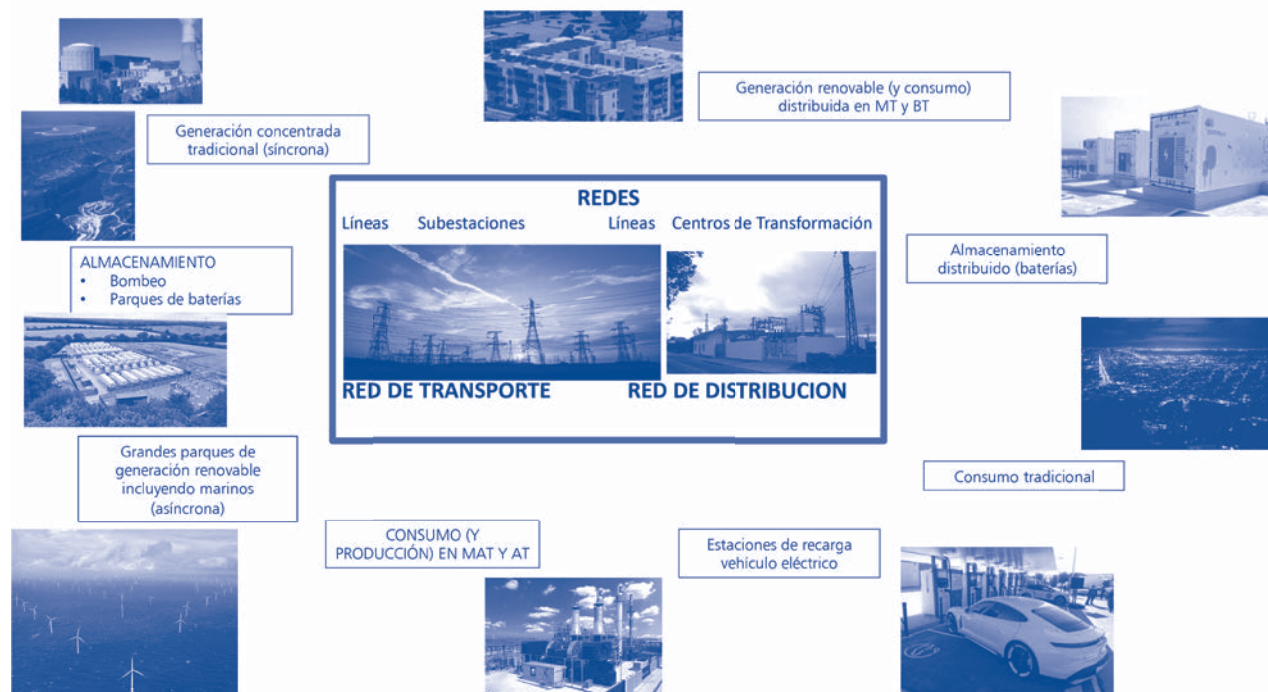
Desde sus orígenes, el desarrollo de los sistemas eléctricos, ya sean de generación como de transporte y distribución, ha venido marcado por los criterios de eficiencia, muy unidos al de economía de escala, que justificaron el establecimiento de grandes centrales de generación, concentrando la producción, y las redes eléctricas que venían prestando un servicio considerado esencial y con objetivo universal a lo largo del pasado siglo.

Aun cuando, desafortunadamente, haya todavía cientos de millones de personas en nuestro planeta sin acceso a redes, se puede afirmar que el sistema eléctrico, a nivel mundial, constituye una de las máquinas más eficaces que ha establecido el hombre para su desarrollo y bienestar. Y esa máquina es perfectamente útil aun cuando debamos transformarla y adaptarla a las necesidades actuales.

El extraordinario reto que supone la transición energética como respuesta obligada al cambio climático, en la que la electrificación juega un papel esencial, ilumina el protagonismo que las redes eléctricas deben ejercer.

La generación centralizada y el consumo inelástico se van re-

GRÁFICO 1
SISTEMA ELÉCTRICO DEL FUTURO



Fuente: Elaboración propia.

emplazando gradualmente por el uso de recursos energéticos distribuidos que permite el empleo masivo de generación de origen renovable, distribuida por su naturaleza; la flexibilidad y mejora en la eficiencia del consumo y la necesaria sustitución de los combustibles fósiles en el transporte.

El desarrollo tecnológico ha sido enorme y, por un lado, está haciendo posible ese uso de recursos energéticos distribuidos y, por otro, no menos importante, se está permitiendo el acceso, ahora sí, universal a la electricidad al hacer innecesaria la extensión de las redes convencionales, basando con instalar microrredes.

La seguridad en el suministro y las condiciones de su calidad deben ser, asimismo, características para tener muy en cuenta en la selección

de alternativas. No es secundario el prever los efectos de fenómenos meteorológicos adversos, cuyo número crece, y tampoco se deben olvidar los parámetros necesarios de calidad como potencia necesaria y estabilidad de tensión en los diversos suministros.

Con la dificultad que tiene reunir en un esquema el futuro de los recursos distribuidos, el gráfico 1 resume sus interconexiones con las redes, distinguiendo las de transporte y las de distribución. Recordemos que, al menos convencionalmente, la función de la red de transporte es transmitir energía eléctrica a muy alta tensión desde las grandes centrales eléctricas, típicamente ubicadas lejos de los núcleos de población, hasta las cercanías de las grandes demandas. En cambio, la red de distribución

se utiliza para llevar esa energía desde las subestaciones de transporte hasta todos y cada uno de los puntos de suministro en alta, media y baja tensión. Haciendo un símil sencillo con la red de carreteras, la red de transporte comprendería las principales autopistas y autovías, mientras que la red de distribución podría asemejarse al conjunto de las carreteras nacionales, locales y vías urbanas.

Esta distinción resulta fundamental a la hora de asumir el reto de la transición energética ya que en ambos casos deben adoptarse diferentes soluciones y con diferente volumen de actuación. Baste recordar que, en 2020, para el caso español, se alcanzaron 44.553 km de redes en el transporte y 786.480 km en distribución (Fundación Naturgy,

2020), siendo subterráneas casi un 60 por 100 de ellas.

2. Necesidad de adaptación de las redes eléctricas

La transición energética es un proceso global que juega un papel esencial en la necesaria conservación de la vida de nuestro planeta. Una vez confirmados los efectos del uso de los combustibles fósiles en las diferentes formas de energía, se debe acelerar su sustitución por fuentes de energía renovables empleando la electricidad como el elemento clave tanto por su capacidad para usarlas directamente en su generación como para sustituirla en el uso de combustibles fósiles en diversas necesidades como el transporte.

En ese proceso, que se agrupa en el concepto más amplio de electrificación, la incorporación de plantas de generación renovable, así como la progresiva electrificación del consumo de energía, ambas con una localización intrínsecamente dispersa, ilumina el papel de las redes como elemento esencial en esa electrificación y en el conjunto de la transición.

Además, el carácter intermitente de la generación renovable y el cambio dirigido a un consumo mucho más activo van a exigir a las redes unas funciones nuevas a las que tradicionalmente se les pedía. En suma, se está necesitando que las redes sean «inteligentes» para facilitar, favorecer y acelerar la transición energética.

En este momento cabe preguntarse si las redes están ya preparadas para afrontar ese reto. La respuesta sencilla es que no. Por un lado, por la necesaria extensión de las redes

de transporte para conectar los grandes parques de renovables, muy particularmente los eólicos *off shore* en un futuro (Hitachi Energy, 2020) y de las redes de distribución para, normalmente mediante pequeñas extensiones de red, conectar los numerosos recursos distribuidos previstos (millones en el caso europeo). Por otro lado, porque las redes no son suficientemente «inteligentes» como para integrar los recursos energéticos distribuidos de manera que se puedan obtener sus ventajas en el dominio del tiempo real del sistema.

Hablar de inteligencia en redes, como en muchos otros objetos, es un ejercicio cuando menos aventurado para quien está acostumbrado a enlazarlo con el ser humano. Admitámoslo por la convención de un concepto aceptado en general y sobre todo con la perspectiva de que el uso de las tecnologías digitales, principalmente telecomunicaciones y procesamiento de la información, las puede dotar de un cierto grado de inteligencia. Es lo que resume el término «digitalización de redes» (Chaves *et al.*, 2021).

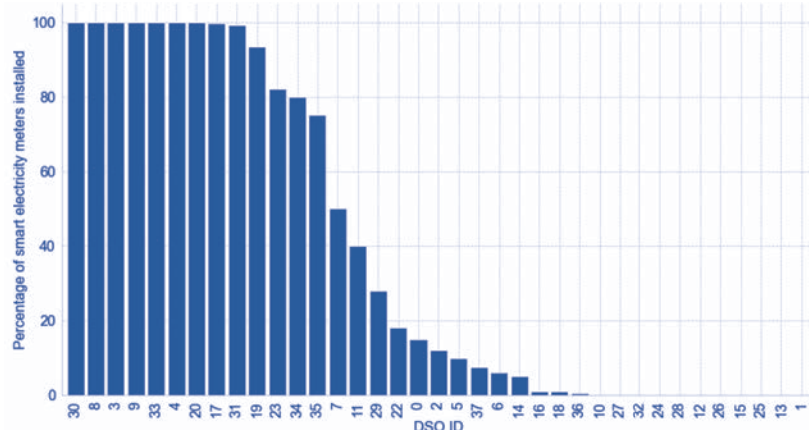
Por ello, y volviendo a la pregunta de la preparación de nuestras redes, se entenderá la respuesta negativa en parte, porque no son suficientemente inteligentes o, lo que es lo mismo, no están suficientemente digitalizadas. Una afirmación tan resumida debe, obviamente, matizarse al establecer la necesaria distinción entre los tipos de redes y su ámbito. Incluso entre regiones y países hay grandes diferencias. Piénsese tan solo que España finalizó su instalación de contadores inteligentes en 2018, cuando Alemania no dispone de ellos (de forma universal) en la actualidad.

La buena noticia es que, salvo en las extensiones necesarias citadas más arriba, sí se dispone de la base fundamental, lo que podríamos resumir como «cobre y hierro» y que refleja bien la carencia de digitalización en unas redes que se desarrollaron en tiempos cuando el objetivo era llevar la electricidad a cuantos más mejor, sin disponer en aquel momento de tecnologías digitales (tan solo dotándolas de protecciones y controles imprescindibles).

En la actualidad, podría admitirse como regla general que cuanto más alta sea la tensión en la red, mayor grado de digitalización tiene. Y como toda regla tiene su excepción, las redes de baja tensión muy poco digitalizadas en general, ya han empezado con los contadores inteligentes. En el informe elaborado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas para la Fundación Naturgy (Chaves *et al.*, 2021) se proponen unos indicadores para medir objetivamente el grado de digitalización de las redes de distribución. En comparación, y confirmando la regla anterior, las redes de transporte cuentan ya con un alto grado de digitalización. Detallando algo más, el citado informe propone los siguientes tipos o grupos de indicadores:

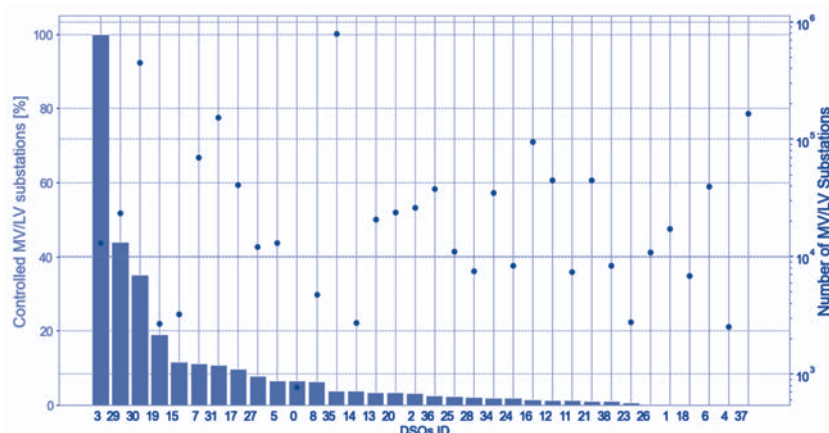
- *Sensores y actuadores*, que representan el grado de despliegue de nuevos dispositivos digitales.
- *Conectividad*, que representa el grado de comunicación con los centros de control de red.
- *Tratamiento de datos*, procesándolos para obtener funciones específicas.

GRÁFICO 2
CONTADORES INTELIGENTES INSTALADOS POR CADA DSO
 (Porcentaje del total de puntos de medida por DSO)



Fuente: JRC (2021).

GRÁFICO 3
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (MT/BT) CONTROLADOS REMOTAMENTE POR DSO



Fuentes: JRC (2021).

— *De cultura digital*, que representan la preparación digital de los gestores de red en su planificación, operación y mantenimiento.

Mientras no se usen medidas objetivas a través de esos u otros indicadores (CEDEC *et al.*, 2021), las comparaciones del grado de digitalización entre países e in-

cluso entre compañías proporcionan una utilidad muy dudosa (Singapore Power Group, 2021). En este sentido, merece la pena recordar que el artículo 59.1 de la Directiva 2019/944 invita a los reguladores a desarrollar indicadores para medir el progreso en la digitalización de las redes y publicar un informe cada dos años. Más recientemente, la

Comisión Europea, en su comunicación titulada *Digital Action Plan for Energy*, indica que dará apoyo a ACER y a los reguladores nacionales con el fin de que estos indicadores comiencen a evaluarse ya en 2023 (European Commission, 2022).

De momento y en tanto no se vaya adoptando dicha directiva, resulta de utilidad acudir al Joint Research Center (JRC) de la Unión Europea que publica, periódicamente, un observatorio de las grandes empresas de distribución (*Distribution System Operator, DSO*) en el que, mediante comparativa de equipos o funciones instaladas se pueden extraer conclusiones válidas. En el informe del año 2020 se incluyen las correspondientes a la medida inteligente, subestaciones (primarias y centros de transformación) con control remoto.

Como se puede ver en el gráfico 2, en una muestra de 37 DSO europeos, solo nueve se aproximan al 100 por 100 de contadores inteligentes instalados, 14 no disponen todavía y el resto presenta una gran dispersión.

El caso de los centros de transformación se representa en el gráfico 3 donde aparece una evidente falta de digitalización en ese nivel de la red y hace suponer que en las redes de baja tensión la situación es de mayor escasez.

3. El esfuerzo de adaptación

Quizá el parámetro que más nos ayude a concretar el esfuerzo por hacer en digitalización de redes sea su inversión estimada. El estudio elaborado por Deloitte para EDSO y EURELECTRIC (2021) reúne las inversiones previstas en redes de distribución en los 27 países de la UE y el Reino Unido,

en el período entre 2020 y 2030, necesarias para atender adecuadamente la transición energética. En total, una inversión entre 375 y 425 millardos de euros de los que, aproximadamente un 40 por 100 (entre 145 y 170 millardos de euros) corresponden a la necesaria modernización, automatización, supervisión y medida, conceptos que bien podemos encajar en la digitalización, admitiendo que la modernización es imprescindible para poder digitalizar. Como se observa en el gráfico 4 las diferencias entre países son notables, teniendo en cuenta sus peculiaridades y, en definitiva, el punto de partida para la necesaria digitalización. En España nos encontramos ante un esfuerzo relativamente inferior teniendo en cuenta el desarrollo completo de la medida inteligente (primera generación) como ya se avanzó.

En el documento ya citado en el apartado anterior, recientemente publicado por la CE, en forma de comunicación y

titulado «Digitalising the Energy System-EU Action Plan», se detallan las acciones propuestas para acelerar la digitalización del sistema energético en Europa y en el que se enfocan las principales áreas de actuación y el esfuerzo a realizar, proponiendo medidas concretas de actuación muchas de ellas a corto plazo para el año 2023

II. LA OPERACIÓN FUTURA EN LAS REDES INTELIGENTES

1. Los operadores de redes

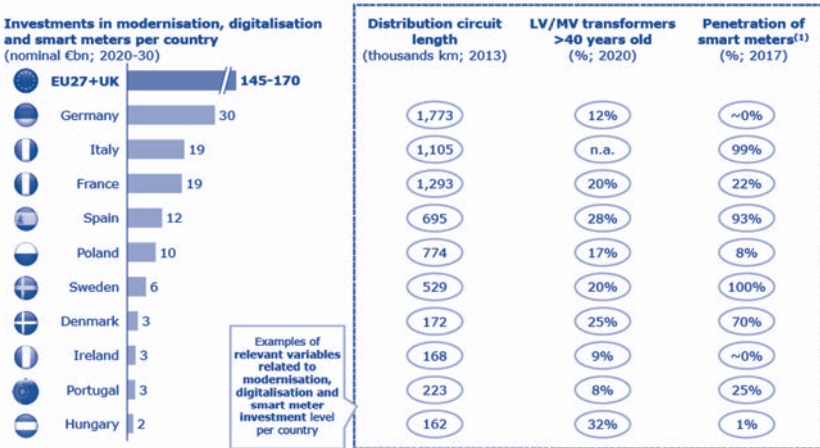
El término empleado para operación se refiere al más amplio de gestión en el sentido que se le quiere dar cuando nos referimos a los operadores de redes, responsables de todas las actividades que conllevan su planificación, diseño, adquisición, instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento. Más en concreto, si nos referimos a los operadores de redes de dis-

tribución, y en coherencia con lo anterior, copiamos la definición de la ley del sector eléctrico en su artículo 6: «los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40».

La transición energética supone una transformación fundamental en las redes eléctricas, entendiéndolas como aquellas que se desarrollaron con el modelo original (producción centralizada y consumo inelástico universal) que derivaron a situarlas dentro del concepto de monopolio natural. Ya hemos visto y lo detallaremos en la siguiente sección que, a través de la digitalización, las redes serán inteligentes y permitirán el concurso en el sistema y mercado eléctrico de nuevos agentes con nuevas funciones, porque no se trata solo de acceder a las redes físicamente en los puntos de conexión, o de acceder a los datos necesarios del sistema para que un agente pueda ejercer su función, sino de hacer también posible el mercado de electricidad en competencia y por supuesto asegurando la estabilidad y calidad de servicio en condiciones aceptables, para no perder en dicho servicio la categoría de esencial en la totalidad de los sectores económicos.

Como la eficiencia impone ese carácter de «red única», la regulación debe acompañar necesariamente en la transición y si tuviéramos que seleccionar dos de sus características como fun-

GRÁFICO 4
LISTADO DE LAS INVERSIONES DE MODERNIZACIÓN Y DIGITALIZACIÓN POR PAÍSES



(1) Countries are expecting that smart meters will reach +80% of EU end-consumers by 2030
Source: CEER; Eurelectric; DSOs and national associations; Monitor Deloitte

Fuentes: CEER, Eurelectric, DSO y asociaciones nacionales, Monitor Deloitte.

damentales para facilitar dicho proceso, nos decidimos por:

Neutralidad. Las redes deben permitir y facilitar el mercado, ya sea de producción o de consumo en competencia, con la necesaria transparencia.

Orientada a la innovación. Como actividad imprescindible para la incorporación progresiva del desarrollo tecnológico, imparable y que proporciona de manera continua mejoras y ventajas.

La transformación será progresiva y llevará su tiempo de manera que las condiciones regulatorias y de mercados vayan adaptándose continuamente. Como se ha dicho, habrá múltiples agentes que deberán acometer inversiones y la regulación será clave para evitar que algunas de ellas permanezcan improductivas durante plazos no previstos como tales.

2. Cambios previstos

Un reciente informe, elaborado por el Oak Ridge National Laboratory para el Departamento de Energía de los EE. UU. (Xue *et al.*, 2022), detalla las tendencias de cambios en las redes eléctricas, motivados por la transición energética. Merece la pena enumerarlos seleccionando los más aplicables al caso europeo, teniendo siempre presente la diferente relevancia por razones de topología o instalación (un ejemplo concreto es la resistencia de las redes de distribución ante los fenómenos meteorológicos adversos):

— *Propiedades de la red*, al aumentar su grado de resistencia y protección a los ataques físicos y de ciberseguridad.

— *Convergencia de redes*, especialmente con las de gas y de telecomunicaciones (incluyendo los sistemas de computación en la nube), con edificios y con los sistemas de transporte.

— *Estructura de la red*, microrredes y conveniencia de revisar la tradicional separación entre el transporte y la distribución así como la escalabilidad de nuevas soluciones sobre todo en los niveles de media y baja tensión.

— *Diversificación en la generación*, por la penetración de renovables, almacenamiento y el uso de inversores que deben jugar un papel relevante para asegurar la estabilidad del sistema, hasta ahora basada en la inercia proporcionada por las máquinas síncronas (que generan y al final imponen la frecuencia de la corriente alterna de uso y que al ser normalmente grandes equipos en la generación, tradicionalmente centralizada, pueden usar esa enorme energía mecánica como factor de estabilidad), y por supuesto la convivencia de generación centralizada y distribuida.

— *Cambio en las cargas de los consumos*, por la demanda activa, por los cambios en su composición y por la demanda real que se oculta con los recursos distribuidos y que introduce volatilidad aparente en su planificación.

— *Control de la red con una dinámica más rápida*, especialmente en las redes de distribución donde los requisitos de observabilidad y latencia son cada vez más exigentes, evolu-

ción de la estructura de control hacia soluciones más descentralizadas y mayor complejidad para resolver de forma óptima los problemas que puedan surgir en un marco de aumento masivo de dispositivos a supervisar y controlar.

— *Adquisición de datos y telecomunicaciones*, con un aumento del volumen de datos procedentes no solo de los contadores inteligentes, sino también de los numerosos dispositivos que se irán instalando como los de supervisión avanzada en baja tensión, los elementos de medida de ángulo de fase (entre tensión y corriente) (*phase measurement unit, PMU*), con una mayor atención a la privacidad y confidencialidad de los datos, con la necesidad creciente de procesar metadatos, con la necesidad de establecer jerarquía por los requisitos de latencia de cada grupo de datos, con la recomendable sustitución del sistema de posicionamiento global (*GPS*, por sus siglas en inglés) al *PTP* (*precision time protocol*) en la sincronización de aplicaciones y con la aplicación de técnicas de *machine learning* e inteligencia artificial en la progresiva automatización, sin necesidad de concurso humano.

— *Planificación y operación*, con el empleo de métodos y herramientas más avanzadas de planificación para adaptar mejor la incertidumbre que introduce la generación renovable y con una mayor coordinación entre *TSO* (*transmission system operator*) y *DSO* para gestionar problemas de balance, y con la incorporación progresiva de nuevas funciones de las empresas

distribuidoras hacia el modelo de operación de su sistema y no solo de sus redes.

Además de las tendencias en los cambios anteriores que afectan, sin lugar a duda, a las diferentes características e incluso partes de las redes, el citado informe ha analizado las siguientes tendencias sistémicas que influyen e influirán en su conjunto:

- Enlace con múltiples dominios de interés, ya sean nuevas empresas y agentes, plataformas, etc., que introduce mayor complejidad.
- Dificultad en la predicción de los puntos de interconexión en la convergencia de redes (gas- eléctrica, edificios a red y transporte a red).
- Proliferación de opciones de red e inconsistencia en el desarrollo por parte de los municipios, comunidades energéticas locales, etc.
- Respuesta real y variabilidad de la demanda.
- Nuevas vulnerabilidades y protecciones necesarias ante el uso universal del concepto internet de las cosas (*internet of things IoT*).
- Inadecuada conectividad y procesamiento sistemático de datos, especialmente en el uso de los servicios prestados por operadores de telecomunicaciones.
- Complejidad del mercado como fuente de inestabilidad en la planificación y operación.

Como se puede resumir de lo anterior, la gestión de las redes eléctricas, que se irán haciendo

inteligentes de forma progresiva, afronta un enorme número de retos y complejidad que van a obligar a un cambio fundamental, diríase que cultural, en el agente responsable de dicha gestión. Todo ello ocurrirá, además, dentro de un continuo cambio en el mercado y por supuesto en el número de agentes involucrados cuyo número irá creciendo asimismo. Los principales tipos de nuevos agentes serán empresas que se orienten a la agregación de demanda y/o producción buscando la participación en los mercados de servicios auxiliares (*ancillary*) e incluso en posibles mercados de flexibilidad.

En cualquier caso, no hay duda de que los gestores de redes deben evolucionar a gestores de sistemas (*TSO* y *DSO*) con la prestación de aquellas nuevas funciones y servicios que les sean reconocidos por el regulador.

III. NUEVOS ACTORES Y MODELOS DE NEGOCIO

En las secciones anteriores se han abordado los principales motivos de los cambios que están experimentando las redes eléctricas, en especial las de distribución, y en la sección IV se resumirán las principales tecnologías digitales a desplegar. Esta sección se aleja de los aspectos tecnológicos

1. Nuevos elementos conectados a las redes de distribución

Como se ha indicado, tradicionalmente, la producción de la energía eléctrica tenía lugar en grandes centrales de generación ubicada lejos de la demanda y conectadas a la red de transporte en muy alta tensión. Los consu-

midores, en cambio, se conectaban mayoritariamente a una red de distribución, operada con bajos niveles de monitorización y automatización, y se comportaban de manera pasiva respecto de su consumo, especialmente los consumidores comerciales y residenciales.

Sin embargo, como consecuencia de la transición energética, este paradigma lineal y jerarquizado de producir y consumir la electricidad está cambiando rápidamente hacia otro más descentralizado. Naturalmente, esto implica cambios en los elementos conectados a las redes de distribución, así como su comportamiento respecto de la utilización de la red. A continuación, se describen algunos de estos nuevos dispositivos, denominados de manera genérica recursos energéticos distribuidos, particularizando su detalle para el caso español.

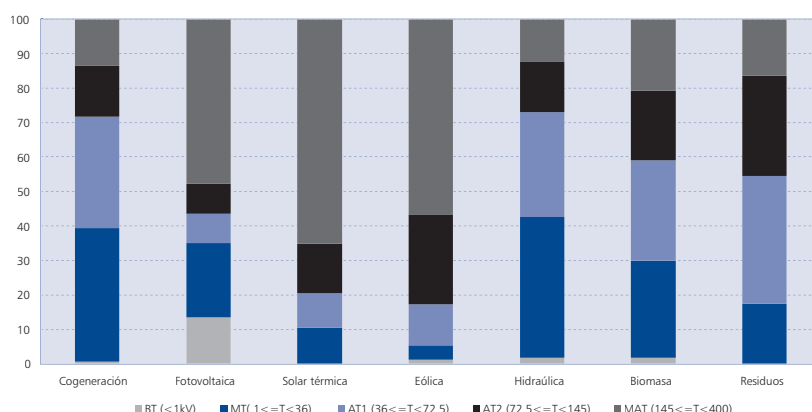
1.1. Generación distribuida y autoconsumo

El desarrollo de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables, como la solar o la eólica o destinadas a la producción conjunta de electricidad y calor (cogeneración), conllevaron la instalación de plantas de generación de menor tamaño. Estas instalaciones pueden ir desde unos pocos kilovatios hasta decenas de megavatios, y se conectaban normalmente a las redes de distribución. Esto es lo que se conoce como generación distribuida, que la Directiva UE 944/2019 sobre el mercado interior de la electricidad define como *las instalaciones generadoras conectadas a la red de distribución* (1).

Según esta definición, la generación distribuida compren-

GRÁFICO 5

PORCENTAJE DE LA POTENCIA INSTALADA POR NIVEL DE TENSIÓN PARA CADA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN RENOVABLE Y COGENERACIÓN



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNMC.

dería tanto la generación conectada a la red de manera directa como las que se conectan aguas abajo del contador de un consumidor (autoconsumo), siempre que este esté conectado a la red de distribución. Según datos de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC], 2022) y Redeia (Red Eléctrica [REE], 2021), aproximadamente el 26 por 100 de la potencia total instalada en España a finales de 2021 estaba conectada a niveles de tensión de distribución, siendo este reparto desigual según cada tecnología (ver gráfico 5). Este porcentaje bajaría hasta el 9 por 100, si únicamente se tuviera en cuenta la capacidad conectada a media (MT) y baja tensión (BT).

De acuerdo con la regulación actualmente en vigor en España, las instalaciones de generación destinadas al autoconsumo de energía eléctrica han de acogerse a alguna de las siguientes modalidades definidas en el Real Decreto 244/2019, según puedan inyectar energía a la red o no:

— *Autoconsumo sin excedentes*: aquellas que cuentan con un dispositivo antivertidos. Esto limita las dimensiones y rentabilidad de la instalación, pero exige de darse de alta como instalación de generación.

— *Autoconsumo con excedentes*: instalaciones que inyectan electricidad a la red, retribuida bajo una de las siguientes submodalidades:

- Acogido a compensación: limitado a instalaciones basadas en fuentes renovables con una potencia instalada no superior a 100 kW. La energía inyectada a la red se compensa al autoprodutor al precio del mercado, o a un precio acordado con la comercializadora, y se deducirá de la factura del consumo asociado.
- No acogido a compensación: bajo esta modalidad existen dos sujetos, generador y consumidor, y, por tanto, la energía exce-

dentaria se vendería en las mismas condiciones que cualquier otro generador.

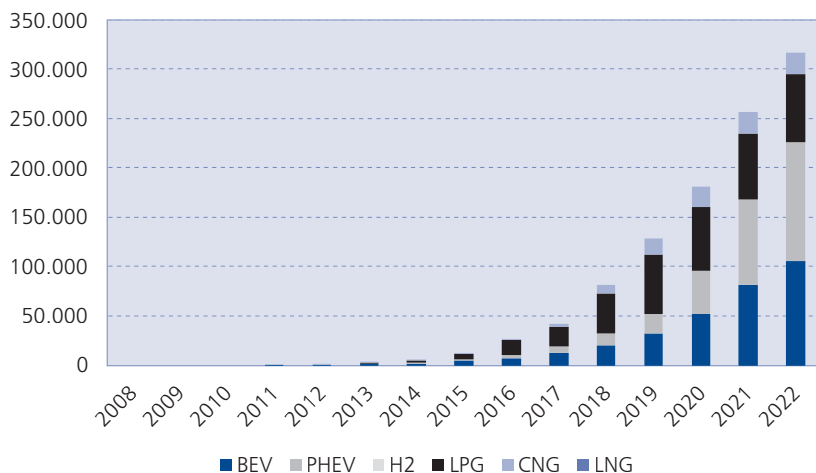
Por último, todas estas modalidades de autoconsumo podrán ejercitarse de modo individual o colectivo, según exista un único punto de suministro asociado a las instalaciones de generación o varios. En este último caso, la energía podrá transmitirse bien a través de una red interior, una línea directa, o a través de la red de distribución, siempre que los contadores de generación y consumos se encuentren a una distancia inferior a 500 m (distancia que podrá elevarse hasta los 1.000 m en caso de usar exclusivamente generación fotovoltaica en cubierta) o conectados a la red de baja tensión aguas abajo del mismo centro de transformación, o que la generación y consumos se encuentren en la misma referencia catastral.

1.2. Vehículos eléctricos

La descarbonización del transporte por carretera, especialmente en el transporte de viajeros y el ligero de mercancías, inevitablemente pasa por la electrificación directa. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2021) prevé que en el año 2030 hayan circulado en España cinco millones de vehículos eléctricos (sobre un total de 24 millones de vehículos actualmente [Dirección General de Tráfico –DGT–, 2021]), bien del tipo híbrido enchufable (PHEV) o eléctrico de batería puro (BEV). No obstante, pese a que las ventas de este tipo de vehículos han crecido de manera significativa en los últimos años, los vehículos eléctricos aún presentan una cuota de mercado muy pequeña en España,

GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO TOTAL DE VEHÍCULOS (M1 Y N1) BASADOS EN COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN ESPAÑA. INCLUYE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (BEV, PHEV), DE HIDRÓGENO, Y GASES (LPG, CNG, LNG)



Fuente: EAFO (European Commission, 2021).

con unas ventas acumuladas de en torno a las 170.000 unidades (ver gráfico 6).

La relevancia de este tipo de vehículos para la red de distribución radica en la necesidad de desplegar una infraestructura para la recarga de las baterías de los vehículos, que permita a los usuarios realizar los trayectos con normalidad. Las potencias (y velocidades de recarga) necesarias pueden variar muy significativamente según la ubicación y tipo de punto de recarga del que se trate. Por ejemplo, la recarga doméstica nocturna típicamente requerirá potencias de recarga mucho menores que la recarga realizada en electrolineras durante trayectos interurbanos.

La Orden ITC-BT-52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga

de vehículos eléctricos», 2014) recoge los siguientes modos de recarga:

— Modo 1: carga en corriente alterna con una potencia máxima de 3,7 kilovatios (kW) (monofásica) empleando un conector convencional.

Este modo, pese a ser aplicable a turismos, está especialmente indicado para recarga muy lenta (menor de 2,3 kW) de vehículos ligeros.

— Modo 2: carga en corriente alterna con una potencia máxima de 7 kW (monofásica). En este modo se ha de incluir una función de control mediante comunicación básica entre vehículo y la base. Este modo no requiere de un conector específico. El modo 2 se emplea normalmente para la recarga lenta doméstica de vehículos eléctricos pequeños o híbridos enchufables.

— Modo 3: carga en corriente alterna con una potencia de entre 3,7 kW-13,9 kW (monofásica) o entre 11 kW-43 kW (trifásica) empleando un conector específico y con comunicación entre vehículo y punto de recarga. Este modo es el más recomendable para la recarga de coches eléctricos puros o híbridos con baterías relativamente grandes. El modo 3 abarcaría desde la recarga lenta a la semirrápida en puntos de recarga ubicados en viviendas o aparcamientos residenciales, puntos de recarga en vía pública, o recarga rápida (43 kW) en puntos de acceso público.

— Modo 4: recarga rápida en corriente continua con una potencia de 50 kW o más, utilizando un conector específico. Este modo de recarga es el recomendado para la recarga rápida en emplazamientos de acceso público, particularmente los destinados al transporte interurbano.

Según datos del EAFO (Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos), España contaba a finales de 2021 con 10.048 puntos de recarga de acceso público, aunque con una distribución a lo largo del territorio muy desigual, con una alta concentración en torno a grandes ciudades, como Madrid o Barcelona. Estos números son claramente insuficientes para alcanzar una alta penetración de vehículos eléctricos compatible con los objetivos de descarbonización (Transport & Environment, 2021).

Para paliar esta situación, el artículo 15 de la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética estipula que las instalaciones de suministro de

combustibles y carburantes con ventas anuales superiores a los 10 millones de litros en 2019 deberán contar al menos con una infraestructura de recarga pública de potencia igual o superior a 150 kW en corriente continua. Adicionalmente, aquellas con ventas entre 5 y 10 millones de litros, así como aquellas de nueva creación o que acometan una reforma en su instalación que requiera una revisión del título administrativo, deberán instalar al menos un punto de recarga pública de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua.

1.3. Sistemas de almacenamiento distribuido

Si la generación distribuida refleja el proceso de descentralización del parque de generación o los vehículos eléctricos el necesario proceso de electrificación del transporte, esta sección aborda un nuevo tipo de usuario de la red de distribución que se comporta como un generador o un consumidor según el momento: el almacenamiento energético distribuido.

La Estrategia de Almacenamiento Energético elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021, estima que para alcanzar los objetivos climáticos se necesitará alcanzar 20 GW de capacidad de almacenamiento en 2030 y 30 GW en 2050, partiendo desde los aproximadamente 8,3 GW existentes a finales de 2020. Esta capacidad de almacenamiento actual corresponde principalmente a las instalaciones de bombeo y, en menor medida, el almacenamiento disponible en las centrales termoeléctricas. En el caso del almacenamiento distribuido, la tecnología dominante se espera que sean las baterías.

Este almacenamiento distribuido podrá ubicarse aguas abajo del contador de un consumidor existente, frecuentemente asociado a instalaciones de autoconsumo, aguas abajo de un contador de generación con objeto de hibridación, posibilidad habilitada por el Real Decreto Ley 23/2020, o directamente a la red con objeto de proporcionar servicios al sistema o al gestor de la red, como se discutirá más adelante. Actualmente, el despliegue de esta tecnología es prácticamente marginal, debido a la dificultad para justificar la inversión. Para lograr una presencia relevante del almacenamiento distribuido a futuro serán necesarios tanto reducciones en los costes de la tecnología como la implantación de un marco regulatorio favorable que permita maximizar la utilización de estas instalaciones (*revenue stacking*).

2. Nuevos actores y modelos de negocios

La aparición de nuevos elementos conectados a la red de distribución y los cambios en su gestión viene acompañada de nuevos actores y modelos de negocio para la gestión de recursos tanto de generación, demanda o almacenamiento, con objeto de ofrecer nuevos servicios tanto a los usuarios finales como a los gestores del sistema. A continuación, se describen varios de los principales nuevos actores (entidades que desempeñan un determinado rol en la integración de recursos distribuidos) que están surgiendo en torno a las redes de distribución.

2.1. Comunidades energéticas

Uno de los nuevos actores que está cobrando fuerza, es el

de las comunidades energéticas locales. Este es un concepto amplio que puede definirse como cualquier iniciativa orientada a que los consumidores actúen de manera activa y colectiva en la transición energética mediante acciones concretas a nivel local, involucrándose en una o varias de las siguientes actividades: generación eléctrica renovable, movilidad eléctrica, redes de frío/calor, eficiencia energética, o auditoría, formación y asesoramiento energético.

El paquete legislativo europeo conocido como «Energía limpia para todos los europeos» define legalmente dos figuras diferenciadas. Por un lado, la Directiva 2019/944 sobre el mercado interior de electricidad define las comunidades ciudadanas de energía y, por otro lado, la Directiva 2018/2001 relativa al fomento de energías renovables define las comunidades de energías renovables. Ambos tipos presentan muchas similitudes. Sin embargo, las actividades que podrían llevar a cabo las segundas estarían más restringidas. Por este motivo, estas típicamente se consideran un subtipo de comunidad ciudadana de energía.

La legislación española únicamente contempla la existencia de las comunidades de energías renovables, figura incorporada a la Ley 24/2013 mediante el Real Decreto Ley 23/2020. Sin embargo, aún se carece de un desarrollo normativo que regule aspectos como los derechos y obligaciones de las comunidades energéticas, constitución y registro, etc. No obstante, esto no impide que existan diversas entidades que se autodenominan comunidades energéticas, en su mayoría cooperativas orientadas

al autoconsumo colectivo. Es más, incluso se han organizado convocatorias de ayudas destinadas a estos actores, resultando las más recientes en subvenciones concedidas a 45 iniciativas ubicadas en 14 comunidades diferentes (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDEA], 2022).

La instalación de generación renovable para autoconsumo está presente en la totalidad de estas iniciativas, destacando además la presencia de soluciones de movilidad, principalmente infraestructura de recarga, en más de la mitad de ellas. En ausencia del desarrollo legislativo y normativo al que se hizo referencia anteriormente, pueden producirse distorsiones en el desarrollo de las comunidades energéticas. Por un lado, al tener que ampararse en la regulación existente para el autoconsumo compartido, los proyectos se encuentran limitados en escala debido a los criterios de cercanía o conexión a la misma red de baja tensión. Por otro lado, la ausencia de regulación y la correspondiente supervisión podrían resultar en casos de entidades que se autodenominen como comunidad energética, sin cumplir los criterios marcados por la legislación europea.

2.2. Mercados de flexibilidad local

El aumento progresivo de la penetración de nuevos recursos energéticos distribuidos está obligando a las empresas de distribución a adoptar nuevas estrategias activas para la operación y planificación de sus redes. Más concretamente, el uso de servicios de flexibilidad local está considerado cada vez más relevante para mitigar el impacto sobre los costes

de la red o acelerar la conexión de estos nuevos recursos distribuidos. De hecho, la Directiva 944/2019 sobre el mercado interior de la electricidad establece que los gestores de las redes de distribución utilicen la flexibilidad, adquirida mediante mecanismos competitivos de mercado siempre que sea posible, como alternativa al refuerzo de la red mediante medios convencionales.

En este contexto, la flexibilidad se entiende como un servicio proporcionado por los usuarios de la red, nuevos o existentes, consistente en modificar la potencia inyectada o sustraída de la red tras la solicitud del distribuidor con objeto de prevenir o resolver una restricción de la red, percibiendo a cambio una compensación, típicamente económica.

El uso de flexibilidad es, sin duda, un cambio de calado con respecto al paradigma convencional en el que la red de distribución se diseñaba de manera que fuera capaz de afrontar cualquier escenario posible de operación de manera pasiva. No obstante, mantener este paradigma sin cambios se cree que puede resultar, en muchos casos, en la instalación de costosos activos de red altamente infrautilizados o en barreras a la conexión de nueva generación renovable o el proceso de electrificación. El uso creciente de la flexibilidad es, asimismo, un cambio de paradigma en lo relativo a la relación entre el operador de la red y los elementos conectados a esta que, obviando la medida de los consumos, tradicionalmente se limitaba a la gestión del proceso de conexión, que en caso de éxito terminaba en la concesión de unos derechos de acceso firme para una determinada potencia, o las interrupciones del suministro.

Con objeto de facilitar la compraventa, activación y/o liquidación de estos servicios de flexibilidad, están apareciendo plataformas de mercado local en las que, por un lado, los gestores de la red publican sus necesidades de flexibilidad y, por otro lado, los usuarios de la red o sus representantes ofrecen sus servicios a las distribuidoras. Este tipo de plataformas aún no están plenamente desarrolladas y establecidas, pudiendo encontrarse iniciativas en diferente fase de madurez comercial (Valarezo *et al.*, 2021). Por lo tanto, la forma que finalmente adopten estas plataformas presenta diversos interrogantes como la definición de los productos de flexibilidad, tipo de modelado de la red en los algoritmos de despacho, etcétera.

No obstante, una de las principales cuestiones a resolver es quién va a gestionar la propia plataforma de mercado local. Por un lado, la plataforma podría estar operada directamente por el operador de la red de distribución, de manera análoga a la gestión de los mercados de balance por parte del operador del sistema. Por el otro, este rol lo podrían adoptar entidades independientes del gestor de la red, bien como actividad regulada o bien de manera competitiva, de manera similar a los operadores de mercado eléctrico o *NEMOs* (*Nominated Electricity Market Operators*). La operación y gestión de estas plataformas de mercado está, por tanto, emergiendo como un modelo de negocio en sí mismo.

En España, en 2019 se desarrolló el proyecto IREMEL (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDEA], 2021) liderado por el Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) e y el Instituto para la

Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que incluyó una fase previa de estudio de alternativas, una consulta pública y una propuesta de modelo de funcionamiento de estos mercados en España. Sin embargo, no se ha llegado a desplegar un proyecto piloto con transacciones reales, que se espera tenga lugar en un futuro cercano, probablemente en el contexto de un banco de pruebas o *sandbox* regulatorio (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022). En cambio, otros países ya cuentan con plataformas en operación comerciales como Piclo Flex en Reino Unido o GOPACS en Holanda.

2.3. Agregadores

El último actor de nuevo cuño que se tratará en esta sección es la figura del agregador. Este agente actuaría como un intermediario entre los recursos dis-

tribuidos y los operadores de las redes y sistema, para facilitar la participación de los primeros en todos los servicios y mercados, reduciendo las barreras de entrada a los pequeños usuarios y dinamizando estos mercados, especialmente los de nueva creación como los mercados locales descritos anteriormente. Cuando un agente se especializa específicamente en esta actividad, sin actuar como comercializador de los usuarios finales, se denomina agregador independiente.

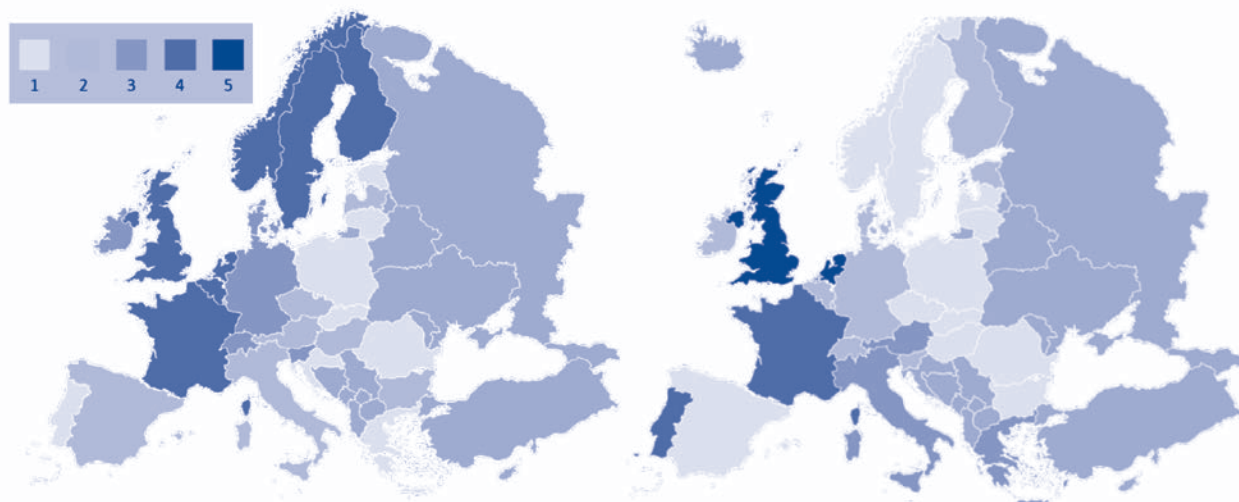
Esta figura ha sido introducida recientemente en la legislación española del sistema eléctrico. El artículo 6 de la Ley 24/2013 define a los agregadores independientes como aquellos «*participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose*

por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica».

Esta figura legal es muy reciente. Asimismo, varios mercados en los que potencialmente participarían o bien aún no están en funcionamiento, como los mercados locales de flexibilidad, o cuentan con una escasa participación por el lado de la demanda, como es el caso de los mercados de reservas. Por estos motivos, el sector de la agregación es aún incipiente en España. De hecho, (SmartEN, 2021) identifica a España como uno de los países europeos con mayor potencial para el negocio de la agregación y la gestión de la demanda, pero con un insu-

GRÁFICO 7

EVALUACIÓN DEL GRADO DE APERTURA DE MERCADOS A LA DEMANDA FLEXIBLE (IZQUIERDA) Y GRADO DE DESARROLLO DE LA FLEXIBILIDAD LOCAL (DERECHA) EN LOS DIFERENTES PAÍSES EUROPEOS



Nota: Colores más claros denotan un desarrollo regulatorio bajo y viceversa.

Fuente: SmartEN (2021).

ficiente desarrollo regulatorio al respecto. El gráfico 7 muestra más detalle a este respecto.

Uno de los principales aspectos que la regulación ha de definir es la relación entre los agregadores independientes y los comercializadores y la asignación de la responsabilidad en el balance y posibles compensaciones económicas entre ambos. La USEF Foundation (2017) identifica hasta siete modelos regulatorios diferentes para los agregadores en función de cómo se respondan estas preguntas. Cabe destacar que ninguno de estos modelos se considera necesariamente superior a los otros, sino que el modelo puede ir evolucionando en su complejidad a medida que se desarrolle el sector y más mercados se abran a la participación de los agregadores.

3. Necesidades regulatorias

En las secciones anteriores ya se han desgranado algunos de los cambios regulatorios que son necesarios para facilitar el desarrollo de nuevos actores y modelos de negocio como agregadores independientes, o comunidades energéticas. Sin embargo, todo ello requiere cambios profundos en la operación y planificación del sistema de distribución. Las empresas de distribución son monopolios regulados cuyos ingresos, y los peajes por medio de los cuales los recuperan, son fijados o aprobados por el regulador, que en España sería la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Por tanto, el éxito en la digitalización de la distribución dependerá directamente del marco regulatorio de esta actividad. A continuación, se repasan algunos de los principales aspectos que han de ser

abordados por los reguladores con este fin.

3.1. Marco retributivo de la actividad de distribución

Los métodos tradicionales de retribución de las empresas de distribución se basan en el reconocimiento de las inversiones realmente incurridas, que son incluidas en la base de activos regulatoria con un cierto decalaje (dos años en el caso español), poniéndose el énfasis del escrutinio regulatorio en la determinación de la tasa de retribución financiera aplicada a estas inversiones y los costes unitarios de inversión. Los costes de operación reconocidos son, fundamentalmente, proporcionales al volumen de activos en operación. Este mecanismo retributivo tiende a incentivar la inversión en activos convencionales antes que el ahorro en los costes de operación.

Este paradigma es poco apropiado para afrontar la digitalización y descentralización de la red. Por un lado, las nuevas tecnologías digitales, en particular los desarrollos de *software*, evolucionan muy rápidamente, con el consiguiente riesgo de obsolescencia, siendo preciso considerar períodos de amortización y tasas de remuneración diferentes a las consideradas para activos convencionales. Asimismo, una red altamente digitalizada puede requerir incrementos en determinados costes de operación sin que estos puedan ser considerados como ineficientes; en este sentido, cabe destacar los costes asociados a la ciberseguridad. Por otro lado, un uso creciente de flexibilidad y de soluciones basadas en la automatización y el telecontrol podrá reducir las necesidades de inversión en nuevas líneas y

transformadores a cambio de aumentar la complejidad y el coste de la operación.

Por consiguiente, se requieren cambios y adaptaciones en el marco retributivo para esta actividad para eliminar posibles barreras e incluso incentivar la digitalización y la flexibilidad. Para ello, los actuales esquemas que incentivan el gasto de capital (CAPEX, por sus siglas en inglés) sobre el gasto operativo (OPEX, por sus siglas en inglés), deben sustituirse por una regulación que incentive un volumen eficiente de los costes totales incurridos o *TOTEX* (por sus siglas en inglés). Bajo este tipo de remuneración, las distribuidoras podrían adoptar las decisiones más eficientes sobre cuánto invertir o cuándo incurrir en mayores costes de operación, y cuánto de ello se correspondería con activos de red tradicionales o con activos digitales.

3.2. Planificación de la red de distribución

De nada serviría incentivar a las empresas distribuidoras a digitalizar sus redes y a utilizar servicios de flexibilidad como alternativa y complemento a las inversiones convencionales de red si estos no incorporan estas soluciones a sus decisiones de inversión. Este problema cobra mayor relevancia si cabe debido al elevado esfuerzo inversor previsto para los próximos años para facilitar la transición energética, como se comentó en la sección primera. A este respecto, el artículo 32.3 de la Directiva 2019/944 estipula que las distribuidoras deberán preparar y presentar al regulador de manera periódica un plan de desarrollo de la red de distribución que evalúe explícitamente los servicios de flexibilidad nece-

sarios a medio y largo plazo, así como las inversiones necesarias previstas para los siguientes cinco a diez años. Asimismo, el numeral 4 del mismo artículo dice que el operador de distribución deberá consultar con los usuarios de la red y el transportista, publicando los resultados de esta consulta junto con los planes de desarrollo de la red.

En España, las empresas de distribución ya han de elaborar y remitir a la CNMC y a la Secretaría de Estado de Energía sus planes anuales y plurianuales de inversión según establece el Real Decreto 1048/2013. Sin embargo, el principal propósito de estos planes de acuerdo con la normativa vigente es realizar un seguimiento de la ejecución de estas inversiones y asegurar que no se supera un determinado volumen máximo de inversión en distribución con cargo a los costes regulados del sistema eléctrico.

Pese a que los planes de inversión pueden incluir actuaciones en ciertos activos digitales bajo el epígrafe de despachos de maniobra y telecontrol (ver Resolución de 27 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía sobre contenido y formato de los planes de inversión), el foco está claramente puesto en los activos convencionales ligados a crecimiento de la demanda. Asimismo, no se hace mención alguna al uso de flexibilidad dentro de estos planes de inversión. Por último, a fin de dar cumplimiento pleno al texto de la Directiva referido anteriormente, las distribuidoras españolas aún deben avanzar significativamente en los aspectos de consulta pública y publicación abierta de información relativa a estos planes de inversión, actualmente disponible de manera muy limitada.

3.3. Bancos de pruebas regulatorios

En un entorno de cambios continuos en la tecnología y las condiciones del mercado, la regulación corre el riesgo de quedarse desfasada respecto a lo que se requeriría para evitar ser una rémora para estos avances. Por este motivo, en ocasiones, la regulación, o la falta de ella, son vistas como obstáculos a la innovación o nuevos modelos de negocio.

Los bancos de pruebas o *sandboxes* regulatorios, concepto con origen en el sector *fintech* han despertado un creciente interés en el sector eléctrico. Estos bancos de pruebas permitirían llevar a cabo experiencias piloto en las que se exige a los participantes del cumplimiento de algunas disposiciones regulatorias, siempre con una limitación de alcance, geográfica y/o temporal. El objetivo, además de la propia experimentación y aprendizaje por parte de los agentes implicados, sería la de adquirir experiencia sobre determinados diseños regulatorios que permite tomar futuras decisiones de manera más robusta a los reguladores.

En España, el Real Decreto 568/2022 establece el marco normativo para la realización de bancos de pruebas regulatorios en el sector eléctrico. En este borrador se define un banco de pruebas regulatorio como un «*Entorno experimental en el que pueden realizarse pruebas o ensayos dentro del marco de ejecución de proyectos piloto, de manera segura y controlada, con el fin de facilitar la investigación y la innovación en el ámbito del sector eléctrico*». De acuerdo con este real decreto, los bancos de pruebas en

España, bajo la supervisión de la Secretaría de Estado de Energía, estarían abiertos a todos los sujetos del sistema eléctrico recogidos en la ley, bajo convocatoria y siempre que las exenciones regulatorias no contravengan el marco europeo.

Entre los mecanismos de fomento de la innovación, un banco de pruebas regulatorio se distinguiría de un proyecto piloto convencional en que este último no lleva aparejado ningún eximente regulatorio. Asimismo, se diferencia de otros mecanismos de innovación regulatoria, como los pilotos o experimentos regulatorios en que, mientras estos últimos implican cambios (temporales) en la regulación que afecta a todos los agentes por igual y suelen surgir a iniciativa del propio regulador, los bancos de pruebas están más acotados en alcance y parten de la iniciativa de uno o varios agentes (Council of European Energy Regulators [CEER], 2022).

En el contexto de las redes de distribución digitalizadas y flexibles, los bancos de pruebas regulatorios podrían abordar temas como los mercados locales de flexibilidad, las comunidades energéticas, o mecanismos innovadores de gestión de la demanda mediante, por ejemplo, peajes de red dinámicos.

IV. LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL EN LAS REDES ELÉCTRICAS: LAS REDES INTELIGENTES

1. ¿Qué se entiende por digitalización?

De un tiempo a esta parte el concepto de digitalización o transformación digital ha adqui-

rido, sin duda, cierto atractivo entre gran parte de los sectores empresariales. No en vano, muchos lo relacionan con una hipotética siguiente revolución industrial (o Industria 4.0). No obstante, esta popularidad tiene el riesgo de que la palabra digitalización se banalice o se convierta en la solución fácil para todo.

La digitalización aplicada a las redes eléctricas está permitiendo la transición del sistema eléctrico tradicional a un conjunto más optimizado. Esta nueva versión y visión de la red eléctrica es conocida comúnmente como red eléctrica inteligente o *smart grid*, en su acepción inglesa. La digitalización aplicada a las redes eléctricas supone la aplicación directa de las tecnologías de la información y comunicaciones (TIC) a este sector. Gracias a esta simbiosis, es posible la monitorización y actuación en tiempos sustancialmente inferiores a los tradicionalmente alcanzados; dando lugar a una red eléctrica más segura y eficiente. No obstante, la digitalización no solamente es capaz de mejorar la red eléctrica en estos términos ingenieriles, sino que posibilita la participación de los consumidores en ella; parte fundamental del sistema y que hasta ahora mantenían una actitud eminentemente pasiva.

La digitalización se fundamenta en tres elementos principales, representados en el gráfico 8: los sensores y actuadores, encargados de recopilar la información y ejecutar instrucciones concretas sobre la red; la conectividad, encargada de transmitir los datos recopilados por los sensores y las órdenes a los actuadores; y el procesamiento de la información, encargada de analizar los datos toma-

GRÁFICO 8
ELEMENTOS PRINCIPALES
EN LA DIGITALIZACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

dos por los sensores y decidir las instrucciones más convenientes a indicar a los actuadores. Una analogía común es la de pensar en la red eléctrica como en el cuerpo humano de manera que los sensores y actuadores harían las veces de los sentidos y músculos; la conectividad vendría representada por el sistema nervioso y el tratamiento de datos por el cerebro.

Estos tres elementos están íntimamente relacionados y su dependencia es tal que avances o estancamientos en el desarrollo de uno de ellos afecta a los demás. Es lo que ocurre en situaciones cuando, debido a la imposibilidad de conocer ciertos datos de determinadas partes de la red, se desarrollan algoritmos que intentan suplir esa carencia de información.

2. ¿Qué tecnologías están involucradas en la digitalización?

En la actualidad, el concepto de digitalización lleva asociado

una gran cantidad de posibles tecnologías; muchas de las cuales se han desarrollado recientemente. No obstante, para el caso concreto de las redes eléctricas, un aspecto fundamental de las tecnologías susceptibles de ser utilizadas es precisamente su grado de madurez. La razón para esta consideración es que se trata de una infraestructura crítica y, por tanto, se ha de garantizar su operatividad.

A la hora de clasificar y enumerar las posibles tecnologías involucradas en la digitalización, puede ser conveniente utilizar como guía la división por elementos principales identificada en el apartado anterior. En las siguientes subsecciones, se detallará las principales tecnologías que tendrán un rol significativo en la digitalización de las redes eléctricas atendiendo a esta separación.

2.1. Sensores y actuadores

— *Telemedida*. La telemedida puede que haya sido una de las primeras tecnologías que haya tenido un contacto con los usuarios finales. Se trata de una tecnología que permite la medida del consumo eléctrico de manera automatizada, comúnmente también se conoce como infraestructura avanzada de medición o *AMI* por sus siglas en inglés. La posibilidad de interactuar con los contadores fue inicialmente utilizada para propósitos de medida, pero, sin duda, fue lo que abrió la puerta a otro tipo de funcionalidades.

— *Monitorización y medición remota*. Entre los que se encuentran tecnologías de medida no solamente de ten-

sión y corriente, sino también magnitudes como temperatura o frecuencia. Estos elementos son fundamentales para un correcto control y operación de la red. La monitorización no se lleva a cabo únicamente sobre valores relacionados con el sistema, sino que, en ocasiones, están relacionadas con parámetros de elementos específicos de la red. Un ejemplo podría ser la monitorización de los aceites de los transformadores de tensión (Singh *et al.*, 2020) o la identificación de las descargas parciales (pequeñas fugas de intensidad que ocurren en el aislamiento eléctrico de los cables) (Robles, Shafiq y Martínez-Tarifa, 2019)

No obstante, la monitorización no es solamente necesaria para conocer las magnitudes físicas de los elementos de la red. Como se comentará más adelante, un elemento fundamental en la digitalización de las redes eléctricas es el de garantizar su seguridad. Esto pasa por tener herramientas de ciberseguridad, pero también es imprescindible la implementación de sensores de videovigilancia que detecten los posibles accesos a las infraestructuras físicas de la red.

- *Teleprotección.* A diferencia de los elementos anteriores (centrados en la sensorización), es fundamental tener la posibilidad de llevar a cabo acciones sobre determinados puntos de la red. Un ejemplo claro sería el uso de elementos de teleprotección, cuyo cometido es el de desconectar o aislar secciones de la red por razones de emergencia o funcionamiento incorrecto.

Por razones obvias, un requisito fundamental en este tipo de elementos es contar con una baja latencia para su operación, es decir, un bajo retardo entre el envío de la consigna y la recepción por el elemento correspondiente.

2.2. Conectividad

Las tecnologías que proporcionan conectividad se encargan de transmitir los datos provenientes de los sensores o las órdenes destinadas a los actuadores. Para conseguir dicha conectividad es necesario que exista un canal de comunicación guiado (por ejemplo, a través de un conductor) o no guiado (tal como sería el caso del espacio libre). El canal permite la propagación de la señal electromagnética en la que se ha traducido el dato u orden. No obstante, para que la propagación se lleve a cabo de una manera eficiente por el canal es necesario un procesamiento de la forma de onda para adaptarla al propio canal; este concepto se conoce técnicamente como «modulación».

Atendiendo a la división ya introducida anteriormente, las tecnologías de conectividad más relevantes para las redes eléctricas serían:

- *Radiofrecuencia.* Esta tecnología se basa en la transmisión de ondas electromagnéticas a través del espacio libre. Es posible manejar la dirección de propagación de estas ondas mediante diferentes geometrías de los elementos radiantes, es decir, las antenas. Una clara ventaja de este tipo de tecnología es que no es necesario un despliegue de un conductor para su propagación. No obstante, estas ondas electromagnéticas no

tienen un alcance indefinido, ya que están expuestas a diferentes fenómenos que atenúan su potencia y reducen, por tanto, su cobertura. Aunque el estudio de la propagación es un campo complejo, como regla general, la atenuación sufrida por las ondas electromagnéticas es tanto mayor a medida que tanto la distancia como la frecuencia de la onda crecen. Asimismo, ondas electromagnéticas con alta frecuencia son capaces de albergar una mayor cantidad de información (gracias a que permiten un mayor ancho de banda). De manera que existe un balance de prestaciones entre la cantidad de información a transmitir por unidad de tiempo y el alcance de esta.

Además, debido a que las frecuencias disponibles (es decir, el espectro radioeléctrico) no es ilimitado, su utilización se encuentra regulada, tanto a nivel mundial (a través del ITU-R) como a nivel nacional y regional.

- *Comunicaciones ópticas.* Las tecnologías de comunicaciones ópticas están basadas en la transmisión guiada de pulsos de luz. Aunque es posible hacerlo en espacio libre, comúnmente, la transmisión se hace a través de un material dieléctrico transparente basado en silicio, lo que típicamente se conoce como «fibra óptica». La principal ventaja que presenta esta tecnología frente a otros medios guiados y no guiados es su extraordinario alcance y velocidad de transmisión. Además, el hecho de que el medio de transmisión no sea conductor hace que se trate de una

solución idónea para entornos de media y alta tensión, donde la existencia de materiales metálicos puede resultar indeseada. Típicamente, esta tecnología es usada en la actualidad para la transmisión de grandes volúmenes de información entre centros separados a grandes distancias, explotando sus dos ventajas principales.

- *Otras tecnologías cableadas.* Existen alternativas cableadas a la fibra óptica para escenarios en los que no sea necesaria una velocidad de transmisión elevada o una gran cobertura. En ese caso, es común hacer uso de tecnologías guiadas sobre conductores. Es el caso de la transmisión de datos digitales a través del par telefónico, es decir, las tecnologías conocidas como *ADSL*, *VDSL* o *VDSL2* (*asymmetric/very-high-bit-rate digital subscriber line*, respectivamente), en general agrupadas bajo el acrónimo *xDSL*. Lo mismo ocurre con la tecnología de transmisión a través del cable de eléctrico, o *PLC* (de las siglas en inglés de *power line communication*). Ambas tecnologías están basadas en la misma idea fundamental: transmitir información digital en frecuencias superiores a las dedicadas para la transmisión de la voz humana (caso de *xDSL*) o la señal de potencia (caso de *PLC*). Este concepto se conoce comúnmente como multiplexación por división en frecuencia o *FDM* según las siglas en inglés.

El caso de uso muy eficiente de las tecnologías de *PLC* es el de la transmisión de información de consumo re-

copilada por los contadores inteligentes. En este caso, se cuenta con la ventaja de que el medio de transmisión (es decir, el cable eléctrico) ya se encuentra disponible y no es preciso desplegarlo.

El lector interesado podría encontrar en Sendin, Matanza y Ferrus (2021) una descripción más detallada de las tecnologías descritas en esta subsección.

2.3. Procesamiento de los datos

Los datos recabados por los sensores y transmitidos por el sistema de conectividad tienen escasa utilidad en formato original. Su valor real aparece gracias a su procesamiento y da lugar a la detección de situaciones de alarma o mejorar la eficiencia de determinados procesos. En el procesamiento de los datos juegan un papel clave las siguientes tecnologías:

- *Big data e inteligencia artificial.* Gracias a los algoritmos de *big data* e inteligencia artificial desarrollados en los últimos años, es posible detectar patrones en los datos que permiten predecir (con alguna incertidumbre) eventos futuros o comportamientos similares. El concepto de *big data* está más ligado a las tecnologías que permiten el procesado de grandes volúmenes de información que se encuentra distribuida de una manera flexible y eficiente (Leyva Mérida, 2020). Un ejemplo clásico y relacionado con las redes inteligentes podría ser el consumo eléctrico horario de todos los clientes de una compañía distribuidora durante los últimos cinco años. El campo de la inteligencia artificial (que agrupa

otras técnicas relacionadas como la del *machine learning*) es la que se encarga de la detección y clasificación de patrones dentro de los datos. Este tipo de tecnologías no solamente es muy útil para la operación de la red, sino también para llevar a cabo otras labores en su gestión como el mantenimiento predictivo.

- *Virtualización y cloud/edge computing.* Los avances llevados a cabo en *big data* e inteligencia artificial han sido posibles, en parte, gracias a la virtualización y el *cloud computing*. El concepto de virtualización se basa en representar de manera *software* algún elemento físico o «real». Un ejemplo podría ser un pequeño programa *software* que emulara un reloj mecánico de agujas. La virtualización ha permitido que muchos procesos informáticos se emulen sobre *hardware* de dispositivo general, es decir, grandes granjas de servidores, a los que se conoce comúnmente como «la nube». Dependiendo de la propiedad de los servidores donde se lleva a cabo la virtualización, se podría hablar de nubes públicas, donde el *hardware* es compartido por varios usuarios; privadas, donde el *hardware* es propiedad de la propia empresa o usuario; o híbridas, una mezcla de las dos primeras opciones.

En los últimos años, el concepto de nube, ha evolucionado ligeramente a algo que se conoce como *edge computing*. Conceptualmente se trata de la misma idea, con el matiz de que, en este caso, los servidores se encuentran localizados geográficamente

te más cerca de los sensores donde se originan los datos. El objetivo fundamental de este cambio es el de reducir el tiempo dedicado a transmitir los datos a una nube centralizada, además de descargar la carga computacional de la nube centralizada haciendo un procesamiento previo en «el borde», es decir, en el *edge*.

- **Ciberseguridad.** Desgraciadamente, son numerosos los casos hoy en día en los que es imperativo contar con un plan dedicado a la ciberseguridad. Uno de los inconvenientes que lleva la digitalización es el de aumentar la superficie expuesta de la red, ya que ya no es necesario estar cerca de un elemento para actuar sobre él. Esta gran ventaja que brinda la digitalización es, sin duda, un arma de doble filo. Esto es especialmente sensible por tratarse de un sistema considerado crítico. El ámbito de la ciberseguridad es muy heterogéneo, siendo necesario aplicar políticas que garanticen la integridad de los sistemas no solo en las oficinas y en los centros de control y procesamiento, sino también medidas más físicas en los elementos más remotos de la red; tal como se mencionaba anteriormente sobre videovigilancia.

3. ¿Qué necesidades de transformación tienen actualmente las redes eléctricas para su digitalización?

El gráfico 4 puede dar alguna pista de las necesidades de transformación que tienen las redes eléctricas en España. En ella, se puede ver que cerca del

30 por 100 de los centros de transformación de media a baja tensión tienen una antigüedad superior a los cuarenta años. Este es un hecho significativo ya que es precisamente en elementos de red como estos en los que se llevaría a cabo la implementación de tecnologías de *edge* como las descritas en la sección 2.3.

Afortunadamente, el mismo gráfico 4 arroja un dato prometedor y que da una idea del avanzado nivel de digitalización en España. Se trata del elevado porcentaje de penetración de medidores inteligentes. Esta tecnología tan capilar es, sin duda, uno de los pilares fundamentales de la digitalización de las redes eléctricas. En una primera iteración, la tecnología PLC utilizada en la comunicación con este elemento únicamente permite la transmisión de algunos *kilobytes* de información; lo cual limita las aplicaciones que pueden ejecutarse sobre ellos. No obstante, en la actualidad existen esfuerzos por las compañías eléctricas de mejorar esta figura y dar lugar a nuevos casos de uso.

De manera adicional, un aspecto en el que es necesario una transformación forzada por la digitalización es, sin duda, el incremento de la ciberseguridad. Tal como se ha comentado en secciones anteriores, al tratarse la red eléctrica de un sistema crítico, es fundamental garantizar el máximo nivel de ciberseguridad. Además de su criticidad, la gran dispersión geográfica de la red hace que sean necesarios cambios tanto virtuales como físicos tanto a nivel de dispositivos como a nivel de sistema.

Otro aspecto fundamental que precisa de una transformación no estaría tan relacionado directamente con la tecnología, sino con el de la transformación en la cultura digital. Esta transformación no solamente sería necesaria dentro de las empresas, sino también por parte de los usuarios finales; estos son un elemento fundamental del sistema y su involucración es fundamental para que la red alcance niveles de eficiencia altos, lo cual, como ya se ha mencionado, es uno de los objetivos de la digitalización.

V. LA INVESTIGACION, INNOVACION Y FORMACION

1. Investigación e innovación

La investigación e innovación están ligadas al concepto de evolución continua y necesaria en las redes eléctricas. Por todo lo indicado anteriormente, y aun cuando se dispone de una base muy sólida, es imprescindible una innovación conducida por el papel de las redes en la transición energética y acelerada por la digitalización.

Se podría empezar con una perspectiva más global en la que la actividad en los EE. UU. y en China, donde el EPRI (Electric Power Research Institute) y el Instituto de investigación de la empresa eléctrica estatal juegan, en sus respectivos países, papeles muy relevantes. Sin embargo, vamos a concentrarnos en el área de la UE donde, quizá por la ambición de sus planes de transición energética se están destinando ingentes recursos en investigación e innovación, a través de los programas *FP (Framework Programs)*, HP2020

y ahora Horizonte Europa, todos ellos gestionados por la Comisión Europea (CE) dentro del marco del denominado European Strategic Energy Technology Plan (SET Plan).

Son muchos los foros públicos/ privados donde se analizan en detalle y, en suma, se proponen las áreas y temas que precisan de innovación, siendo el ETIP SNET (European Technology and Innovation Platform on Smart Networks for Energy Transition) el foro más relevante a la hora de recomendar los programas de innovación, no dependiente de ninguna administración, si bien con el patrocinio y apoyo de la

CE, que asegura la participación de la industria relacionada con redes en su sentido más amplio.

La actividad de ETIP SNET se inició con una visión compartida para el 2050 (ETIP SNET, 2018) resumida en el gráfico 9 donde se aprecia el papel central de las redes eléctricas en el conjunto de la transición energética.

Posteriormente se elaboró un plan de desarrollo (*road map*) durante un período de diez años y que se viene concretando en el detalle necesario mediante programas de implantación (*implementation plans*) durante cuatrienios, habiéndose publicado recientemente el correspondien-

te al período 2022-2025 (ETIP SNET, 2022). Como resumen de su contenido, debe decirse que es el conjunto más completo y actualizado que contiene todo el detalle de la innovación necesaria en redes de energía para facilitar la transición energética europea. Abarca todos los temas analizados y decididos en sus diversos grupos de trabajo y no es objeto de este artículo su descripción detallada, para lo que se pueden consultar las referencias indicadas

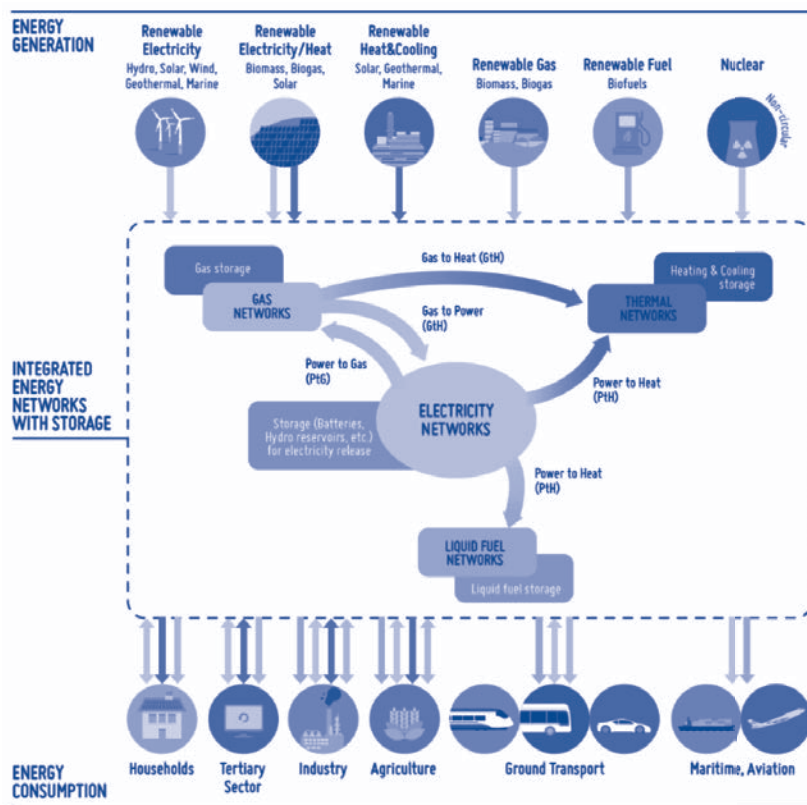
Como muestra se indican a continuación los casos de uso de alto nivel (*HLUC*, *high level use cases*) descritos en el último programa y hacia donde deben enfocarse las prioridades de innovación, también definidas en detalle y donde se puede observar la importancia asignada a las redes y a su digitalización. El cuadro n.º 1 incluye para cada *HLUC* el presupuesto orientativo a destinar en innovación durante el período citado de cuatro años y que alcanza en total un millardo de euros.

2. Formación

Por último, merece la pena detenerse en el aspecto de la formación, considerado y declarado relevante como resultado de numerosos proyectos de innovación (finalizados y en curso) y enmarcarlo en el esfuerzo amplio de formar conocimientos y habilidades en un sector energético que se está adaptando a una transformación intensa y en el que la digitalización juega un papel fundamental.

Como se indicaba en la sección primera mencionando indicadores para medir la digitalización de las redes, los de cultura digital están directamente ligados a la formación.

GRÁFICO 9
VISIÓN DE ETIP SNET PARA EL 2050



Fuente: ETIP SNET (2018).

CUADRO N.º 1

PLAN DE IMPLEMENTACIÓN DE I+D PROPUESTO POR ETIP SNET PARA 2022-2025

	HLUC (with specific PPCs during 2022-2025)	Total Budget 1000 ME
	HLUC 1: Optimal Cross sector Integration and Grid Scale Storage	130ME
	HLUC 2: Market-driven TSO-DSO-System User Interactions	90ME
	HLUC 3: Pan European Wholesale Markets, Regional and Local Markets	80ME
	HLUC 4: Massive Penetration of RES into the transmission and distribution grid	145ME
	HLUC 5: One stop shop and Digital Technologies for market participation of consumers (citizens) at the center	120ME
	HLUC 6: Secure operation of widespread use of power electronics at all systems levels	100ME
	HLUC 7: Enhance System Supervision and Control including Cyber Security	135ME
	HLUC 8: Transportation Integration & Storage	100ME
	HLUC 9: Flexibility provision by Building, Districts and Industrial Processes	100ME

El proyecto EDDIE (Education for Digitalization in Energy), financiado por la CE a través de su programa ERASMUS PLUS se inició en 2020, cuenta con dieciséis miembros (universidades e institutos de formación e investigación, empresas energéticas, y asociaciones industriales diversas que cubren los diferentes estados de la UE) coordinados por la Universidad Pontificia Comillas, y tiene por objeto el establecimiento de un marco de

referencia para facilitar la enseñanza, y su difusión, en todos los niveles educativos (no solo los universitarios) en el sector de la energía según vaya adoptando la necesaria digitalización (EDDIE project, n.d.).

Aun cuando todavía queda un año de desarrollo del proyecto, ya se pueden compartir resultados de enorme interés como la detección de habilidades consideradas necesarias por

la industria del sector de la energía y las faltas en la oferta educativa actual para cubrir dichas necesidades.

Mediante encuestas directas con esas empresas, se ha confirmado una gran necesidad de conocimiento y formación relacionado directamente con la digitalización y para los diversos tipos de trabajo y responsabilidad en las áreas de captura y gestión de datos, métodos analíticos, procesamiento de datos, desarrollo de programación y desarrollo de tecnologías digitales. También se ha confirmado en las encuestas la escasez relativa de oferta formativa, buscando y recomendando las mejores prácticas encontradas para cubrir dichas faltas.

En resumidas cuentas, el proyecto EDDIE, no solo apoyado por la EACEA (European Education and Culture Executive Agency) como responsable del programa ERASMUS PLUS, sino muy directamente por la Dirección General de la Energía de la CE (DG ENER) tiene la oportunidad de convertirse en la referencia a consultar en materia de educación para la digitalización de la energía. No en vano, se ha incorporado como referencia en el documento *Plan de acción digital en la energía* recientemente publicado y mencionado ya en varios apartados anteriores

VI. CONCLUSIONES

En este artículo se ha pretendido comentar a grandes rasgos el futuro de las redes eléctricas inteligentes, partiendo de una descripción resumida de su situación actual. Si bien mucho de su contenido es aplicable con carácter general a cualquier país, es cierto que su ámbito de observa-

ción se ha debido limitar al caso europeo y más concretamente al caso español, especialmente cuando se he tratado de la regulación aplicable. Así mismo, una parte considerable se ha dirigido a las redes de distribución en tanto en cuanto serán las más afectadas por los cambios previstos.

Las principales conclusiones que defendemos como tales, se resumen muy brevemente a continuación:

- Las redes eléctricas seguirán siendo necesarias e incluso su importancia será mayor en el conjunto del sistema energético, según se vaya desarrollando su transición.
- Las redes en su estado actual, si bien proporcionan una base necesaria, deben adaptar unos profundos cambios para hacer posible esa transición.
- La digitalización es, en el caso del sector energético y de las redes eléctricas en particular, el camino tecnológico para acelerar la transición energética.
- El esfuerzo de adaptación de las redes, ya iniciado, es muy importante en términos de uso de tecnologías a través de ingentes inversiones y requiere acompañarlo con un cambio cultural en las empresas directamente afectadas.
- El cambio de función de las redes eléctricas, desde uno de servicio universal a una demanda creciente, pero prácticamente pasiva, hasta un elemento neutral imprescindible para hacer posible un mercado eléctrico en competencia, requiere de una adaptación

regulatoria mucho más rápida que la registrada hasta la fecha.

- Aparecerán oportunidades de negocio para nuevos agentes que, sobre todo, se orienten a cubrir las necesidades de los usuarios de red que ya no será solo consumidores de electricidad.
- La actividad de Investigación e Innovación en su sentido más amplio es fundamental para apoyar la adaptación necesaria buscando la eficiencia óptima.
- Por último, pero no por ello lo menos importante, la formación es un aspecto fundamental por incorporar en todos los niveles de actividad que contribuyan al enorme cambio previsto

NOTA

(1) Nótese que la ubicación de la frontera entre transporte y distribución varía entre Estados miembros, particularmente con relación a qué operador es el titular de las redes de reparto de alta tensión. En España estas redes forman parte del sistema de distribución, mientras que en otros países, como Francia o Italia, las redes de reparto o subtransmisión son propiedad del transportista.

BIBLIOGRAFÍA

- CEDEC, EDSO, EURELECTRIC & GEODE (2021). *Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective*.
- CHAVES, P., COSENT, R., GÓMEZ, T., LÓPEZ, G., JAVIER MATANZA, J., MATEO, C., RODRÍGUEZ, N. y SÁNCHEZ, M. A. (2021). *La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España*.
- COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC). (2022). *Información mensual de estadísticas sobre producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos*. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#ventasregimenespecial>

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) (2022). *Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation*. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/72eab87d-9220-e227-1d26-557a63409c6b>

DIRECCIÓN GENERAL DE TRÁFICO (DGT) (2021). *Anuario Estadístico General*. https://www.dgt.es/export/sites/web-dgt/galleries/downloads/dgt-en-cifras/publicaciones/anuario_estadistico_general/anuario-estadistico-general-2020_version-on-line.pdf

EDDIE PROJEC. (n.d.) *EDDIE Project*. <https://www.eddie-erasmus.eu/>

ETIP SNET (2018). *VISION 2025. Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment*.

ETIP SNET. (2022). *R&I Implementation Plan 2022-2025*.

EUROPEAN COMMISSION (2022). Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. European Commission, 2022. «Digitalising the energy system - EU action plan. COM(2022), 552 final». 18 de octubre de 2022.

FUNDACIÓN NATURGY (2020). *Informe 2020. El sector eléctrico español en números*.

HITACHI ENERGY (2020). *Enabling Europe's net zero vision by proactively developing its power grids*.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE) (2021). *Mercados Locales de Electricidad. Resultados Consulta Pública*. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/mercados-locales-de-electricidad-resultados-consulta-publica>

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE) (2022). *El MITECO apoya 45 proyectos de comunidades energéticas impulsados por más de 2.600 personas, pymes y entidades locales*. <https://www.idae.es/noticias/el-miteco-apoya-45-proyectos-de-comunidades-energeticas-impulsados-por-mas-de-2600>

JRC (2021). <i>Distribution System Operator Observatory 2020</i>. LEYVA MÉRIDA, E. A. DE (2020). <i>Análisis del impacto de la digitalización en el sector de la distribución de energía eléctrica en España</i>. REAL DECRETO 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos» (2014) (testimony of Ministerio de Economía Industria y Competitividad [MITECO]). MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2021). <i>El Gobierno aprueba la Estrategia de Almacenamiento Energético, clave para garantizar la seguridad del suministro y precios más bajos de la energía</i>. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-la-estrategia-de-almacenamiento-energ-por-100c3-por-100a9tico-clave-para-garantizar-la-seguridad-del-suministro-y-precios-m-por-100c3-por-100a1s-bajos-de-la-energ/tcm:30-522653 MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITECO) (2021). <i>Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2021-2030</i>. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2022). <i>Proyecto de real decreto por el que se establece</i>	<i>el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico</i>. https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=504 RED ELÉCTRICA (REE) (2021). <i>El sistema eléctrico español</i>. ROBLES, G., SHAFIQ, M. y MARTÍNEZ-TARIFA, J. M. (2019). Multiple partial discharge source localization in power cables through power spectral separation and time-domain reflectometry. <i>IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement</i>, 68(12), pp. 4703-4711. ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE (2015). <i>The economics of load defection how grid-connected solar-plusbattery systems will compete with traditional electric service, why it matters, and possible paths forward</i>. SENDIN, A., MATANZA, J. y FERRUS, R. (2021). <i>Smart Grid Telecommunications: Fundamentals and Technologies in the 5G Era</i>. John Wiley & Sons. SINGAPORE POWER GROUP (2021). <i>Smart Grid Index 2021: Smarter and Greener Grid</i>. https://www.spgroup.com.sg/about-us/energy-hub/sustainability/smart-grid-index-2021-a-por-10020smarter-and-greener-grid SINGH, R. P., SONAWANE, A. V., SATPUTE, M. S., SHIRSATH, D. Y. y THAKRE, M. P. (2020). A review on traditional methods of condition monitoring of transformer. <i>2020 International Conference on Electronics and</i>	<i>Sustainable Communication Systems (ICESC)</i>, 1144-1152. SMARTEN (2021). <i>European Market Monitor for Demand Side Flexibility</i>. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/02/eu_market_monitor_2021_public_online.pdf TRANSPORT & ENVIRONMENT (2021). <i>Recharge EU: how many charge points will Europe and its Member States need in the 2020s</i>. https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/01_por-100202020_por-10020draft_por-10020te_por-10020infrastructure_por-10020report_por-10020final.pdf UNION OF THE ELECTRICITY INDUSTRY (EURELECTRIC) (2021). <i>Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition Final Deliverable</i>. USEF FOUNDATION (2017). <i>USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models - Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response</i>. https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/recommended-practices-for-dr-market-design-2.pdf VALAREZO, O., GÓMEZ, T., CHAVES-AVILA, J. P., LIND, L., CORREA, M., ULRICH ZIEGLER, D. y ESCOBAR, R. (2021). Analysis of new flexibility market models in Europe. <i>Energies</i>, 14(12), 3521. XUE, Y., LIU, G., D TAFT, J. y SHANKAR, M. A. (2022). <i>Emerging Trends and Systemic Issues Influencing Today's US Electric Grid</i>.
--	---	---

Resumen

La transición energética impulsada por políticas públicas supone una profunda transformación del sistema tradicional basado en combustibles fósiles. La mayoría de los retos a los que se enfrentan actualmente los mercados de electricidad en general, y los europeos en particular, vienen motivados por este cambio de paradigma, caracterizado por la penetración masiva de recursos renovables intermitentes, por una mayor respuesta de la demanda y por un creciente papel de nuevos recursos como el almacenamiento.

La clave para garantizar la eficiencia del sector sigue pasando más que nunca por lograr establecer un sistema integral de señales económicas bien diseñadas, y esto pasa por toda la cadena de valor del sector, empezando por el diseño de los mercados mayoristas, continuando con el correcto funcionamiento del mercado minorista, con los posibles mecanismos regulatorios para asegurar el suministro y/o cubrir el riesgo de precio de la demanda, y por supuesto cerrando todo con el diseño tarifario y el resto de señales que pueda recibir el consumidor final y los recursos distribuidos. Este artículo analiza el estado actual de la situación en cada uno de los segmentos anteriores, a la vez que se identifican los principales retos y se proponen aspectos de mejora.

Palabras clave: mercado electricidad mayorista, mercado electricidad minorista, mercados de capacidad, crisis energética, renovables, tarifas.

Abstract

The energy transition driven by public policies represents a profound transformation of the traditional system based on fossil fuels. Most of the challenges currently facing electricity markets in general, and European markets in particular, are driven by this paradigm shift, characterized by the massive penetration of intermittent renewable resources, increased demand response, and a growing role of new resources such as storage.

The key to ensuring the efficiency of the sector continues to be more than ever to establish a comprehensive system of well-designed economic signals, and this goes through the entire value chain of the sector, starting with the design of the wholesale markets, continuing with the correct functioning of the retail market, adding the possible regulatory mechanisms to ensure supply and/or cover the price risk of demand, and of course closing everything with the tariff design and the rest of the signals that the final consumer and the distributed resources may receive. This article analyzes the current state of the situation in each of the previous segments while identifying the main challenges and proposing areas for improvement.

Keywords: wholesale electricity market, retail electricity market, capacity markets, energy crisis, renewables, tariffs.

JEL classification: D41, D44, L11, Q40, Q50.

¿QUÉ FALTA EN EL DISEÑO DE LOS MERCADOS Y LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD DE LA UNIÓN EUROPEA PARA ASEGURAR UN SUMINISTRO FIABLE Y ASEQUIBLE EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA?

Pablo RODILLA

Tomás GÓMEZ

Instituto Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los retos a los que se enfrentan actualmente los mercados de electricidad en general, y los europeos en particular, vienen motivados por el cambio de paradigma que están experimentando los sistemas eléctricos en su recorrido hacia la descarbonización, caracterizada por la penetración masiva de recursos renovables intermitentes, por una mayor respuesta de la demanda y por un creciente papel de nuevos recursos como el almacenamiento. A lo anterior, hay que sumar en el contexto europeo los otros dos objetivos comunitarios del «trilema» energético: asegurar un suministro fiable y asequible. Estos dos aspectos cobran especial importancia en el momento en el que se escribe este artículo. En particular, los precios de la energía en Europa, y en consecuencia los de la electricidad, se han mantenido a niveles muy elevados en los últimos meses, impulsados estos por las dinámicas del mercado del gas mundial (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022). Estos precios tienen repercusiones económicas inmediatas, que se reflejan, por ejemplo, en unos aumentos muy significativos de las tasas de in-

flación. Este escenario, sin precedente reciente, ha propiciado la apertura de debates en torno a cómo poder asegurar la asequibilidad del consumo eléctrico en el largo plazo y a cuestionar en cierta medida algunos aspectos del diseño de mercado actual y en general de las señales de precio que ven los consumidores, como si estos diseños y estas señales fueran incompatibles con tal objetivo.

Lo cierto es que, fuera de los problemas coyunturales que se puedan estar sufriendo en la actualidad por los elevados precios del gas (pero sin olvidarnos tampoco de estos), la solución a la mayoría de los retos asociados a los nuevos recursos renovables y de almacenamiento, sigue pasando por conseguir una integración eficiente de los mismos en los sistemas eléctricos. Y para lograr esta integración hay dos pilares fundamentales: el primero es permitir que todos los recursos vendan en competencia los productos que tienen valor para el sistema (energía, reservas, potencia firme, etc.), siempre que técnicamente los puedan proveer, y el segundo, que las señales de precio (tanto de mercado como tarifarias),

sean lo más eficientes posibles y así incentiven una respuesta adecuada de la generación y de la demanda para el sistema. A esto, como siempre, se le puede (y debe) añadir la capa de regulación que logre maximizar el beneficio social.

Las piezas clave para lograr todo lo anterior son el diseño del mercado mayorista, un correcto funcionamiento del mercado minorista, el diseño de los posibles mecanismos regulatorios que completen los dos mercados anteriores (como aquellos que buscan asegurar el suministro y/o cubrir el riesgo de precio de la demanda) y por supuesto el diseño tarifario. El conjunto de elementos anteriores conforma al final la señal de precio que guiará a los recursos de generación y a los consumidores en su toma de decisiones, y estos elementos son precisamente los ejes principales de este artículo, que se estructura como sigue:

- Primero se analizan las tendencias europeas en cuanto al diseño de los mercados mayoristas, incluyendo las discusiones más recientes en torno a algunos de sus principios (sección segunda).
- Segundo, se analiza el papel del mercado minorista y la discusión sobre si hubiera que implementar mecanismos centralizados de cobertura de riesgo de largo plazo para la demanda (sección tercera).
- En tercer lugar, se presentan las mejores prácticas en lo que a diseño tarifario se refiere, así como las experiencias para integrar a los recursos distribuidos en los recientes mercados locales de flexibilidad (sección cuarta).

— Finalmente, en la sección quinta se concluye.

II. TENDENCIAS EN EL DISEÑO DE MERCADO MAYORISTA EN EUROPA

Para poder conseguir una integración lo más eficiente posible de las fuentes de energía renovables, hay un total consenso sobre la necesidad de adaptar el diseño de los mercados de electricidad en general en todos los plazos (los de largo, corto y muy corto plazo) (IRENA, 2017).

En este sentido, los mecanismos de mercado se han ido adecuando a esta realidad en todos los sistemas en general, y en Europa en particular. Aunque como veremos aquí, esta adecuación no ha concluido aún, y son varias las mejoras que bien están en desarrollo o bien están en consideración.

Aquí abordaremos primero las discusiones que afectan actualmente al largo plazo (apartado 1), luego nos centraremos en el corto plazo (día antes) (apartado 2) y finalizaremos la sección con el muy corto plazo y tiempo real (apartado 3).

1. Mercados mayoristas y mecanismos regulatorios de largo plazo

Dentro del ámbito de los mercados de largo plazo, nos encontramos por un lado con los mercados de energía (epígrafe 0), y por otro con los dos principales mecanismos regulatorios relacionados con la inversión en generación, que son los mercados de capacidad (epígrafe 0) y los mecanismos de apoyo a las renovables y tecnologías emergentes (epígrafe 0). Pasamos a analizar

el estado actual y los principales retos que presentan cada uno de ellos en el contexto europeo.

Mercados de energía a plazo

En el *Final Assessment of the European Union Wholesale Electricity Market Design* (ACER, 2022) se vuelve a incidir una vez más sobre la importancia de los mercados a plazo para garantizar el buen funcionamiento del sector. Su papel se considera fundamental en un contexto de alta penetración de renovables, donde necesariamente la volatilidad de precios spot irá en aumento, pero por varias razones, estos mercados no terminan de funcionar adecuadamente, sobre todo en lo que respecta al muy largo plazo. Este muy largo plazo abarca las contrataciones que podrían llegar hasta cinco o diez años desde el inicio de la fecha de entrega.

El riesgo asociado al precio del mercado de energía es, sin duda, una de las razones que dificultan las inversiones necesarias en generación. En particular, es la incertidumbre con respecto al precio medio anual que percibirá cada tecnología en el futuro lo que preocupa al inversor. Esta incertidumbre es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas.

Los mercados de electricidad a plazo permiten a los compradores y vendedores contratar un precio con antelación a la fecha de producción o consumo de la electricidad, lo que les protege de la volatilidad de los precios de mercado. Esto, a su vez, permite a algunos comercializadores ofrecer a los consumidores precios más predecibles durante un período de tiempo mayor. Los participantes del mercado son por supuesto libres de decidir si

MAPA 1

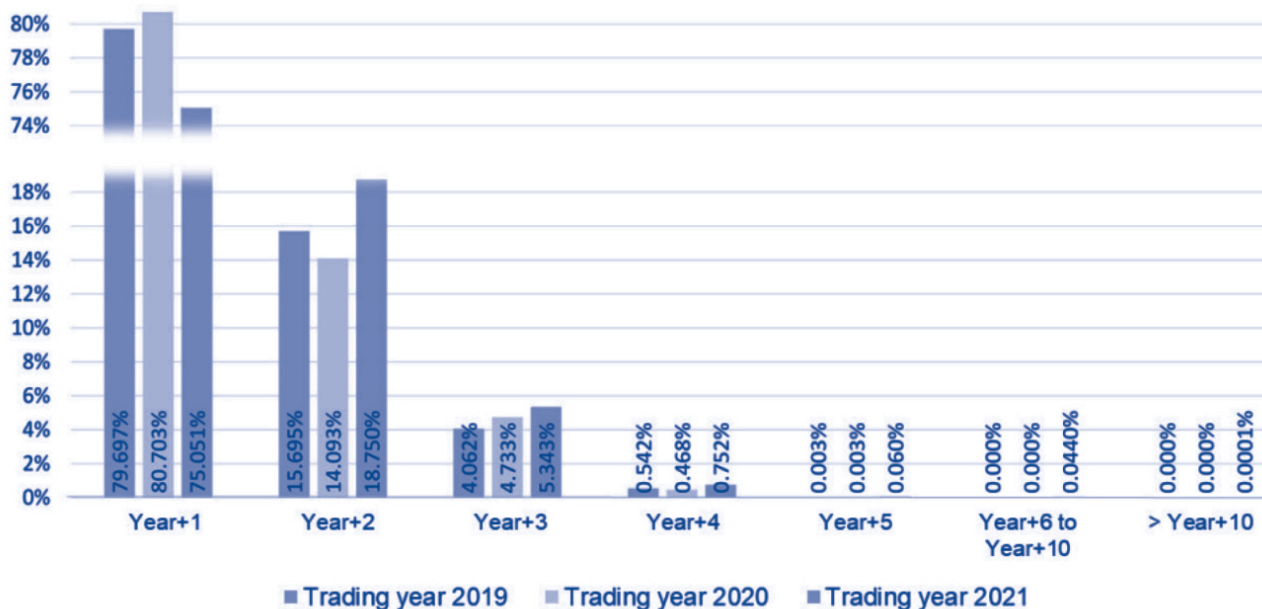
CHURN RATE EN LOS MERCADOS A PLAZO EUROPEOS

Fuente: HACER (2022).

se cubren o no contra el riesgo de precio y el tipo de instrumento de cobertura que mejor se adapta a sus necesidades.

El caso es que, a pesar de ser un elemento fundamental, estos mercados siguen sin despegar adecuadamente en Europa. Como puede observarse en el mapa 1, solo Alemania presenta unos niveles de liquidez relativamente altos en los mercados a plazo. En el mapa se identifica con un color diferente los valores del *churn rate* (donde el menor a la unidad corresponde al azul oscuro, y el mayor a 5 al azul claro). Esta ratio se define como el cociente entre el volumen negociado y la demanda física y es una ratio comúnmente utilizada y de gran importancia para el análisis de la liquidez de un mercado.

GRÁFICO 1

LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO EN ALEMANIA EN FUNCIÓN DEL PLAZO

Fuente: ACER (2022).

Aunque algunos mercados de los anteriores sí que presentan cierta liquidez en términos generales, otra cuestión es la liquidez de estos cuando nos circunscribimos a los contratos de muy largo plazo. El gráfico 1 muestra para el caso de Alemania la liquidez en las negociaciones a largo plazo de productos que van de uno a más de diez años. El gráfico evidencia como los participantes del mercado a plazo alemán negocian principalmente hasta dos años en el futuro. En el tercer año el volumen de negociación es ya muy inferior a los anteriores, y en el resto de los plazos es prácticamente inexistente.

Desgraciadamente, el reducido papel de la demanda (la contraparte teórica de la generación), que no ha terminado de percibir nunca que los precios del mercado supongan un peligro real, está detrás de que estos mercados de muy largo plazo no existan en la actualidad (nos referimos a los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación, que tiene varias decenas de años de vida útil). Aunque hay otras razones que no analizaremos aquí detrás de esta falta de liquidez (1), lo cierto es que esta falta de participación de la demanda crea un problema de mercados incompletos, que se identifica con frecuencia como la razón principal detrás de la necesidad de los mecanismos de capacidad (Newbery, 2016; Batlle, Mastropietro y Rodilla, 2021).

De cara a aumentar la liquidez de estos mercados, y así que las posibilidades de cobertura sean mayores para los agentes, ACER identifica las siguientes acciones (ACER, 2022):

- Buscar mecanismos que faciliten el acceso a los con-

tratos PPA (*power purchase agreements*) a los pequeños participantes del mercado, ya que estos contratos representan hoy por hoy una de las pocas alternativas de asegurar el precio de la energía en el muy largo plazo.

- Explorar la alternativa de introducir *market makers* en los mercados a plazo (o más *market makers*, ya que esta figura existe en algunos mercados ya, pero no proporciona suficiente liquidez). Los *market makers* son entidades (pueden ser empresas del sector) que están obligadas a ofrecer un precio de venta al que están dispuestos a vender la electricidad y un precio de compra al que están dispuestos a comprarla, definiendo el regulador la diferencia máxima entre ambos precios.
- Integrar los mercados a plazo nacionales para aumentar la escala geográfica y con esta el número de agentes que pueden tener acceso a los mismos, extendiendo también los períodos de contratación de la capacidad de interconexión entre las zonas del mercado europeo.
- Revisar los requerimientos de garantías, planteando incluso mecanismos de garantías respaldadas por los Gobiernos. En particular, en tiempos de incertidumbre estas garantías pueden incrementarse tanto que pueden representar una barrera de entrada para algunos agentes.
- Por último, se plantea también como una posibilidad la alternativa de recurrir a compras centralizadas a plazo para complementar los mercados.

El desarrollo de los mercados de contratación a largo plazo europeos es una pieza fundamental para completar el diseño de los mercados mayoristas en el contexto de la transición. Los fallos de estos mercados, y algunas de las medidas que se han comentado para dinamizar estos, enlazan directamente con los mecanismos de largo plazo de intervención regulatoria actualmente en vigencia, entre los que destacan los mercados de capacidad y los mecanismos de apoyo a las renovables y a las tecnologías emergentes. Pasamos a analizarlos a continuación.

Mercados de capacidad

Los mecanismos de capacidad siguen considerándose por el nuevo reglamento del mercado interior de la electricidad como mecanismos excepcionales y temporales en el diseño del mercado europeo. Dicho esto, la mayoría de los sistemas eléctricos de los Estados miembros cuentan en la actualidad con un mecanismo de capacidad. Parece claro que la regulación europea no está convenientemente adaptada a las situaciones que se detectan en los países sobre la necesidad de asegurar el suministro en el medio y largo plazo. En nuestra opinión, en el contexto de la transición dominada por la producción renovable, también se necesita una mayor armonización a nivel europeo para la contratación de la capacidad que permita el comercio transfronterizo del producto y no distorsione los mercados de energía.

Entre los mecanismos de capacidad más recientes nos encontramos con los de Irlanda, Italia y Bélgica, aprobados por la Comisión Europea en 2017,

2018 y 2021 respectivamente (2). Para que un mecanismo sea aprobado por la Comisión a día de hoy es necesario demostrar su necesidad desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema. No entraremos aquí en las discusiones sobre su necesidad o no, sino que partiendo de la base de que se ha demostrado su necesidad en un sistema, abordamos brevemente los retos y los elementos de diseño críticos en el contexto actual.

La mayoría de los retos a los que se enfrentan los mecanismos de capacidad están relacionados con el cambio de paradigma que surge con la penetración de recursos renovables intermitentes, y de la integración de la respuesta de la demanda y del almacenamiento. Además, el cambio climático, razón última de la transición energética, también está afectando de manera directa a la fiabilidad de los sistemas eléctricos, modificando las condiciones de escasez a las que estos se enfrentan.

En Europa, el desafío de los mecanismos de capacidad ha dejado de ser hace tiempo el de garantizar el suministro en los periodos de mayor demanda. Los sistemas eléctricos actuales, debido en parte (pero no solo) a la penetración de recursos renovables intermitentes, presentan nuevas interdependencias entre sí. La disponibilidad de estos recursos renovables, por ejemplo, puede tener una correlación positiva o negativa con los picos de demanda (tanto en el corto como en el largo plazo) o con la disponibilidad de otros recursos, como el hidroeléctrico. Otro ejemplo claro es que la disponibilidad de todas las centrales de gas depende cada vez más de la disponibilidad del suministro y de los posibles fa-

llos de las redes de gas (que, por ejemplo, se pueden congelar si las temperaturas son extremas y no se han acondicionado para tales circunstancias las infraestructuras). Todas estas y otras interdependencias tienen un impacto en la seguridad de suministro, pudiendo modificar los periodos en los que es más probable que el sistema sufra una escasez de energía. Estas nuevas correlaciones tienen que ser tenidas adecuadamente en cuenta por el regulador, reformando como corresponde las métricas de fiabilidad y las metodologías para la identificación de las condiciones de escasez o el cálculo del suministro firme (o potencia firme) de las centrales (Brito-Pereira *et al.*, 2022a).

Además, el cambio climático está aumentando tanto la frecuencia como la intensidad de los eventos meteorológicos extremos, como las olas de calor o de frío extremo. Estos eventos tienen un impacto muy significativo en el sistema eléctrico, tanto por el lado de los consumidores, aumentando la demanda de los equipos de calefacción o climatización de los edificios, como por el lado de los generadores, provocando fallos o indisponibilidades que reducen la capacidad disponible. La dramática crisis energética sufrida por Texas a principio de 2021 es un ejemplo paradigmático de estas condiciones (Busby *et al.*, 2021). Relacionado con lo anterior, se han observado en varios sistemas (como por ejemplo el citado de Texas) precios anormalmente altos durante periodos más prolongados que en el pasado, y no siempre ello ha sido la consecuencia de la escasez en la disponibilidad de la generación disponible. Una forma de cubrir a la demanda frente a estos eventos de precios

altos consiste en embeber un contrato financiero en el producto que se adquiere en el mercado de capacidad (de este modo se compraría una cierta cantidad de suministro firme y un contrato financiero ligado al mismo).

Por todo lo anterior, dos elementos clave del mecanismo de capacidad en el contexto actual son la definición del suministro firme (o potencia firme) y el posible contrato financiero que puede llevar asociado dicho suministro firme.

A continuación, se analizan brevemente las principales discusiones asociadas al cálculo del suministro firme, dejando para el apartado 5 de la sección tercera la discusión sobre el papel de un posible contrato financiero que podría ligarse al producto del suministro firme.

Cálculo del suministro firme (o potencia firme)

El suministro firme está relacionado con la producción garantizada durante los periodos de escasez. En rigor, el suministro firme de un recurso debe ser proporcional a la contribución a la fiabilidad del sistema que se espera de ese recurso (Brito *et al.*, 2022a). Normalmente, este suministro firme supone también en la práctica el límite máximo que este recurso puede vender del producto adquirido en el marco del mecanismo de capacidad.

En los sistemas donde el *mix* de generación es mayoritariamente térmico (lo que se conoce en ocasiones como sistemas limitados en capacidad), el suministro firme se suele calcular multiplicando la capacidad instalada por un factor de devaluación o

de-rating factor, en inglés (3). Estos factores tienen una gran importancia en el diseño del mecanismo de capacidad, ya que de ellos depende la remuneración de los diferentes agentes, y la metodología que se utilice para calcularlos puede afectar (y de hecho lo afectan) el equilibrio entre las diferentes tecnologías que compiten para la provisión del servicio.

Las metodologías para el cálculo del suministro firme se encuentran hoy ante la necesidad de una profunda reforma, ya que, en muchos contextos, reflejan todavía el funcionamiento del sector eléctrico en el pasado y no han sido actualizadas para abarcar la mayor complejidad de los sistemas eléctricos modernos, donde a las correlaciones mencionadas previamente se suma la mayor complejidad intrínseca de algunos de los nuevos actores que se están integrando en el sector eléctrico, como, por ejemplo, el almacenamiento. En Bothwell y Hobbs (2017) o en Brito *et al.*, (2022a y 2022b) se analiza en más detalle cómo hay que replantear el cálculo de este suministro firme en el contexto actual.

Cabe destacar que los mecanismos de capacidad europeos han pasado progresivamente de evaluar el suministro firme de los recursos mediante metodologías simplistas, como considerar únicamente su tasa de fallo (*forced outage rate* en inglés), a metodologías más sofisticadas alineadas con las mejores prácticas descritas en la literatura mencionada, donde el objetivo es el de predecir la contribución (incremental) real futura de los recursos a la fiabilidad del sistema. Esta es la base de las metodologías del cálculo del

suministro firme empleadas en los mecanismos más recientes, como, por ejemplo, los citados de Irlanda, Italia o Bélgica.

Mecanismos de apoyo a las renovables y a las tecnologías emergentes

Los mecanismos de desarrollo de las renovables y de las tecnologías emergentes, en caso de ser necesarios, tienen que tratar de cumplir idealmente cuatro objetivos (Linares *et al.*, 2018), que no siempre están alineados:

- Por un lado, el mecanismo debe incentivar la instalación de generación que ayude a cumplir los objetivos de política energética en cada Estado miembro de forma eficiente (4).
- El mecanismo debe permitir que las diferentes tecnologías compitan en igualdad de condiciones, y que no sea el regulador el que elija de antemano a la tecnología ganadora entre las candidatas (salvo que el objetivo sea precisamente desarrollar una tecnología en concreto).
- El mecanismo debe tratar de equilibrar los riesgos de inversores y consumidores.
- Por último, el mecanismo de desarrollo de tecnologías emergentes debe tratar de evitar distorsionar la operación (y, por tanto, los mercados y los precios) de corto plazo.

Los mecanismos donde la remuneración depende de la energía producida (como las *feed in tariffs*) en general cumplen con los tres primeros objetivos mencionados arriba; sin embargo, se

ha demostrado que fallan con el cuarto, y que distorsionan, por lo tanto, la operación eficiente de corto plazo, ya que incentivan a generar incluso cuando el precio de mercado está por debajo de los propios costes marginales de producción (Pérez-Arriaga *et al.*, 2016).

En Europa, la Directiva de Renovables (EC, 2018b) establece la necesidad de integrar a las renovables y, por consiguiente, de algún modo dejar de emplear este tipo de remuneración como primera opción:

«Los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables estarán diseñados para optimizar la integración de dicha electricidad en el mercado eléctrico y garantizar que los productores de energías renovables responden a las señales de precios del mercado y optimizan sus ingresos de mercado».

«A tal fin, por lo que respecta a los sistemas de apoyo directo a los precios, la ayuda se concederá en forma de una prima de mercado que podría ser, entre otras posibilidades, variable o fija».

Existen alternativas orientadas a mantener las ventajas para el inversor de una remuneración fija por MWh y reducir las ineficiencias asociadas a las *feed-in tariffs*. Por ejemplo, puede remunerarse un porcentaje de la energía producida a través de una *feed-in tariff*, y el resto a través del precio del mercado. Este es el caso, por ejemplo, del último mecanismo de apoyo a la renovable implementado en España. En este tipo de mecanismo, lógicamente, cuanto mayor sea el porcentaje expuesto a mercado, mayor será la integra-

ción (en España es solo de un 5 por 100 para las tecnologías no gestionables). Pero, en cualquier caso, ninguna alternativa que siga remunerando toda o parte de la energía producida a precio fijo logra enviar de forma precisa la señal de precio de mercado a la tecnología subsidiada (Huntington *et al.*, 2017).

El único tipo de contrato de energía que no interfiere con los incentivos eficientes de corto plazo es el contrato financiero donde la cantidad asociada al contrato sea fija y se determine *ex ante*, ya sea horaria, mensual o anual.

Remuneración en un formato de €/MW

Otra solución que evita la distorsión de corto plazo es vincular el incentivo a la capacidad instalada; sin embargo, estos mecanismos presentan desafíos a la hora de cumplir con los tres primeros objetivos mencionados. Dicho esto, un diseño adecuado de un mecanismo que incentive la capacidad puede acercarse a cumplir con estos otros objetivos tal como se describe a continuación (Linares *et al.*, 2018):

- Para evitar incentivar generación que no ayude a cumplir eficientemente con el objetivo del regulador, cuando este se establece en términos de energía, se pueden imponer requisitos de producción mínimos. Por ejemplo, aunque la remuneración sea por MW instalado, se puede introducir el requerimiento de que la planta tenga que producir un número mínimo de horas para percibir la remuneración del mecanismo. Este requerimiento es tanto más necesi-

rio cuanto más inmadura sea la tecnología.

- Para gestionar el riesgo del inversor, el mecanismo puede incluir una compensación *ex post* en función del precio de mercado. La clave aquí es que dicha compensación no dependa del perfil de producción final de la planta, si no, estaríamos volviendo a incentivar los despachos ineficientes en el corto plazo. El mecanismo que se introdujo en España a través del Real Decreto 413/2014, lograba precisamente esto a través de estimar los ingresos de mercado y las compensaciones que necesitarían unas plantas de referencia eficientemente operadas, para lograr una rentabilidad razonable.
- Por último, en un mecanismo que remunera la capacidad instalada se puede permitir la participación de diversas tecnologías en igualdad de condiciones. Aunque esto implica solventar la dificultad de comparar lo que ofrece un MW de cada una de las distintas tecnologías (5).

¿Un nuevo tipo de contrato?

Un último tipo de contrato es el que se ha propuesto recientemente en BEIS (2022) como una posible alternativa para el futuro. Este contrato busca establecer un límite máximo y mínimo de ingresos de la tecnología subvencionada. Con esta opción, que sigue el precedente de los contratos ofrecidos a algunas interconexiones en el Reino Unido, se les garantizaría a los generadores unos ingresos mínimos en cada período. De este modo, los generadores competirían en todos los mercados (capacidad,

mercado de energía, servicios complementarios, etc.) y, si no alcanzasen los ingresos mínimos establecidos en el contrato, se les compensaría al final del período. Si sus ingresos se situasen entre el límite mínimo y el máximo, no habría ninguna transferencia. Y finalmente, si sus ingresos superasen el límite, devolverían parte de sus ingresos. El suelo se fijaría de forma competitiva, y con un formato €/MW. El problema con este tipo de contratos, tal y como se reconoce en el documento, radica en encontrar un diseño que permita a la central subvencionada percibir las señales de corto plazo cuando se alcanza el límite mínimo o el máximo.

El papel de las subastas

En cualquier caso, y para cualquiera que sea el producto, cuando las tecnologías han alcanzado un cierto grado de madurez el precio asociado al mecanismo debe establecerse por medio de una subasta, que permita a los agentes revelar el precio del producto requerido (Perez-Arriaga *et al.*, 2016).

Las subastas centralizadas deberían jugar un papel subsidiario de los mecanismos de contratación libre entre productores y demanda en tanto en cuanto se estimen como necesarias para alcanzar los objetivos de descarbonización fijados por los Gobiernos en los planes nacionales integrados de energía y clima.

La renovable como una tecnología más que tiene que integrarse en los mecanismos de mercado existentes

Cualquier propuesta que se formule para incentivar la expansión de las tecnologías re-

novables en el sistema eléctrico debe tratar de compatibilizar al máximo estos incentivos con los mecanismos de mercado diseñados previamente para el conjunto del sistema. Debe buscarse la manera de hacerlo de tal forma que las tecnologías perciban los mismos incentivos de corto (operación), medio (planificación, por ejemplo, de mantenimientos) y largo plazo (mecanismos de capacidad) que el resto de las instalaciones en el sistema.

2. Diseño de los mercados de corto plazo (día antes)

En Europa, el mercado diario es un mercado integrado que acopla las diferentes zonas de oferta y demanda, teniendo en cuenta las capacidades de interconexión entre ellas, y determina los precios horarios del día siguiente mediante una subasta, con un mecanismo de casación marginalista *pay-as-cleared*.

En cuanto al diseño del mercado de corto plazo, nos encontramos hoy con dos bloques de discusiones de naturaleza muy diferente:

- El primer bloque es, en principio, de carácter más coyuntural, y está motivado por la presente situación en Europa. Los altos precios del mercado del gas, y su propagación al precio de la electricidad, están suscitando la aparición de propuestas que buscan un diseño alternativo a la subasta marginalista actual.
- El segundo bloque tiene que ver con los ajustes que necesita el mercado diario de energía europeo para seguir avanzando en la integración eficiente de las renovables y en el despacho eficiente de

los recursos flexibles. Aquí cabe destacar tres posibles mejoras:

- La mayor granularidad en el despacho (tanto temporal como espacial).
- Una posible reconsideración de una de las bases del mecanismo actual: el método de casación y cálculo de precios.
- La reconsideración de los formatos de oferta.

Comenzamos con el primer bloque, describiendo brevemente la situación actual y los elementos de discusión más coyunturales motivados por esta y proseguimos luego con los relacionados con la integración de las renovables y el despacho de los recursos flexibles.

El mercado de energía marginalista, ¿cuestionado?

En el último año, los precios de la energía en Europa han aumentado de forma significativa y de forma sostenida, alcanzando niveles sin precedentes. El incremento de precio se debió primero a un cierto desajuste en el mercado del gas, originado principalmente por una recuperación económica pos-COVID que sobrepasó de forma coyuntural la recuperación de la capacidad de suministro. Posteriormente se produjo la invasión rusa a Ucrania, y con esta llegó una incertidumbre en torno a la futura disponibilidad del suministro de gas que descontroló de forma definitiva el precio de esta fuente primaria de energía. Como el gas sigue siendo, en muchos Estados miembros, el combustible utilizado por las centrales eléctricas que fijan el precio en el mercado de la electricidad (las llamadas

centrales marginales), los altos precios del gas se propagaron al precio de la electricidad, lo que a su vez provocó un aumento del precio pagado por los consumidores, no solo por el gas, sino también por la electricidad (Pototschnig, 2022).

Como consecuencia de esta situación, surgieron pronto las primeras dudas sobre la conveniencia del diseño del mercado diario marginalista europeo de la electricidad. En algunos foros, se interpretó que comenzaba a haber preferencia por un enfoque tipo *pay-as-bid* en el mercado diario, en contraposición al mecanismo de remuneración marginal actual (también denominado *pay-as-cleared*) (Pototschnig, 2022). También empezaban a aflorar de forma progresiva enfoques orientados a segmentar el mercado y a limitar así los ingresos marginales de algunas tecnologías (en este segundo conjunto, se sitúa por ejemplo la denominada «excepción ibérica»).

Este debate llevó a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la UE (ACER) a publicar una nota sobre los altos precios de la energía en octubre de 2021 (ACER, 2021a). En esta nota se defendía el precio marginal como la señal óptima de mercado. La situación llevó también a la Comisión Europea, el 13 de octubre de 2021, a pronunciarse sobre el mismo tema con una Comunicación en la que se proponían una serie de medidas que los Estados miembros o la propia Comisión podrían adoptar para contrarrestar el aumento de los precios de la energía y sus causas. La mayoría de las medidas estaban destinadas a proteger a los consumidores finales, pero cabe destacar que,

en la misma Comunicación, la Comisión solicitó a ACER una evaluación de las ventajas e inconvenientes del actual diseño del mercado mayorista de la electricidad.

ACER publicó su evaluación preliminar en noviembre de 2021 (ACER, 2021b) y su informe de evaluación final en abril de 2022 (ACER, 2022). El informe de abril contenía importantes afirmaciones sobre el diseño general del mercado de la electricidad, que buscaban disipar algunas dudas que habían alimentado el debate público en los meses previos. En resumen, ACER volvía a defender el esquema de mercado marginal (6) y no consideraba deseable un cambio de gran calado (y mucho menos en tiempos de crisis), aunque sí que dejaba la puerta abierta a ajustes complementarios al actual diseño, tales como tratar de mejorar la liquidez de los mercados de largo plazo o refinar las señales de mercado a la flexibilidad.

Sin embargo, el cambio de rumbo más relevante se produjo con las Comunicaciones del 8 y 23 de marzo de la Comisión Europea (Comisión Europea, 2022a; 2022b). La Comunicación del 8 de marzo mencionaba, por primera vez, la regulación de los precios mayoristas y los mecanismos de transferencia de renta como medidas adecuadas para hacer frente, eso sí, de forma coyuntural, a los elevados precios de la electricidad. La Comunicación del 23 de marzo especificaba, además, posibles intervenciones de forma más específica, como es el caso de imponer un límite a los precios en el mercado mayorista de la electricidad y una compensación financiera a los generadores ba-

sados en combustibles fósiles. En esta línea, Bruselas aprobaba en junio el mecanismo conocido como la «excepción ibérica», un sistema que introducía un mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales (gas, carbón y cogeneración en el mercado), de forma que estas reducen sus ofertas en el mercado eléctrico considerando un tope fijado para el precio del gas en España y Portugal, recibiendo una compensación por la diferencia entre el precio del gas en el mercado de referencia y el tope fijado.

¿Segmentación del mercado de energía?

Una decisión de diseño que parece estar planteando en algunos sistemas (Gobierno griego, 2022), (BEIS, 2022) (7), y no de forma coyuntural, sino como solución de largo plazo, es una posible segmentación del mercado de energía.

Nos encontramos con propuestas que buscan dar señales de precio de largo plazo a algunas tecnologías (fundamentalmente las de producción no gestionable) y de algún modo (no queda claro cómo, y esta es realmente la clave) aislarlas del mercado de corto plazo. En paralelo sí que se mantendrían los mercados y señales de corto plazo para el resto de las tecnologías. Dar señales de largo plazo a algunas tecnologías de forma selectiva es algo que no es nuevo, de hecho, tal como se reconoce en BEIS (2022), en el Reino Unido el sistema de contratos por diferencias actual aísla ya en gran medida a las energías renovables y las remunera a su coste marginal de largo plazo.

El aislar totalmente a ciertas tecnologías de las señales y requerimiento de programación de corto plazo es un esquema que para altas penetraciones de dichas tecnologías ha mostrado ser muy ineficiente y nocivo para el sistema en su conjunto, por lo que es difícil pensar que se pueda plantear hoy en día un mecanismo donde se vuelva a los grandes errores del pasado.

Es importante recordar que, desde el punto de vista académico, los mercados mayoristas marginalistas de corto plazo deberían seguir siendo necesarios para optimizar eficientemente el despacho y el consumo, aunque el diseño de estos seguirá necesitando algunos ajustes para poder permitir a todas las tecnologías participar de forma activa y eficiente en los mismos. Esto nos lleva al segundo bloque de desarrollos que se ha mencionado previamente, y que pasamos a analizar a continuación, centrándonos en aquellos que están focalizando la mayor parte de los esfuerzos: la granularidad temporal y espacial, el mecanismo de precio y los formatos de oferta.

Granularidad temporal y espacial de las señales de precio

En cuanto a la granularidad de las señales de precio, tanto temporal como espacial, no cabe duda de que los recursos energéticos renovables, variables y no despachables, (muchas veces distribuidos) aumentan la necesidad de fijar los precios en períodos de tiempo más pequeños y con una granularidad espacial mayor (por nodos idealmente) en los mercados mayoristas (Perez-Arriaga *et al.*, 2016; Newbery *et al.*, 2017):

— Sobre la granularidad temporal, la tendencia actual en el mercado de energía del día antes es la de pasar de períodos de una hora a períodos de quince minutos. Estos períodos más cortos permiten programar mejor a la demanda y a la producción renovable (perfiles programados más cercanos a los perfiles reales), y también adaptar mejor el despacho de las tecnologías más flexibles con algo más de antelación que en la actualidad. Al otro lado del Atlántico, los sistemas con mayor penetración de renovables, como California, ya ha migrado a períodos de quince minutos (CAISO, 2019). En la Unión Europea (UE), en consonancia con lo establecido en el Paquete de Energía Limpia (EC, 2016), el mercado del día antes está preparando el cambio de la resolución temporal de sesenta minutos a la de quince minutos. La implementación está prevista en tres fases, donde en cada fase se incorporarán nuevos sistemas, y donde la primera fase está programada para principios de 2024 (MCSC, 2022). El problema que acarrea este cambio es de carácter técnico y computacional, ya que se pasa de 24 a 96 períodos en el día, con unos márgenes para el cálculo de la casación del mercado que, en el horizonte diario, son muy estrechos por lo general. Veremos más adelante que esto tiene consecuencias desde el punto de vista del algoritmo de casación y de los formatos de oferta que se pueden emplear.

— En cuanto a la granularidad espacial, en general las ganancias en eficiencia que se

obtendrían al incrementar la podrían ser significativas. Como es bien sabido, en la UE la granularidad es zonal (generalmente un país es una zona, con las excepciones de Italia y el sistema nórdico que contienen varias zonas). El punto de vista con respecto a incrementar la resolución e implantar precios nodales se presenta con claridad en el informe sobre las opciones de diseño del mercado de ENTSO-E (ENTSO-E, 2021). El informe reconoce las ventajas de contar con un sistema de fijación de precios más granulares, pero al tiempo apunta que la implementación de precios nodales en Europa es más que compleja. Por un lado, pasar de un modelo de mercado a otro es grande, y sin duda, impactaría de forma relevante a los agentes del mercado, con ganadores y perdedores, lo que se traduciría en una cierta oposición por parte de los afectados negativamente. Además del problema anterior, la posibilidad de introducir precios nodales en Europa en el largo plazo pasaría por buscar una difícil solución a dos aspectos (Linares *et al.*, 2018). El primero es de índole institucional, ya que un mercado nodal exige una coordinación aún más estrecha entre el operador de mercado y el operador del sistema. El segundo es de carácter computacional, y es que a día de hoy no se pueden calcular precios nodales con el algoritmo actual diseñado *ad hoc* para el caso europeo. A los dos aspectos anteriores habría que añadir el eterno argumento de la conveniencia de la unidad de la tarifa eléctrica, como si esta unidad no fuera compatible

con tener señales más granulares para la generación. En cualquier caso, ACER debe evaluar la eficiencia de la configuración de las zonas de oferta (*bidding zones*) cada tres años. La evaluación comienza con una solicitud a ENTSO-E de elaboración de un informe técnico y de mercado sobre la eficiencia de la configuración existente de las zonas de oferta. ENTSO-E ha publicado el último análisis a este respecto el 30 de junio de 2022, un informe que, por primera vez, se basa en el cálculo de precios nodales en el contexto del mercado interior (ENTSO-E 2022).

Mecanismo de determinación de precio

El proceso conjunto del cálculo de la casación y del cálculo de precio en la UE es más complejo desde el punto de vista computacional que en otros sistemas, como por ejemplo en el continente americano (Herrero, Rodilla y Batlle, 2020). La esencia del algoritmo de casación en la subasta del mercado diario europeo (denominado EUPHEMIA, [EUPHEMIA, 2020]) se basa en determinar la solución que maximice el beneficio social, pero cumpliendo dos restricciones que tienen un papel bastante relevante:

— El mercado debe liquidarse con precios uniformes (*pay-as-cleared*), lo que implica que los precios de mercado deben ser suficientes para remunerar las ofertas aceptadas. La otra alternativa a los precios uniformes es la de calcular los precios como los costes marginales de suministro en cada hora y permitir luego una remuneración adicional

a aquellas centrales que con dichos precios no recuperen sus costes de operación (esto ocurre por la existencia de costes no lineales, como por ejemplo los costes de arranque). Esta segunda alternativa es más sencilla desde el punto de vista computacional, pero no está exenta de complejidad asociada al cálculo de precios y a cómo asignar los costes asociados a la mencionada remuneración adicional (Hogan, 2003) (O'Neill et al., 2005) (Pope, 2014).

- Las ofertas simples de venta (las órdenes horarias de venta de tipo precio-cantidad) deben ser aceptadas en su totalidad si el precio de mercado está por encima del precio ofertado. Lo mismo ocurre con las ofertas simples de compra si el precio de mercado está por debajo del precio ofertado. Esta especie de prioridad de despacho de las ofertas simples frente a otras más complejas (como las ofertas tipo bloque, que a grandes rasgos determinan un perfil de producción y un ingreso total en el día) es una característica que no está presente en otros mercados y que, aunque tiene buenas propiedades (Herrero, Rodilla y Batlle, 2020), hace también más compleja la casación.

Estas dos condiciones aplicadas simultáneamente restringen el problema de maximización del beneficio social, lo que conduce (por definición) a un beneficio social subóptimo. Se trata de una cuestión de prioridades: en el contexto europeo el cálculo de un precio uniforme y las ventajas asociadas a dicho precio uniforme se consideran más prioritarias que la maximización del

beneficio social (Perez-Arriaga et al., 2016).

El problema es que las condiciones anteriores obligan a un proceso iterativo complejo en el que las ofertas son las que determinan el precio, pero a la vez hay que verificar que los precios remuneran de forma suficiente a las ofertas que se han casado, y que no se ha quedado fuera una oferta simple que debería haber sido casada.

La complejidad computacional puede llevar a un cambio de paradigma en la casación

Tal como se ha apuntado anteriormente, el mercado diario de la UE se está preparando para un cambio relevante en la granularidad temporal, reduciendo esta desde los sesenta minutos a los quince minutos. Esto representa un importante reto para el rendimiento del algoritmo EUPHEMIA, y estos problemas de rendimiento suponen hoy el mayor cuello de botella para la futura implementación de la casación cuarto-horaria (MCSC, 2022).

Hay algunos cambios programados que aumentarán la eficiencia del algoritmo, entre otras la eliminación del *PUN* (*Prezzo Unico Nazionale* [8]), o la posible sustitución de las ofertas complejas (empleadas en Portugal, España e Irlanda) por las denominadas ofertas complejas escalables (*Scalable Complex Orders* [9]). Pero para la futura implementación de los períodos de quince minutos podrían no ser suficientes estas mejoras, y por ello se está valorando la posibilidad de un cambio de mayor calado que afectaría a la filosofía de casación y de cálculo de precios.

De esta forma, se podría migrar en el futuro a un sistema de fijación de precios no uniformes, ya que dicho cambio conllevaría un aumento significativo del rendimiento. Un cálculo de precios no uniformes introduce ganancias de escalabilidad y rendimiento al fijarse los volúmenes y los precios por separado (ya que volúmenes y precios no están acoplados).

Formatos de oferta (diario)

Por último, cabe destacar que los formatos de oferta también podrían cambiar en el futuro. El enfoque empleado hoy en los formatos de oferta del mercado del día antes en la UE es el de proporcionar un conjunto general de formatos de oferta «abstractos» que puedan ser utilizados por cualquier tipo de recurso. Entre estos formatos de oferta nos encontramos las ofertas simples, las complejas y los distintos tipos de ofertas de «bloque» (*block bids*, en inglés). La carga computacional que supone cada tipo de oferta varía, siendo las más fáciles de tratar las ofertas simples y la que requieren más recursos las complejas, estando las ofertas de «bloque» entre ambas (MCSC, 2022). Dependiendo de los problemas de rendimiento del algoritmo de casación anteriormente descritos, no es descartable que se replanteen los formatos de oferta que finalmente estén disponibles en los mercados.

En cualquier caso, cada dos años los operadores del mercado tienen que abrir a consulta los productos que han de considerarse en el mercado diario. En este proceso los agentes pueden expresar en qué medida los formatos de ofertas se ajustan o no a sus necesidades.

3. Mercados mayoristas de muy corto plazo

Mercados intradiarios

El papel de los mercados intradiarios, donde se negocian las variaciones de producción o consumo con respecto a lo casado en el mercado diario, seguirá siendo esencial en el futuro, especialmente con la predominancia de la producción renovable y los recursos de almacenamiento. Es fundamental que el mercado pueda garantizar señales eficientes de precio en este horizonte para así proporcionar a los agentes los incentivos necesarios para mejorar su flexibilidad y sus capacidades de previsión.

En Europa, antes de la integración del mercado intradiario europeo, los mercados intradiarios en países o regiones se organizaron tradicionalmente bien a través de mercados continuos, bien de subastas discretas, o bien a través de un modelo híbrido de los dos anteriores. En las subastas discretas las ofertas de venta y las de compra se casan en un proceso similar al del mercado del día antes (donde hay un único precio marginal para todas las transacciones referidas a una misma hora). En el mercado continuo, en cambio, la casación de las ofertas funciona por orden de llegada y se paga el precio de la oferta.

La armonización europea del mercado intradiario, conocida como *SIDC* (*Single IntraDay Coupling*) se centró en implementar un único mecanismo de negociación continua intradiaria que actualmente acopla la mayoría de los países de la UE. Adicionalmente, se ha optado por complementar el mercado intradiario continuo con la futura

integración de subastas intradiarias discretas. Estas subastas regionales se diseñarían a semejanza de las que ya existen en el horizonte diario. De hecho, en principio se va a utilizar el mismo algoritmo de casación (EUPHEMIA) que se emplea en el mercado del día antes. En cuanto a los formatos de oferta que se permitirán, todo dependerá de las posibilidades computacionales. En general, todas las discusiones que hemos visto asociadas a EUPHEMIA en el contexto del mercado del día antes serán aplicables en estas nuevas subastas en el horizonte intradiario.

Cabe destacar también que el algoritmo del mercado continuo permite utilizar distintos formatos de oferta, pero no permite todavía casar ofertas que hayan usado distintos formatos de oferta entre sí. Permitir esta casación entre distintos formatos de oferta (y entre regiones) es una de las prioridades actuales del diseño del mercado continuo europeo.

Reservas y mercados de tiempo real

Para mantener la frecuencia de la red dentro de los límites establecidos (50 Hz en la UE), la generación y el consumo deben estar en equilibrio siempre. Cualquier desequilibrio se soluciona con el uso de las reservas de operación y luego ajustando la energía producida y consumida a través de los conocidos como mercados de balance o ajuste (*balancing*).

Para garantizar la disponibilidad de las reservas, en la UE los operadores de las redes de transporte (*TSO*, por sus siglas en inglés) nacionales adquieren la denominada capacidad de reserva antes del tiempo real en los

mercados de reserva de capacidad. Durante el funcionamiento en tiempo real, hay un mercado adicional para activar la energía que se conoce con el nombre de mercado de *balancing* (en estos mercados se usa la energía de los distintos recursos en el tiempo real, como es el mercado de reserva terciaria en España y también el mecanismo de uso de la secundaria).

Actualmente el mayor reto asociado a estos mercados tiene que ver con la integración de los mercados regionales para la provisión de estos servicios. En la normativa europea, se definen cuatro productos de reserva en función de los tiempos en los que se activan. Estos productos, yendo de las reservas más rápidas a las más lentas, son: la Reserva de Contención de Frecuencia (FCR), la Reserva de Restauración de Frecuencia automática (FRRa), la Reserva de Restauración de Frecuencia manual (FRRm) y la Reserva de Reemplazo (RR). Actualmente, las plataformas europeas para FRRa, FRRm y RR están en desarrollo y se espera que entren en funcionamiento en 2024.

III. TENDENCIAS EN LOS MERCADOS MINORISTAS

1. El papel del mercado minorista en el *target model* de la UE

En la Unión Europea, la liberalización de la actividad minorista se ha considerado siempre una parte fundamental del denominado *target model* del mercado interior de la electricidad. Como consecuencia de esto, se han desarrollado distintos paquetes legislativos a nivel comunitario con el objetivo de garantizar las condiciones adecuadas para que

esta liberalización se pudiese llevar a cabo con éxito.

Después de trece años desde que se publicara el tercer paquete energético (que se centró fundamentalmente en lidiar con el problema de la integración vertical de actividades), y a pesar de todos los esfuerzos para monitorizar e incrementar por un lado la competitividad del mercado minorista y por otro la participación de los consumidores, la evidencia muestra que el valor añadido de este mercado es muy limitado. Pasamos a continuación a analizar brevemente el estado actual del mercado minorista.

2. El estado actual del mercado minorista en Europa

En los dos últimos informes publicados sobre *Market Monitoring* del sector eléctrico (ACER, 2020; 2021), se plantean

dudas sobre la evolución del funcionamiento de los mercados minoristas de electricidad en Europa. En particular, en ACER (2020) se dice que:

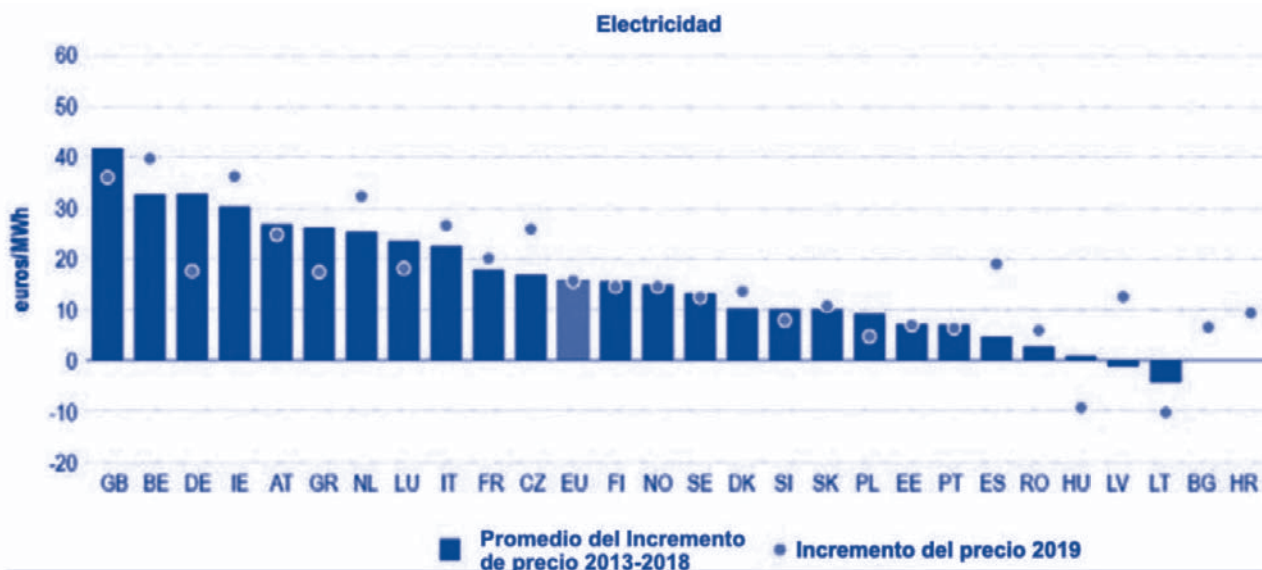
«La diferencia entre los precios mayoristas de la energía y los precios minoristas de la energía (el margen de la comercialización) se amplió en 2019. Además, se observa una fuerte correlación entre los precios minoristas y mayoristas de la energía cuando aumentan los precios mayoristas de la energía. Sin embargo, se observa una correlación más débil con respecto a la reducción de los precios minoristas cuando los precios mayoristas de la energía bajan».

A diferencia de la integración europea conseguida en los mercados mayoristas, los mercados minoristas presentan diferencias marcadas por países, manteniendo idiosincrasias fuertemente locales. Mostramos a continua-

ción los dos aspectos destacados por ACER. Se presenta primero el margen bruto estimado de la actividad minorista en los diferentes países en 2019 (gráfico 2). En este gráfico, el margen es la diferencia entre los precios cobrados a los consumidores y los costes estimados para suministrarles energía. Como se indica en el informe (ACER, 2020), hay que tener en cuenta que los márgenes no son lo mismo que las ganancias, ya que los proveedores tienen costes operativos adicionales que no se consideran ahí. Además, los análisis también se basan en una serie de supuestos, como una estrategia de adquisición de la energía racional y óptima.

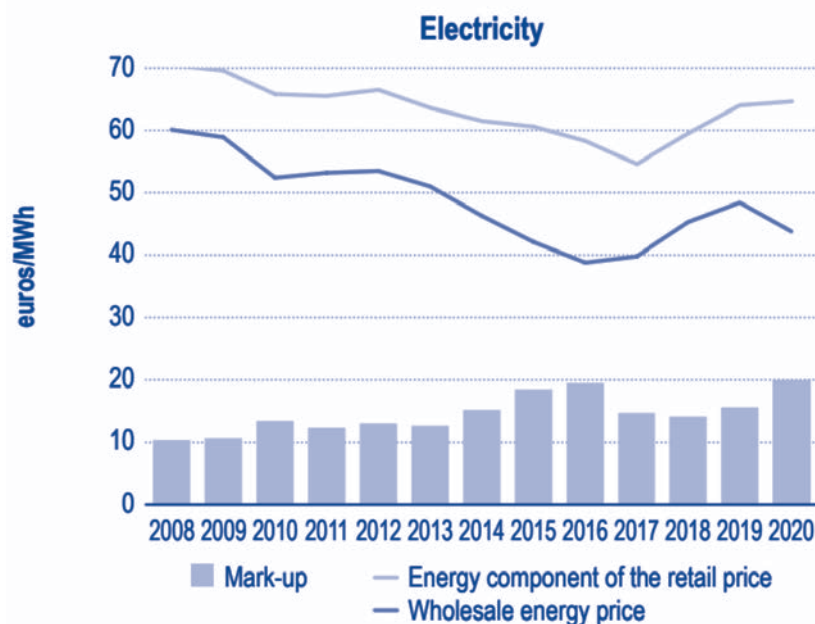
En el gráfico 3, se muestra la evolución del margen (*mark-up*) promedio en Europa desde 2008 a 2020. Se puede observar cómo la situación ha empeorado en 2020 con respecto a 2019. En cualquier caso, estos son valores medios. El informe ofrece tam-

GRÁFICO 2
MARGEN BRUTO ESTIMADO DE COMERCIALIZACIÓN POR PAÍSES



Fuente: ACER (2020).

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DEL MARGEN BRUTO DE COMERCIALIZACIÓN



Fuente: ACER (2021).

bién en el anejo el mismo análisis particularizado para cada uno de los países, distinguiendo entre sector doméstico y sector industrial. Ahí se puede ver como, por ejemplo, en el sector doméstico en los cuatro últimos años las tendencias son diversas: hay países en los que la tendencia de este margen bruto de comercialización en el sector doméstico es decreciente (caso de Alemania, Hungría o Polonia), otros en los que es creciente (caso de Reino Unido, Irlanda o Italia) y otros en los que hay una ausencia de tendencia (caso de España).

En el gráfico 3, se puede observar también lo que destacaba ACER en su informe de 2020 sobre la correlación entre los precios mayoristas y minoristas: hay una mayor correlación en las subidas que en las bajadas. En general, se observa una correlación fuerte entre los precios mayoristas

y minoristas de 2008 a 2013 y de 2017 a 2019. Sin embargo, se observa también una divergencia de esta tendencia entre 2013 y 2016 y de nuevo en 2020. La desviación ha sido particularmente alta en el último año analizado.

Otro aspecto que preocupa a ACER es la concentración que

se observa en los mercados minoristas. En el informe de 2021 se muestra la concentración de estos mercados en los distintos países a través de los conocidos índices HHI y CR3. Los valores umbrales para detectar un alto nivel de concentración con estos índices se encuentran en torno a 2000 para el índice HHI y 70 por 100 para el índice CR3. En el gráfico 4 se puede observar el elevado número de países donde, en el sector doméstico, el valor de los índices supera estos umbrales.

La tasa con la que los consumidores se cambian de proveedor se considera uno de los indicadores clave del buen funcionamiento de los mercados minoristas de energía. Estas tasas varían en función del Estado miembro, pero por lo general son bajas. Las tasas de cambio mayores se han observado en Bélgica y Noruega, con valores cercanos al 20 por 100, pero también hay Estados miembros donde esta tasa es prácticamente nula (en Polonia y Hungría es del 1 por 100).

En parte por las evidencias anteriores, son muchos los Estados miembros que se resisten a dejar de intervenir de alguna

GRÁFICO 4
HHI Y CR3 DE COMERCIALIZACIÓN PARA EL SECTOR DOMÉSTICO POR PAÍSES



Fuente: ACER (2021).

forma en los mercados minoristas. Más de la mitad de los sistemas siguen interviniendo en los mercados minoristas de energía de la UE, por ejemplo, estableciendo una tarifa regulada por defecto. En concreto, 15 países de los 28 analizados en el informe de *Market Monitoring* tienen alguna forma de intervención pública en los precios para los consumidores domésticos. Para consumidores no domésticos, este tipo de intervención se reduce a nueve países.

3. El contexto actual: una situación coyuntural

A la situación de intervención anterior se suma la situación coyuntural actual. Y es que, en respuesta a la escalada de precios observada en los últimos meses, algunos Estados miembros han solicitado nuevas intervenciones en el mercado minorista para proteger a los consumidores finales.

En el anejo 1 de la Comunicación del 8 de marzo (EC, 2022a), la Comisión da una serie de directrices sobre «la aplicación del artículo 5 de la Directiva sobre la electricidad durante la situación actual». El artículo 5 de la Directiva de Electricidad es el que establece que es admisible una intervención del precio minorista durante períodos excepcionales de gran inestabilidad, y que dicha intervención se puede plantear incluso en los sistemas en los que se habían eliminado ya cualquier tipo de intervención en el mercado minorista. De este modo, en el presente marco se permite la regulación de precios en el mercado de energía cuando esta intervención esté justificada y siempre respetando que dicha intervención debe «garantizar que las medidas cumplen los

objetivos de la política energética de la UE y de la Directiva sobre la electricidad».

En la Comunicación del 15 de mayo (EC, 2022c), la Comisión se vuelve a pronunciar sobre los mercados minoristas con dos mensajes claros:

- En primer lugar, la Comisión pide a los Estados miembros que garanticen la plena aplicación de la legislación sobre el mercado de la electricidad, en particular para asegurar unas tarifas que reflejen los costes y la eliminación de las barreras a los recursos flexibles.
- En segundo lugar, recuerda las medidas establecidas en el anexo 1 de la primera Comunicación «REPowerEU», que siguen siendo aplicables. Y además acepta prolongar las medidas en el tiempo y hacerlas extensibles también a las pequeñas y medianas empresas.

4. El diseño de las tarifas reguladas

De este modo, la mencionada Comunicación abre la posibilidad de que el negocio minorista de electricidad liberalizado coexista temporalmente con las tarifas reguladas, siempre que sea justificado, no vaya en contra de los otros objetivos de la Directiva de Electricidad y exista una hoja de ruta para su progresiva desaparición. Esto vuelve a llevarnos al problema de diseñar e implantar una tarifa que compita con el mercado liberalizado (situación en la que como hemos dicho estaban ya varios Estados miembros). El objetivo de introducir una tarifa regulada en este contexto es en el fondo el mismo de siempre: el dar una opción por

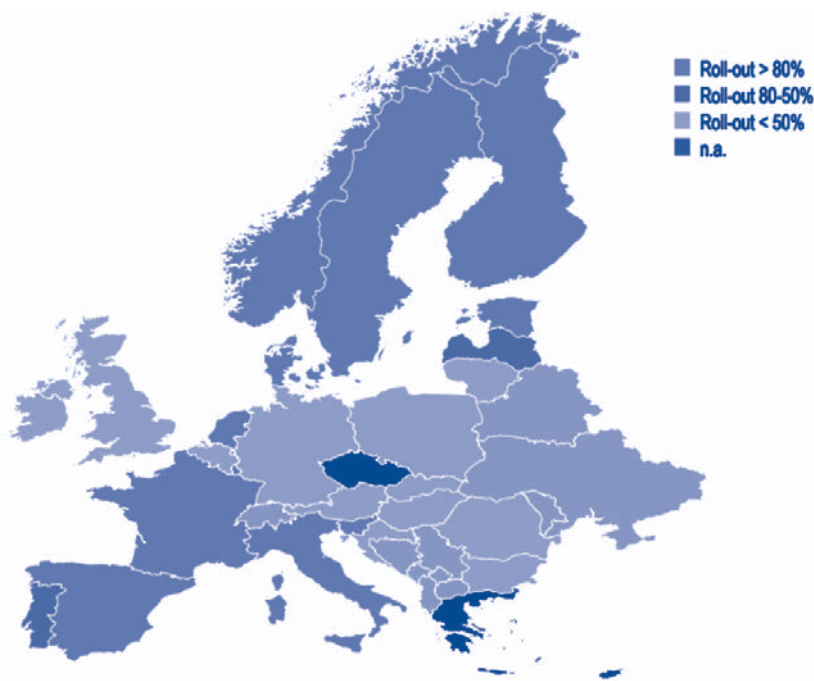
defecto razonable al consumidor, especialmente al consumidor residencial.

Dado que la tarifa regulada compite en el mercado, el concepto es en sí mismo claramente controvertido. La única tarifa regulada que puede tener sentido es la que refleje los costes tanto como sea posible. Una tarifa subsidiada y por debajo de los precios del mercado representa una competencia desleal y eventualmente acabaría con el mercado minorista. Además, las tarifas reguladas deben evitar, en la medida de lo posible, ser la única herramienta del regulador para asignar algunos costes del sistema (Pérez-Arriaga *et al.*, 2016). Aun cumpliendo con todos los principios anteriores, el regulador debe tomar una decisión importante sobre el diseño de la tarifa por defecto. El regulador debe decidir si utilizar o no estrategias de cobertura para reducir la exposición de los consumidores al riesgo del mercado energético. Al respecto, nos encontramos con dos extremos, cada uno presentando ventajas y desventajas (Gómez *et al.*, 2021):

- En un extremo nos encontramos con la alternativa de trasladar a los consumidores los precios del mercado de corto plazo sin ninguna cobertura adicional para el consumidor. La precisión de la señal dependerá de la voluntad del regulador para hacerlo y, por supuesto, del despliegue de la tecnología adecuada (en el mapa 2 siguiente se muestra el estado actual de despliegue de los contadores inteligentes en Europa, necesarios para trasladar precios horarios a los consumidores).

MAPA 2

ESTADO DE DESPLIEGUE DE LOS CONTADORES INTELIGENTES



Fuente: ACER (2021).

El caso de la tarifa regulada en España, la denominada PVPC (10) (precio voluntario del pequeño consumidor) es un ejemplo paradigmático de este enfoque.

- En el otro extremo se sitúa el firmar algún contrato de largo plazo asociado al consumo de energía bien en mercados a plazo, bien en subastas de energía diseñadas con tal fin. Un ejemplo paradigmático de este tipo de enfoque es el del sistema portugués.

La firma de contratos de largo plazo de forma centralizada puede llevarse a cabo con el objeto de cubrir el riesgo asociado al precio de la tarifa regulada (para así dar estabilidad al consumidor), aunque como se indicaba, también caben contratos de largo plazo en el contexto de

los mecanismos de capacidad. Decíamos que hay productos en estos últimos mercados que pueden llevar asociado un contrato de largo plazo. En ambos casos, las discusiones desde el punto de vista de qué tipo de cobertura es más conveniente para el consumidor son muy similares.

Cerramos este apartado con la discusión sobre los distintos tipos de cobertura financiera que se pueden plantear de forma centralizada, enfocándonos en las que más atención están recibiendo últimamente en el contexto europeo (ACER, 2022).

5. Coberturas de riesgo del consumidor

Existe un amplio abanico de opciones en cuanto a las características de los posibles contratos

que el regulador puede firmar para gestionar el riesgo de precio de los consumidores. Como en cualquier otro tipo de intervención, el regulador debe aplicar su mejor criterio sobre lo que maximiza el beneficio social en el sistema. No obstante lo anterior, hay un cierto consenso sobre tres características deseables en las coberturas de riesgo centralizadas (Linares *et al*, 2018):

- En el caso de que se opte por una cobertura centralizada, no conviene contratar durante todas las horas del horizonte el 100 por 100 de la energía a muy largo plazo, ya que, de lo contrario, no se daría a la demanda el incentivo de participar en el mercado minorista. Si la cobertura es parcial, el consumidor seguiría siendo el responsable de la posible cobertura del resto del consumo, y podría decidir qué producto del mercado minorista se ajusta mejor a sus necesidades.
- Salvo contadas excepciones, los instrumentos de largo plazo no deberían distorsionar la señal que los agentes perciben en el mercado de corto plazo. Los precios de corto plazo tienen que mantener su papel fundamental para guiar al sistema eficientemente. Esto se puede lograr si los contratos son financieros y se establecen con respecto a un perfil horario definido *ex ante*.
- Introducir en la posible compra centralizada varios productos financieros (*forwards*, *swaps*, opciones con diferentes precios *strikes*, etc.) puede facilitar las coberturas a diferentes agentes con diferentes perfiles de riesgo. Desgracia-

damente, incrementar el número de productos complica a su vez significativamente el diseño del mecanismo, lo cual puede afectar a la eficiencia global.

Aunque hay distintos tipos de coberturas de largo plazo que podrían complementar al mercado minorista, las opciones financieras sobre un perfil horario definido *ex-ante* son posiblemente las que mejor compromiso logran entre una gestión del riesgo adecuada y dejar margen al desarrollo del mercado minorista. En el *Informe de evaluación* final de ACER de abril de 2022 (ACER, 2022) se destacan dos productos que van en esta línea: las *reliability options* (Vázquez *et al.*, 2002) y las *affordability options* (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022a y 2022b). Pasamos a describir brevemente estos dos productos, ambos orientados a cubrir al consumidor solo en circunstancias excepcionales:

- *Reliability option*: es una opción (europea) tipo *call* con un precio *strike* de ejercicio muy alto, idealmente superior a los costes de producción de todas las centrales de generación del sistema (11). Este precio *strike* sirve en el fondo para identificar los períodos de escasez de generación. A través de esta opción, el generador que vende el producto al regulador se compromete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio *strike*) y corresponderá al regulador, por lo tanto, decidir si compra la energía a ese precio o no. Lógicamente, el regulador optará por comprarla y hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior a ese precio *strike*. De

este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio *strike*, que recordemos que es muy elevado y solo se superará en situaciones de escasez. A cambio de este seguro, el regulador pagará al generador una prima. Este producto se ha implementado en los mecanismos de capacidad italiano, irlandés y belga en el contexto europeo, y también en Colombia e ISO-NE en el continente americano. Se trata de un instrumento que podría armonizarse a nivel europeo para garantizar la seguridad de suministro en el contexto de la transición energética.

- *Affordability option*: es una opción asiática tipo *call* con un precio *strike* de ejercicio que idealmente representaría el límite de lo que se puede considerar un suministro asequible. El ejercicio de las opciones asiáticas depende del precio medio del mercado, por lo que estas opciones se podrán ejercer cuando el precio medio del mercado supere el umbral establecido como precio *strike*. No hay experiencia internacional en la implementación de este producto.

IV. SEÑALES ECONÓMICAS AL CONSUMIDOR FINAL: DISEÑO DE TARIFA Y MERCADOS LOCALES DE FLEXIBILIDAD

En el contexto de transición energética en el que nos encontramos inmersos, los consumidores deben desempeñar un papel central con una participación cada vez más activa. Las nuevas tecnologías de la información y las comunicacio-

nes, así como la penetración de recursos distribuidos de generación, almacenamiento y la electrificación del transporte y de la climatización de los edificios con posibilidades de respuesta de la demanda, pueden permitir a los consumidores ahorrar en la factura de la luz al gestionar activamente esos recursos en función de las señales de precio que reciben a través de la tarifa, e incluso percibir ingresos adicionales derivados de la prestación de servicios técnicos de flexibilidad requeridos por los operadores de las redes. En esta sección se analiza el diseño de estas señales: la tarifa (apartado 1) y los mercados locales de flexibilidad (apartado 2).

1. Diseño de tarifa

El papel de las tarifas de los consumidores finales es clave en el contexto actual. La única forma de que los recursos centralizados y distribuidos operen y compitan de manera conjunta y eficiente es establecer un sistema integral de señales económicas. Se supone que este sistema de señales impulsará no solo la operación, sino también la planificación de nuevos recursos y probablemente definirá el equilibrio entre servicios centralizados y distribuidos en el futuro.

Los costes que hay que recuperar a través de las tarifas eléctricas se pueden dividir en dos grandes grupos, uno relativo a las actividades que se llevan a cabo en régimen de competencia, cuyo coste se refleja a través de unos precios de mercado, y otro relativo a las actividades reguladas, para las cuales es el regulador el que calcula una remuneración eficiente y los cargos asociados a los consumido-

res. La principal componente del coste asociado al primer grupo es la energía, y esta se asigna a través del mercado minorista o a través de las «tarifas reguladas» (ver sección anterior). En esta sección nos centraremos en el segundo bloque: el de los costes de las actividades reguladas.

El grueso de los costes regulados se puede dividir a su vez, a nivel teórico, en dos grandes categorías (12): los costes de red (transporte y distribución), que se recuperan a través de los peajes de red, y costes «políticos» (*policy costs*, en inglés), que se recuperan a través de los denominados cargos regulados del sistema.

En el gráfico 5 se muestra el coste medio de la factura de electricidad, en euros anuales, correspondiente al sector residencial en los diferentes Estados miembros de la Unión Europea. Este coste medio está desagregado en cuatro componentes: energía, red, renovables (que suele representar el elemento de coste principal de los costes políticos) e impuestos e IVA.

Principios del diseño de tarifas

Los dos principios principales

En Pérez-Arriaga *et al.*, (2016), se identifican dos principios «dominantes» en el diseño de tarifas y que deben tener prioridad sobre el resto de los principios (13):

— *Eficiencia asignativa*. Las señales económicas eficientes deben intentar capturar y reflejar los costes marginales o incrementales de la utilización de los servicios eléctricos. Estas señales sirven como herramientas clave para coordinar eficientemente todas las decisiones operativas y de planificación tomadas por la diversa gama de agentes del sector eléctrico. Para los servicios prestados de manera competitiva, los mercados correspondientes generalmente brindan esta señal marginal en forma de precio. Para los servicios regulados, los cargos regulados deben diseñarse para enviar señales eficientes que reflejen la contribución marginal o incremental de cada usuario a los costes re-

gulados (como la capacidad de la red).

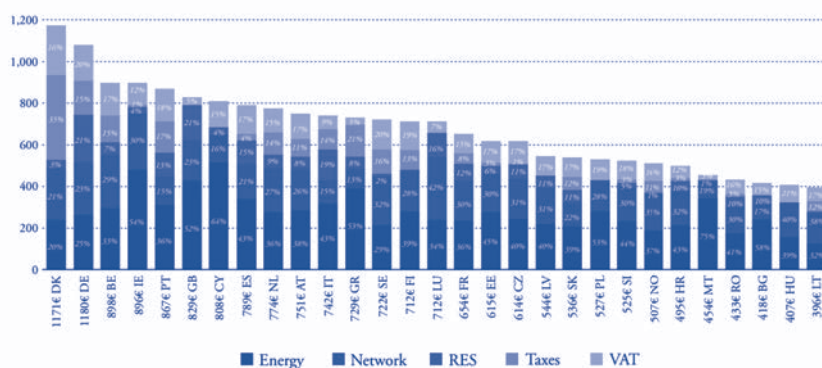
— *Suficiencia para recuperar los costes regulados*. Los precios y las tarifas deben permitir la sostenibilidad económica de los servicios regulados mediante la recuperación de los costes regulados (como los costes de la red y los costes de las políticas energéticas). Por ejemplo, si bien la tarifa (o peaje) de red puede proporcionar señales económicas que reflejen los costes marginales o incrementales, es poco probable que dicha tarifa por sí sola sea suficiente para la recuperación total de los costes. Los costes regulados que no son recuperados a través de los precios y las tarifas que reflejan los costes marginales/incrementales (los llamados «costes residuales»), deben recuperarse de una manera que minimice la distorsión en las señales eficientes de precios y costes marginales.

En la práctica solo se suele cumplir el segundo principio (y no siempre), mientras que se deben realizar muchos esfuerzos para seguir mejorando poco a poco la eficiencia asignativa de las tarifas eléctricas.

Dos principios adicionales para el contexto con recursos distribuidos

En Pérez-Arriaga *et al.*, (2016), también se identifican dos principios tarifarios adicionales que son fundamentales específicamente en un contexto con alta penetración de recursos distribuidos. Según los autores, los precios y tarifas de los servicios de electricidad deben ser no discriminatorios y tecnológicamente neutrales.

GRÁFICO 5
COMPOSICIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA RESIDENCIAL EN LOS PAÍSES DE LA UE



Fuente: ACER (2020).

Cualquier componente de los precios que refleje los costes y los cargos regulados debe basarse exclusivamente en las inyecciones y retiros individuales de energía en el punto de conexión de la red, independientemente de la tecnología específica que produzca (o consuma) esas inyecciones (o retiros). De hecho, para el sistema de energía, no importa si un cambio en la energía inyectada en un momento y lugar específicos ha sido causado por la reducción de la demanda, la descarga de una batería (o la reducción de la carga de la batería) o la inyección de energía de una fuente de generación. El impacto en el sistema no depende de la tecnología involucrada, por lo que los precios y los cargos tampoco deben depender de la tecnología.

Un principio que se deriva de los dos anteriores, y que debe guiar el desarrollo de los recursos energéticos distribuidos es que los precios y cargos que reflejen los costes deben ser simétricos. Una inyección marginal en un lugar y momento específicos debe remunerarse a la misma tarifa que se cobra por un retiro marginal en el mismo lugar y momento. Los precios y cargos no simétricos incentivan decisiones ineficientes con respecto a la ubicación de los recursos energéticos distribuidos detrás o delante del medidor.

Los elementos de coste de la tarifa asociados a las actividades reguladas: los peajes de red y los cargos regulados

Tal como se ha apuntado previamente, los elementos de coste relacionados con las actividades reguladas deben sustentarse en metodologías de asignación basadas en la causalidad

de los costes. Las señales económicas eficientes deben reflejar, siempre que sea posible, el coste marginal o incremental de los servicios eléctricos. No obstante, no todos los costes se pueden asignar de manera eficiente, o al menos no enteramente. Para algunos elementos de coste (como, por ejemplo, los costes relacionados con la infraestructura de red), los peajes y cargos que reflejan el coste marginal (o incremental) de un servicio no son suficientes para lograr la recuperación total de los costes totales. Para otros elementos de coste (como los impuestos o los costes institucionales), puede que directamente no haya una aplicación obvia del principio de causalidad en costes. Todos estos costes que no se pueden recuperar con metodologías de asignación basadas en la causalidad se agrupan comúnmente en la categoría de costes residuales. Estos deben recuperarse de la manera que se minimice la distorsión.

Es importante señalar que cada elemento de coste debe asociarse con el impulsor de coste relevante (demanda de energía, demanda de capacidad, tiempo de demanda, ubicación de la demanda, punto de conexión, etc.) y cobrar en consecuencia en el formato adecuado (€/kWh, €/kW contratado, €/kW pico, €/año, etc.). Si, a través de una metodología de asignación eficiente, se asigna correctamente un coste de suministro de energía a cada consumidor de acuerdo con su responsabilidad en la ocurrencia del coste, pero luego se cobra en el formato de tarifa incorrecto, entonces aún se transmitirá una señal ineficiente. Cabe señalar que la elección del formato de tarificación adecuado es impor-

tante no solo para aquellos elementos de coste que pueden asignarse mediante una metodología eficiente, sino también para la asignación de costes residuales.

Asignación de los costes de red: diseño de peajes

La forma más eficiente de recuperar (parcialmente) el coste de la red es a través de los precios nodales. Debido a las pérdidas y a las congestiones, los precios nodales generan las llamadas «rentas de congestión» (14). En ausencia de economías de escala en la inversión en redes (y si se cumplen otras hipótesis teóricas), se ha comprobado que los precios nodales recuperan por completo los costes de la red (Rubio-Odériz, 1999). Sin embargo, en la práctica, las rentas de la congestión pueden cubrir solo un pequeño porcentaje del coste total de la red debido, entre otros factores, a que las inversiones en transmisión son discretas y a la aversión al riesgo por fallos en el sistema eléctrico. En cualquier caso, la implantación de precios nodales no es una opción factible en Europa actualmente, tal y como se ha discutido previamente.

El coste marginal de largo plazo

El resto del coste total de la red no cubierto a través de las rentas de la red aún puede asignarse entre los agentes del sistema de energía a través de una metodología de asignación eficiente. Un método que se aplica comúnmente a las redes eléctricas es el coste marginal de largo plazo (*LRMC*, por sus siglas en inglés). En este contexto, el *LRMC* representa el incremento en los costes de la red que es causado por un incremento marginal de

retiros o inyecciones en un determinado punto de la red en el largo plazo, considerando así la posibilidad de nuevas inversiones en la red. Obviamente, el *LRMC* de la red depende del tiempo y la ubicación del incremento marginal; por consiguiente, se supone que los cargos resultantes deben considerar una cierta granularidad temporal y espacial, y aplicarse tanto a la generación como a la demanda. Sin embargo, la aplicación del *LRMC* a los costes de la red presenta muchos desafíos, como se ha estudiado en la literatura (Batlle et al., 2016).

El primer problema surge en el momento de establecer el incremento marginal. No se puede encontrar consenso en torno al tamaño del incremento. Algunos autores, como por ejemplo (Williams y Strbac, 2001), propusieron 500 MW; algunos otros informes, como (FSR, 2005), prefirieron el concepto de coste incremental promedio a largo plazo, que es el coste de satisfacer grandes aumentos en la demanda, promediado sobre el tamaño del incremento.

Una vez que se han calculado (o aproximado) los costes marginales a largo plazo para cada grupo de usuarios de la red, se deben aplicar al formato específico. Es evidente que la mayoría de los costes de la red dependen de la demanda de capacidad, por lo que el formato más eficiente es €/kW.

Sin embargo, determinar bien el valor de la demanda de capacidad no es algo tan directo como puede parecer, ¿qué capacidad debería utilizarse para este cargo? La metodología con más apoyo en la literatura es la de asociar el peaje de red al consumo (o capacidad contrata-

da) durante el pico coincidente (*peak coincident*, en inglés). La idea es que los consumidores paguen los costes de la red de acuerdo con su contribución a la utilización máxima de la red. También en este caso surgen varios desafíos al aplicar esta metodología a las tarifas del mundo real (15). ¿Cuál es el pico de demanda? ¿Es la demanda máxima en toda la red o se evalúa a nivel de nodo o voltaje? ¿Se define la demanda máxima anual o se va a definir un conjunto de picos? ¿Se identifican estos picos *a priori* o *a posteriori*?

Costes residuales de la red

Independientemente del diseño de la metodología *LRMC*, no todos los costes de la red se recuperarán a través de estos cargos eficientes. La parte de los costes de la red que no se cubre con las rentas de red ni con los cargos de *LRMC* se denomina costes residuales de la red. Más allá de las caídas en la energía demandada (que también son relevantes), la entrada repentina de la generación distribuida y, más significativamente, del almacenamiento de electricidad y la respuesta a la demanda puede reducir el consumo máximo de energía, dejando parte de la capacidad de la red sin utilizar. Por estas razones, en un futuro próximo, muchas redes pueden presentar un excedente de capacidad significativo. En tal condición, los costes marginales de largo plazo reflejarían dicho excedente, ya que incluso considerando grandes incrementos puede ser que no resulten necesarias nuevas inversiones. En este contexto, los cargos de *LRMC* pueden disminuir drásticamente (lo mismo se aplica a las rentas de la red), reduciendo la cuota de costes de la red que pueden asignarse de

manera eficiente y aumentando la que debe tratarse como costes residuales de la red.

Asignación de los costes de las políticas energéticas: los cargos regulados

Los costes de las políticas son el elemento de las tarifas eléctricas que está creciendo más rápidamente en muchos países. Los costes de política son también el elemento de coste que se ha considerado con más frecuencia como un coste residual que no podría asignarse mediante una metodología eficiente.

En algunos casos, esto puede ser cierto, ya que hay elementos de coste que no tienen un factor de coste directo dentro de la cadena de suministro de electricidad y para los cuales es imposible identificar a los beneficiarios (como los costes institucionales de los operadores del sistema y del mercado). No obstante, existen algunos costes de las políticas energéticas, como los relacionados con el apoyo a las tecnologías de energía renovable, que podrían asignarse de manera eficiente, esto es, a través de la metodología del coste marginal de largo plazo. Como se explica en Pérez-Arriaga et al., (2016), muchas jurisdicciones han establecido obligaciones de energía renovable o políticas de estándares para una cartera de renovables, que requieren que las empresas de servicios públicos o minoristas produzcan o adquieran un porcentaje de su electricidad a partir de fuentes renovables, o han definido objetivos nacionales de energía renovable expresados como un porcentaje del consumo de energía eléctrica. En estos casos, un aumento (o una disminución) en la demanda de electricidad aumen-

ta (o disminuye) directamente el coste marginal del cumplimiento de dichas políticas. Por ejemplo, con una obligación de electricidad renovable del 20 por 100, aumentar la demanda total de electricidad en 10 kWh requeriría un aumento de 2 kWh de electricidad suministrada por fuentes de electricidad renovables. Una asignación que refleje los costes de las políticas de apoyo renovable, por lo tanto, implicaría un cargo volumétrico calculado como el producto del porcentaje del objetivo de renovables y el coste adicional de generación a partir de fuentes renovables.

Batlle *et al.* (2016) van más allá en este análisis y muestran cómo ambos parámetros (el objetivo renovable y el coste adicional renovable) pueden cambiar con el tiempo. Por un lado, los objetivos de penetración de las energías renovables se suelen definir como una ruta de penetración, con objetivos cada vez mayores que deben alcanzarse cada año. Dado que se supone que el *LRMC* renovable es una señal de largo plazo, Batlle *et al.*, (2016) sugiere utilizar el objetivo de penetración final. Por otro lado, el coste adicional de la generación renovable varía en función de las fluctuaciones de los precios de mercado y, lo que es más importante, de la curva de aprendizaje de estas tecnologías. Particularmente debido a esto último, se supone que el coste adicional renovable disminuirá con el tiempo, hasta que se vuelva nulo cuando el coste de generación renovable alcance el precio de mercado.

Batlle *et al.* (2016) también destacan la importancia de asignar adecuadamente los costes del apoyo a la renovable entre los consumidores de energía. En muchos países, el sector energé-

tico ha soportado históricamente la mayor parte de la carga nacional de reducción de emisiones. Si el coste de apoyo a las energías renovables se recupera por completo a través de las tarifas eléctricas, los consumidores de electricidad están claramente subvencionando el consumo de otras fuentes de energía, que no son necesarias para alcanzar ningún objetivo de reducción. Esto puede conducir a decisiones ineficientes, por ejemplo, favorecer los automóviles con motor de combustión interna estándar en lugar de los vehículos eléctricos enchufables. Para evitar este efecto indeseado, estos autores recomiendan que la carga de apoyo a las renovables sea soportada por todos los consumidores de energía, según su consumo energético final, o las emisiones totales de carbono provocadas por cada sector energético.

Asignación de los costes residuales de red y de políticas energéticas

Como ya se ha apuntado previamente, estos costes se tienen que recuperar a través de cargos complementarios y estos últimos deben evitar afectar a la eficiencia de las señales calculadas a través de metodologías eficientes. En este contexto, la solución óptima es recuperar los costes residuales a través de un cargo fijo (que puede depender del tipo de consumidor) que no distorsione las otras señales. Otra alternativa es sacar parte de los costes residuales de las tarifas eléctricas y recuperarlos a través del impuesto de propiedad de la vivienda. Son varios los análisis académicos sobre cómo asignar estos costes (Batlle, Mastropietro y Rodilla, 2020) (Morell, Chaves y Gómez, 2021).

2. Mercados locales de flexibilidad

Los recursos energéticos distribuidos conectados a las redes de distribución pueden convertirse en una importante fuente de flexibilidad para apoyar el funcionamiento de un sistema eléctrico altamente descarbonizado basado en energías renovables. La nueva Directiva (UE) 2019/944, de electricidad obliga a los operadores de las redes de distribución (denominados *DSO*, por sus siglas en inglés) a aprovechar estos recursos de flexibilidad integrándolos tanto en la planificación de las inversiones en nuevas infraestructuras como en la operación de las redes en el día a día, utilizando mecanismos de mercado para seleccionar los recursos más eficientes.

Además, en Europa, la digitalización de las redes y el despliegue de los contadores inteligentes permiten a los consumidores y a los *DSO* conocer, casi en tiempo real, los patrones de carga y generación en los puntos de suministro y los flujos de energía en los diferentes componentes de las redes. Para procesar esta información y en respuesta a las necesidades que impone la legislación, están surgiendo nuevas plataformas digitales que permiten implementar nuevos modelos de mercados locales. Bajo estos modelos de mercado, y mediante el uso de estas plataformas, los consumidores y agregadores que explotan recursos distribuidos flexibles pueden proporcionar servicios a los *DSO* y a los operadores de las redes de transporte (*TSO*, por sus siglas en inglés), o también intercambiar energía entre ellos, en lo que se conoce como transacciones entre pares (*peer to peer transactions*). En general, estas plataformas

pueden diferir ampliamente entre ellas en términos de los servicios que prestan, las funciones que realizan, la coordinación requerida entre los operadores de redes (*TSO* y *DSO*), su propiedad o sus interrelaciones con los mercados existentes (Valarezo *et al.*, 2021a).

Plataformas de mercados locales de flexibilidad

Algunas de las plataformas comerciales recientes que implementan mercados locales de flexibilidad son GOPACS (16), NODES (17) y Piclo Flex (18). Estas plataformas comparten el mismo objetivo: permitir que los recursos flexibles conectados a las redes de distribución actúen como proveedores de servicios de flexibilidad (*FSP*, por sus siglas en inglés). En general, estos mercados locales de flexibilidad están orientados a resolver problemas en la operación de las redes de distribución, por ejemplo, congestiones de la red originadas por sobrecargas o violaciones de tensión. Dadas las características de ubicación de estas restricciones, los *DSO* requieren información sobre la ubicación de los *FSP* al activar la flexibilidad local. Esta información no suele estar disponible en los mercados mayoristas de energía existentes, mercados diario e intradiario, ni en los mercados de balance gestionados por los *TSO*, por lo que se requieren mecanismos de flexibilidad específicos de ámbito local.

Las plataformas de mercado GOPACS y NODES, están organizadas por los operadores de mercado, ETPA (Países Bajos) y Nord Pool (países nórdicos), respectivamente. Estas plataformas permiten la coordinación entre los *DSO* involucrados con

los *TSO* correspondientes para gestionar la congestión en redes a diferentes niveles de tensión o incluir las ofertas de flexibilidad para resolver congestiones también en la oferta de servicios de balance gestionados por los *TSO*. Por otro lado, la plataforma Piclo Flex se centra en los servicios de flexibilidad mediante contratos de reserva *ex ante* de capacidad flexible disponible para ser utilizada por los *DSO* en el Reino Unido. Estos contratos apoyarían la operación de la red en los períodos de máxima utilización de esta, coincidiendo con las puntas de demanda y ayudarían también en situaciones de emergencia por causa de fallos o en períodos de indisponibilidad de instalaciones por mantenimiento. En el largo plazo, la utilización de la flexibilidad como un recurso al servicio de los *DSO* ayudará a reducir la necesidad de refuerzos y nuevas inversiones en las infraestructuras de red.

Bajo este modelo de mercado, los compradores son los *DSO* y los correspondientes *TSO* si la plataforma permite la coordinación entre ellos. Por otro lado, los vendedores son *FSP* formados por clientes residenciales y comerciales, otros propietarios de activos de recursos distribuidos, tales como puntos de recarga de vehículos eléctricos, municipios o comunidades energéticas que comparten recursos, y que, por lo general, serán coordinados a través de operadores especializados actuando como agregadores.

Los participantes en el mercado (compradores y vendedores, directamente o a través de intermediarios) interactúan a través de la plataforma, enviando sus ofertas de compra y de venta, respectivamente, y mediante un mecanismo de casación la plata-

forma determina las cantidades y precios casados. Por ejemplo, en GOPACS, las ofertas de flexibilidad de compra y venta se seleccionan cuando están ubicadas adecuadamente en la red para resolver la congestión en cuestión, y el *DSO* o *TSO* paga la diferencia de precio entre las ofertas del comprador y el vendedor emparejadas. Por otro lado, en NODES, la casación del mercado local se hace teniendo en cuenta la interacción de la activación de las ofertas de flexibilidad con los mercados de energía y de balance existentes, identificando los *balancing responsibility parties* (*BRP*) afectados.

Por otro lado, Piclo Flex no es una plataforma de mercado diario o continuo, como hemos comentado en el caso de GOPACS y de NODES, sino que Piclo Flex organiza subastas de compra de flexibilidad que se convocan de acuerdo con las necesidades de los *DSO*. Las subastas se organizan con bastante antelación, por ejemplo, con plazos de al menos seis meses para reservar la capacidad de flexibilidad bajo contratos de largo plazo, que implican un pago fijo por la capacidad reservada y un pago variable dependiendo de la utilización de la flexibilidad aportando las variaciones de energía a subir o a bajar de acuerdo con las necesidades de la red.

Plataformas de agregadores

Bajo este concepto se encuadran plataformas de agregación de recursos distribuidos flexibles, típicamente conectados detrás del contador del consumidor, pero no solo, pues también pueden agrupar, por ejemplo, instalaciones de operadores de almacenamiento o recarga de vehículos eléctricos, que ofrecen

esta flexibilidad en los mercados anteriormente analizados. Dos ejemplos, son TIKO (19) y Equigy (20). También bajo este epígrafe se pueden encuadrar otras plataformas que tienen como objetivo crear nuevas oportunidades de negocio de comercializadores en el mercado minorista mediante la promoción de transacciones *peer-to-peer*, aprovechando las instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en instalaciones de prosumidores. Dos ejemplos de ello son las plataformas Quartierstrom (21) y Solmatch (22).

En TIKO, los recursos flexibles en los hogares detrás del contador se agrupan para proporcionar regulación de frecuencia primaria y secundaria al TSO suizo. TIKO también opera como proveedor de tecnología para este tipo de aplicaciones en Austria, Francia, Bélgica y Alemania. Equigy es una plataforma *blockchain* que agrega recursos distribuidos que pertenecen a consumidores activos para participar en los mercados de balance de los TSO bajo el diseño estándar europeo para la provisión de estos servicios, participando en los mercados de Alemania, Países Bajos, Suiza e Italia.

TIKO y Equigy, como plataformas agregadoras, construyen las ofertas de portfolio de flexibilidad de los consumidores residenciales y las envían a las plataformas de mercado de los TSO que actúan como comprador único. Ambas plataformas interactúan con los recursos de flexibilidad de los consumidores y TIKO, como proveedor de tecnología, también apoya en el despliegue de la tecnología que permite incrementar la flexibilidad ofrecida por los consumidores residenciales.

Por otro lado, Quartierstrom con sede en Suiza es una plataforma *blockchain* para el comercio de energía entre prosumidores con instalaciones solares fotovoltaicas y la comercializadora local. Solmatch es una iniciativa española promovida por Repsol para intercambiar energía entre *roofers* (consumidores con generación solar fotovoltaica en sus instalaciones) y *matchers* (consumidores que pertenecen a la misma comunidad ubicados dentro de un radio de 500 metros). Repsol instala y mantiene las instalaciones fotovoltaicas y actúa como comercializador tanto de los *roofers* como de los *matchers*. La plataforma Solmatch realiza las liquidaciones de las transacciones de energía teniendo en cuenta dos precios de energía diferentes: un precio para la energía solar y otro para la energía proveniente de la red.

Desafíos regulatorios

La implantación a gran escala y la generalización de los mercados de flexibilidad locales en el panorama europeo presentan todavía muchos desafíos regulatorios que deben ir abordándose en el futuro. Estos desafíos se identifican con los siguientes aspectos: i) el diseño de los propios mercados presenta muy diferentes alternativas a la hora de definir servicios y productos, mecanismos de casación, plataformas y sus comunicaciones; ii) la coordinación de dichos mercados con los mercados mayoristas existentes es un tema complejo, pero imprescindible de resolver para el buen funcionamiento de estos mercados; y iii) la regulación debe definir los diferentes roles de los agentes involucrados, especialmente aquellos relativos a los DSO y TSO, por ser entidades monopólicas fuertemente reguladas.

En lo relativo a las tareas que deben realizar los DSO, estas pueden variar en función del diseño del mercado y del marco normativo que lo desarrolle. Está claro el rol del DSO como operador de la red que determina las necesidades y los recursos requeridos para resolver los problemas en la planificación u operación de esta. Sin embargo, no está claro cuál puede ser la entidad más idónea para realizar algunas funciones en los mercados locales de flexibilidad, incluidos los procesos de precalificación de los proveedores de flexibilidad (FSP), o la casación y la liquidación del mercado. Los DSO hasta el momento no tienen o tienen poca experiencia en el diseño y gestión de mercados para adquirir servicios de red (Chaves-Ávila *et al.*, 2021). Por otra parte, también hasta ahora, los DSO utilizan solo sus propios recursos de red para resolver los problemas operativos que surgen, sin necesidad de recurrir a servicios de flexibilidad provistos por terceros. Todo ello cuestiona cuál es la manera más eficiente y que garantice la neutralidad requerida para operar estos nuevos mercados locales de flexibilidad. En este sentido, los actuales operadores de mercados organizados mayoristas se han mostrado como candidatos para también desarrollar y operar las plataformas requeridas. Adicionalmente, la regulación debe aclarar las funciones y tareas que deben desempeñar los DSO y TSO para seguir garantizando el funcionamiento de estos nuevos mercados en competencia.

En lo relativo a las funciones que deben desarrollar los agregadores, la Directiva (UE) 2019/944 define la figura del agregador independiente como un participante en el mercado especializado en la agregación

de recursos distribuidos para dinamizar la participación de los consumidores en la provisión de servicios. Como se ha presentado, la implantación de los mercados locales supone nuevas oportunidades en los modelos de negocio de agregación, sin embargo también existen numerosas barreras regulatorias que deben eliminarse para la participación de los agregadores en los mercados mayoristas y de servicios auxiliares, especialmente en lo que respecta a la agregación independiente y su interacción con la comercialización tradicional y el tratamiento de los desajustes de los programas en los mercados de balance.

Una encuesta entre agentes del sector identifica a las regulaciones nacionales y la falta de incentivos regulatorios como la principal barrera para crear mercados locales de flexibilidad (Valarezo *et al.*, 2021b). Para solventar esta barrera, se están proponiendo los *sandboxes* regulatorios. Un *sandbox* aporta un enfoque regulatorio adaptado al entorno limitado donde se ensaya el nuevo desarrollo y proporciona un marco para la innovación. Bajo este concepto, los agentes involucrados pueden operar fuera del marco regulatorio convencional durante un cierto período de tiempo acotado. Esto permitiría probar los nuevos servicios y productos bajo el mecanismo de mercado diseñado al efecto, al margen de las condiciones que lo imposibilitaría bajo la regulación existente. En España, el Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, establece el marco general para poner en marcha estas iniciativas de bancos de pruebas regulatorios en el sector eléctrico.

Finalmente, la adquisición de flexibilidad por parte de los *DSO*

para gestionar sus redes requiere una adaptación de los mecanismos retributivos de estas entidades reguladas. Bajo el nuevo paradigma de generalizar los mercados locales de flexibilidad, los gastos operativos (OPEX) de gestión de las redes aumentarían debido a los costes asociados a la contratación de los recursos de flexibilidad. Por el contrario, los costes de capital (CAPEX) de inversión en infraestructura deberían reducirse, debido al aplazamiento o cancelación de inversiones, que dejan de ser necesarias al utilizar la flexibilidad como alternativa al refuerzo de la red. Por tanto, el nuevo marco normativo debe incluir mecanismos que no solo permitan a los *DSO* adquirir servicios de flexibilidad del sistema, sino también garantizar la recuperación de los costes de adquisición de dichos servicios y proporcionar incentivos económicos para el uso de la flexibilidad local como alternativa al refuerzo de la red y a las inversiones tradicionales en subestaciones, transformadores y líneas eléctricas.

V. CONCLUSIONES

Este artículo analiza, en el contexto de los sectores de electricidad de la UE, el estado actual, los retos y las tendencias de los mercados mayoristas, de los mercados minoristas y de las señales de precio al consumidor final (diseño tarifario y mecanismos de flexibilidad). Solo un correcto funcionamiento de todos los elementos anteriores puede lograr que las señales económicas sean eficientes, y que logren una respuesta eficiente de todos los recursos del sector.

En general, nos encontramos con dos bloques de tendencias y desarrollos en el sector, aquellos

de carácter más coyuntural y motivados fundamentalmente por la presente situación de crisis de precios en Europa. Y un segundo bloque que tiene que ver con los desarrollos necesarios para seguir avanzando en la integración eficiente de las renovables, de recursos flexibles y del consumidor (o prosumidor) final.

1. Mercados mayoristas

La producción de energía renovable se caracteriza por costes estables en el largo plazo que permiten asegurar el retorno de la inversión mediante la contratación de largo plazo, pero también produce alta volatilidad de precios en el corto plazo ligada a la variabilidad del recurso primario. Esto nos lleva a concluir que los esfuerzos de integración del mercado europeo concentrados en los mercados de corto plazo son necesarios, pero insuficientes, para completar la transición energética.

El desarrollo de los mercados de contratación a largo plazo europeos es una pieza fundamental para completar el diseño de los mercados mayoristas en el contexto de la transición. A pesar de ello, estos mercados siguen sin despegar adecuadamente en Europa. De cara a aumentar la liquidez de estos, y así que las posibilidades de cobertura sean mayores para los agentes, ACER (ACER, 2022) identifica, entre otras, la necesidad de buscar mecanismos que faciliten el acceso a los contratos *PPA* a los pequeños participantes del mercado, explorar la alternativa de introducir *market makers* en los mercados a plazo, integrar los mercados nacionales de largo plazo, revisar los requerimientos de garantías, e incluso evaluar la alternativa de recurrir a compras

centralizadas a plazo para complementar los mercados.

En el contexto de la transición dominada por la producción renovable, también sería recomendable una mayor armonización en cuanto a los mecanismos de contratación de la capacidad, de tal forma que se permitiese el comercio transfronterizo del producto de forma efectiva y no se distorsionasen los mercados de energía.

El elemento de diseño clave de los mecanismos de capacidad en el contexto actual es el producto del mecanismo. Y en particular, la definición del suministro firme (o potencia firme) y el posible contrato financiero que puede llevar asociado dicho suministro firme. Cabe destacar que los mecanismos de capacidad europeos han pasado progresivamente de evaluar el suministro firme de los recursos mediante metodologías simplistas, a metodologías más sofisticadas alineadas con las mejores prácticas descritas en la literatura académica, donde el objetivo es el de predecir la contribución (incremental) real futura de los recursos a la fiabilidad del sistema. Las *reliability options* podrían constituirse en el instrumento que cumple con estos criterios y que servirían como elemento armonizador en el mercado europeo para garantizar la seguridad de suministro.

En lo que se refieren a los mecanismos de apoyo a las renovables, las directrices comunitarias son claras y estos deberían fomentar que las «energías renovables respondan a las señales de precios del mercado y optimicen sus ingresos de mercado». Por lo que cualquier propuesta que se formule para incentivar la expansión de las tecnologías

renovables en el sistema eléctrico debe tratar de compatibilizar al máximo estos incentivos con los mecanismos de mercado diseñados previamente para el conjunto del sistema. En particular, es importante que el mecanismo evite distorsionar la operación (y, por tanto, los mercados y los precios) de corto plazo.

Las subastas centralizadas deberían jugar un papel subsidiario de los mecanismos de contratación libre entre productores y demanda, tales como la contratación bajo *PPA*, en tanto en cuanto se estimen como necesarias para alcanzar los objetivos de descarbonización fijados por los Gobiernos.

En el mercado del día antes, el reto más relevante está relacionado con el cambio programado de la granularidad temporal (desde los sesenta minutos a los quince minutos). Esto representa un importante reto para el rendimiento del algoritmo EUPHEMIA (MCSC, 2022) que abre la puerta a reconsiderar algunos formatos de oferta o incluso a replantear la filosofía detrás del cálculo de la casación. En particular, no está descartado que se pudiese migrar en el futuro a un sistema de fijación de precios no uniformes (como en EE. UU.), ya que dicho cambio conllevaría un aumento significativo del rendimiento.

Por otro lado, motivado por la situación coyuntural actual, hay países que plantean dar señales de precio de largo plazo a algunas tecnologías (fundamentalmente las de producción no gestionable) y de algún modo (no queda claro cómo) aislarlas del mercado de corto plazo. Estos mercados de corto plazo sí que se mantendrían para el resto de las tecnologías. Sin conocer

los detalles sobre estas propuestas sí que cabe comentar que aislar a ciertas tecnologías de las señales y requerimiento de programación de corto plazo es un esquema que para altas penetraciones de dichas tecnologías ha mostrado ser muy ineficiente y nocivo para el sistema en su conjunto en el pasado.

En lo que respecta a los mercados de muy corto plazo, el foco está hoy en la integración regional. En el caso del horizonte intradiario la prioridad es la de integrar un sistema de subastas intradiarias regionales, y en el caso de los mercados de reservas y tiempo real avanzar en la coordinación de la compra y uso de los distintos productos definidos en la regulación europea.

2. Mercados minoristas

A pesar de todos los esfuerzos durante más de una década por desarrollar los mercados minoristas en Europa, lo cierto es que la competitividad y la participación de los consumidores en los mismos es escasa, evidenciando los análisis año tras año que el valor añadido de este mercado es limitado. En parte como consecuencia de lo anterior, son muchos los Estados miembros que se resisten a dejar de intervenir de alguna forma en los mercados minoristas (sobre todo el residencial). A la situación de intervención anterior se suma la situación coyuntural actual, en el que cabe destacar que la Comisión considera admisible una intervención del precio minorista durante períodos excepcionales de gran inestabilidad, y que dicha intervención se puede plantear incluso en los sistemas en los que se habían eliminado ya cualquier tipo de intervención en el mercado minorista. De este

modo, en el presente marco se permite la regulación de precios en el mercado de energía cuando esta intervención esté justificada y siempre respetando que dicha intervención debe «garantizar que las medidas cumplen los objetivos de la política energética de la UE y de la Directiva sobre la electricidad».

3. Señales económicas al consumidor final

El papel de las tarifas de los consumidores finales es clave en el contexto actual. La única forma de que los recursos centralizados y distribuidos operen y compitan de manera conjunta y eficiente es establecer un sistema integral de señales económicas. Se supone que este sistema de señales impulsará no solo la operación, sino también la planificación de nuevos recursos y probablemente definirá el equilibrio entre servicios centralizados y distribuidos en el futuro.

Las tendencias en las tarifas se están alineando de forma progresiva con las mejores prácticas, que a grandes rasgos incluyen tres componentes: i) energía ([\$/kWh]); ii) uso de la red ([\$/kW]); y iii) costes residuales ([\$/mes]).

i) Cargo de energía (solo aplica a consumidores acogidos a la tarifa regulada). Se traslada el precio de la energía en los mercados.

ii) *Cargo por uso de la red*: coste marginal de largo plazo de transmisión y distribución. Corresponde al consumo medio registrado en los bloques horarios de uso punta de la red (criterio *peak coincident*).

iii) *Cargo por costos residuales*: costes residuales de red y

costes políticos. Asignación de los costes residuales resultantes mediante un cargo fijo (expresado en \$/mes).

Por último, cabe comentar que los nuevos modelos de mercados locales y las incipientes experiencias comerciales proporcionan pruebas convincentes de que la incorporación de los consumidores, aportando recursos flexibles, es un negocio prometedor con justificación técnica y económica, y necesario para la transición energética.

Para facilitar el despliegue de estos mercados locales, es necesario abordar los desafíos regulatorios que afectan tanto a las entidades reguladas implicadas, DSO y TSO, como a los participantes del mercado, agregadores independientes, proveedores de flexibilidad, y promotores y gestores de las plataformas requeridas. Los *sandbox* regulatorios pueden ayudar a experimentar diferentes alternativas y dar cauce a las potenciales iniciativas, sirviendo de base para el desarrollo de la nueva regulación.

De los distintos modelos analizados, los mercados de congestiones a nivel local se identifican como la principal prioridad para los desarrolladores de estas plataformas. Sin embargo, los recursos de flexibilidad participando en estos mercados también se convertirían en participantes activos en los mercados mayoristas de electricidad existentes, a saber, los mercados: diario, intradiario y de balance. Por tanto, estos mercados deben adaptarse para incorporar un número cada vez mayor de recursos y agregadores asociados. Finalmente, las incipientes plataformas para el comercio P2P (*Peer to peer*, entre pares) con transacciones locales

en comunidades energéticas con recursos renovables, ayudadas por una regulación favorable al autoconsumo colectivo, pueden tener su interés económico y contribuir a fomentar el papel más activo de los consumidores que la transición energética demanda.

NOTAS

(1) Por ejemplo, otra que se menciona con cierta frecuencia tiene que ver con las garantías requeridas por un contrato de muy largo plazo.

(2) Para más detalles (EC, 2017, 2018 y 2021).

(3) En cambio, en los sistemas limitados en energía (con una matriz principalmente hidroeléctrica), estas metodologías llevan al cálculo de una energía firme.

(4) Esto es, desde el punto de vista del coste-beneficio.

(5) Esta comparación debería establecerse en términos de cómo ayudan a cumplir el objetivo de política energética.

(6) Desde el punto de vista de la eficiencia económica, las propiedades del precio marginal como señal óptima de corto y largo plazo son incuestionables (BALDICK, 2009).

(7) La propuesta de segmentación incluida dentro de las posibles alternativas de diseño de BEIS (2022) se basa fundamentalmente en KEAY y ROBINSON (2017).

(8) En Italia, la generación se remunera utilizando precios zonales, pero la demanda paga un precio único independientemente de la zona del país en la que esté situada, este precio único se conoce como *PUN* (*Prezzo Unico Nazionale*), y es una característica del mercado italiano que dificulta la convergencia del algoritmo EUPHEMIA.

(9) Véase (EUPHEMIA; 2020) para más detalles sobre las *Scalable Complex Orders*.

(10) <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>

(11) Pero, a su vez, este precio *strike* debe estar por debajo del valor de la energía no suministrada. Cuanto más por debajo, mayor cobertura se le ofrece a la demanda.

(12) Hay otra categoría que no revisaremos aquí: la de los costes asociados a servicios

comprados de forma centralizada y relacionados con la energía, como las reservas operativas o la potencia firme.

(13) Numerosos autores han definido la lista completa de principios básicos que debe seguir el diseño de la tarifa eléctrica. RENESES, RODRÍGUEZ Y PÉREZ-ARRIAGA (2013), por ejemplo, enumeran los siguientes: recuperación de costes (o sostenibilidad económica), eficiencia económica, equidad en la asignación de costes, transparencia, aditividad, simplicidad, estabilidad y coherencia con la liberalización.

(14) Las rentas de red son una expresión más general que las rentas de congestión, ya que engloban también el efecto de las pérdidas. Cabe señalar que las rentas de la red resultan de la aplicación de precios nodales y que esto se aplica no solo al precio de la energía.

(15) En MORELL *et al.* (2020) se aplica el concepto de *peak coincident* a un caso estudio.

(16) GOPACS website. Disponible online: <https://en.gopacs.eu/about-gopacs/> (acceso el 16 junio 2022).

(17) NODES website. Disponible online: www.nodesmarket.com (acceso el 16 junio 2022).

(18) Piclo Flex website. Disponible online: <https://picloflex.com/> (acceso el 16 junio 2022).

(19) TIKO website. Disponible online: <https://tiko.energy/> (acceso el 16 junio 2022).

(20) Equigy website. Disponible online: <https://equigy.com/> (acceso el 16 junio 2022).

(21) Quartierstrom 1.0 website. Disponible en: <https://quartier-strom.ch/index.php/en/homepage/> (acceso el 16 junio 2022).

(22) Repsol Solmatch website. Disponible en: <https://www.repsol.es/particulares/hogar/energia-solar/solmatch/> (acceso el 16 junio 2022).

BIBLIOGRAFÍA

ACER (2020). *ACER Market Monitoring Report 2019 - Energy Retail and Consumer Protection Volume*. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_por_10020Market_por_10020Monitoring_por_10020Report_por_100202019_por_10020- por_10020Energy_por_10020Retail_por_10020and_por_10020Consumer_por_10020Protection_por_10020Volume.pdf (accessed 2 January 2021).

ACER (2021a). *Note on High energy prices, October 2021*, Available at: https://acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Documents/Energy_por_10020Prices_Final.pdf

ACER (2021b). *CER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design: Main energy price drivers, outlook and key market characteristics*. November. www.acer.europa.eu

ACER (2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. April. www.acer.europa.eu

BALDICK, R. (2009). *Single Clearing Price in Electricity Markets*. February. <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/baldick-single-price-auction.pdf>

BATLLE, C., CHAVES-ÁVILA, J. P., RODILLA, P., MASTROPIETRO, P., GÓMEZ, T. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2016). Regulated and Policy Charges and Electricity Bills for a Distributed Future: Efficient Price Signals for Increasingly Elastic End-Users. *Working Paper MITEI-WP-2016-09*. Cambridge, MA. September.

BATLLE, C., MASTROPIETRO, P. y RODILLA, P. (2020). Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs: a proposal to balance efficiency, equity and cost recovery. *Renewable Energy*, 155, pp. 257-266.

BATLLE, C., MASTROPIETRO, P. y RODILLA, P. (2021). Markets for efficient decarbonization: revisiting market regulation and design. *IEEE Power and Energy Magazine*. 19(1), pp. 20-28.

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022a). *Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy*. <https://energy.mit.edu/publication/power-price-crisis-in-the-eu-unveiling-current-policy-responses-and-proposing-a-balanced-regulatory-remedy/>

BATLLE, C., SCHITTEKATTE, T. y KNITTEL, C. (2022b). *Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for*

desperate measures. <https://energy.mit.edu/publication/power-price-crisis-in-the-eu-2-0-desperate-times-call-for-desperate-measures/>

BEIS (2022). *Review of Electricity Market Arrangements Consultation Document*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, julio. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1091526/review-electricity-market-arrangements.pdf

BOTHWELL, C. y HOBBS, B. (2017). Crediting Wind and Solar Renewables in Electricity Capacity Markets: The Effects of Alternative Definitions upon Market Efficiency. *The Energy Journal*, 38, pp. 173-188.

BRITO-PEREIRA, P., MASTROPIETRO, P., RODILLA, P., BARROSO, L. A. y BATLLE, C. (2022a). Adjusting the aim of capacity mechanisms: future-proof reliability metrics and firm supply calculations. *Energy Policy*, 164, pp. 112891-1-112891-13.

BRITO-PEREIRA, P., RODILLA, P., MASTROPIETRO, P. y BATLLE, C. (2022b). Self-fulfilling or self-destroying prophecy? The relevance of de-rating factors in modern capacity mechanisms. *Applied Energy*. 314, pp. 118939-1-118939-13.

BUSBY, J. B., BAKER, K., BAZILIAN, M. D., GILBERT, A. Q., GRUBERT, E., RAI, V., RHODES, J. D., SHIDORE, S., SMITH, C. A. y WEBBER, M. E. (2021). Cascading Risks: Understanding the 2021 Winter Blackout in Texas. *Energy Research & Social Science*, vol. 77, art. 102106.

CAISO (2019). *Day-Ahead Market Enhancements*. <http://www.caiso.com/InitiativeDocuments/Presen-tation-Day-AheadMarketEnhancementsPhases1-2-Mar7-2019.pdf>

CHAVES-ÁVILA, J. P., TRONCIA, M., HERDING, L., MORELL, N., VALAREZO, O., KESSELS, K., DELNOOZ, A., VANSCHOENWINKEL, J., VILLAR, J., BUDKE, J. *et al.* (2021). *EUniversal: D5.1 Identification of Relevant Market Mechanisms for the Procurement of Flexibility Needs and Grid Services*. <https://euniversal.eu/wp-content/uploads/2021/02/>

EUUniversal_D5.1.pdf (acceso el 16 junio de 2022).

EUPHEMIA (2020). *EUPHEMIA Public Description Single Price Coupling Algorithm* 12 October 2020. <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/euphemia-public-description.pdf>

EC, EUROPEAN COMMISSION (2016). *Clean Energy for all Europeans*. Disponible en <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

EC, EUROPEAN COMMISSION (2017). *State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism*. Document C(2017)7789 final, published on 24 November 2017.

EC, EUROPEAN COMMISSION (2018a). *State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism*. Document C(2018) 617 final, published on 7 February 2018 but released to the general public in April 2018.

EC, EUROPEAN COMMISSION (2018b). *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*.

EC, EUROPEAN COMMISSION (2021). *State Aid SA.54915 – (2020/C) – Belgium - Belgium Capacity remuneration mechanism*. Document C(2021) 6431 final, published on 27 August 2021.

EC, EUROPEAN COMMISSION (2022a). *REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*. Published on March 8, 2022. [https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=COM por 1003A2022 por 1003A108 por 1003AFIN](https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=COM%2Fpor%2F1003A2022%2Fpor%2F1003A108%2Fpor%2F1003AFIN)

EC, EUROPEAN COMMISSION (2022b). *Communication on security of supply and affordable energy prices*. Published on March 23, 2022. https://energy.ec.europa.eu/communication-security-supply-and-affordable-energy-prices_en

EC, EUROPEAN COMMISSION (2022c). *Short-Term Energy Market Interventions and Long Term Improvements to the Electricity Market Design – a*

course for action. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0236>

ENTSO-E (2022). *Report on the Locational Marginal Pricing Study of the Bidding Zone Review Process ENTSO-E Mission Statement*.

EURELECTRIC (2016). *ENTSO-E Survey on Market Efficiency with Regard to Bidding Zone Configuration A EURELECTRIC Response Paper*. http://www.elecpor.pt/pdf/30_08_2016_Eurelectric_response_ENTSO_survey_market_efficiency.pdf

FSR, FLORENCE SCHOOL OF REGULATION (2005). *A Study on the Inter-TSO Compensation Mechanism*. Report released on October 2005.

GOBIERNO GRIEGO (2022). *Proposal for a power market design to decouple electricity prices from soaring gas prices*. Information note, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>

GÓMEZ, T., RODILLA, P., COSSENT, R. y MASTROPIETRO, P. (2021). *Innovación en la distribución y la comercialización minorista. Primer Entregable Análisis preliminar de las mejoras prácticas basadas en las experiencias internacionales*. Informe desarrollado para el MINEM en el contexto de la «Modernización del sector eléctrico peruano». https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/INFORME_3_ESP.pdf

HERRERO, I., RODILLA, P. y BATLLE, C. (2020). *Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in USA and Europe Day-Ahead Electricity Markets*.

HOGAN, W. W. y RING, B. (2003). *On Minimum-Uplift Pricing for Electricity Markets*. Harvard Electricity Policy Group and Harvard-Japan Project on Energy and the Environment, March 2003.

HUNTINGTON, S., RODILLA, P., HERRERO, I. y BATLLE, C. (2017). Revisiting support policies for RES-E adulthood: Towards market compatible schemes. *Energy Policy*, 104, pp. 474-483, ISSN 0301-4215.

IRENA (2017). *Adapting market design to high shares of variable renewable*

energy. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

KEAY, M. y ROBINSON, D. (2017). *The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market' Approach*, Energy Insight. The Oxford Institute for Energy Studies.

LINARES, P., RODILLA, P., GÓMEZ, T., RIVIER, M., FRÍAS, P., CHAVES, J. P., SÁNCHEZ, Á., GERRES, T., COSSENT, R., OLMOS, L., RAMOS, A., ROUCO, L. y MARTÍN, F. (2018). El sector eléctrico español del futuro: Retos y Políticas. <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-18-153I.pdf>

MCSC (MARKET COUPLING CONSULTATIVE GROUP MEETING) (2022). *Market Coupling Steering Committee*. 7th June 2022. <https://www.entsoe.eu/events/2022/06/07/first-market-coupling-consultative-group-meeting/>

MORELL, D., N., CHAVES-ÁVILA, J. P. y GÓMEZ SAN ROMÁN, T. (2020). Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization. *Energies*, 13, 3111. <https://doi.org/10.3390/en13123111>

MORELL, N., CHAVES, J. P. y GÓMEZ, T. (2021). *Electricity tariff design in the context of an ambitious green transition, en Energy regulation in the green transition*. Editores EGELUND OLSEN, B.; et al., . Ed. Danish Utility Regulator. Copenhagen, Dinamarca.

NEWBERRY, D. (2016). Missing Money and Missing Markets: Reliability, Capacity Auctions and Interconnectors. *Energy Policy*, 94, pp. 401-410.

NEWBERRY, D. M., POLLITT, M., RITZ, R. y STRIELKOWSKI, W. (2017). Market design for a high renewables European electricity system. *EPRG Working Paper*, 1711. <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>

O'NEILL, R., SOTKIEWICZ, P. M., HOBBS, B. F., ROTHKOPF, M. H. y STEWART, W. R. (2005). Efficient market-clearing prices in markets with non-convexities. *European Journal of Operational Research*, 164, pp. 269-285.

PÉREZ-ARRIAGA I. J. et al. (2016). Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition

Report. Massachusetts Institute of Technology. POPE, S. L. (2014). <i>Price Formation in ISOs and RTOs, Principles and Improvements</i>. FTI Consulting: Boston, MA, USA, October 2014. (Busby et al. 2021) - Buscar en el Flexener. POTOTSCHNIG, A. (2022). <i>ACER's assessment of the EU wholesale electricity market design</i>. https://fsr.eui.eu/acers-assessment-of-the-eu-wholesale-electricity-market-design/ RENESES, J., RODRÍGUEZ, M. P. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2013). Tarifas de electricidad.	En IGNACIO J. PÉREZ-ARRIAGA (ed.), <i>Regulación del Sector Eléctrico</i>, capítulo 78. Springer. ISBN 978-1-4471-5033-6. RUBIO-ODERIZ, F. J. (1999). <i>Metodología de asignación de costos de redes de transmisión en un marco regulatorio competitivo</i>. Tesis doctoral. Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Spain. VALAREZO M., GÓMEZ, T., CHAVES, J. P., LIND, L., CORREA, M., ZIEGLER, D. y ESCOBAR, R. (2021a). Analysis of new flexibility market models in Europe. <i>Energies</i>. 14(12), pp. 3521-1-3521-25.	VALAREZO, O., CHAVES-ÁVILA, J. P., ROSSI, J., HILLBERG, E. y BARON, M. (2021b). Survey Results on Local Markets to Enable Societal Value. <i>In Proceedings of the 14th IEEE PowerTech Conference, Madrid, Spain, 28 June-2 July 2021</i>. VÁZQUEZ, C., RIVIER, M. y PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2002). A market approach to long-term security of supply. <i>IEEE Transactions on Power Systems</i>. Vol. 17, n.º 2, pp. 349-357. WILLIAMS, P. y STRBAC, G. (2001). Costing and Pricing of Electricity Distribution Services. <i>Power Engineering Journal</i>, 15(3), pp. 125-136.
--	--	---

Resumen

En este trabajo se revisa la literatura sobre el uso de la fiscalidad medioambiental al servicio de los objetivos de las políticas medioambientales, de energía y cambio climático. Sobre esta base, se proponen directrices y medidas de reforma fiscal para España dirigidas a favorecer y acelerar cambios de comportamiento acordes con los compromisos contemplados en las leyes y planes estratégicos españoles y europeos.

Palabras clave: fiscalidad, energía, cambio climático, reforma fiscal, España, Unión Europea.

Abstract

This paper reviews the literature on the use of environmental taxation to serve environmental, energy and climate change policy objectives. On this basis, it proposes guidelines and tax reform measures for Spain aimed at encouraging and accelerating behavioural changes in line with the commitments set out in Spanish and European laws and strategic plans.

Keywords: taxation, energy, climate change, tax reform, Spain, European Union.

JEL classification: H23, H31, Q48, Q58, R48.

EL PAPEL DE LA FISCALIDAD MEDIOAMBIENTAL EN EL ÁMBITO ENERGÉTICO: REFLEXIONES PARA ESPAÑA

Marta VILLAR EZCURRA

Universidad San Pablo-CEU

Xavier LABANDEIRA VILLOT

Rede, Universidade de Vigo y Ecobas

I. INTRODUCCIÓN

EL sector energético ha experimentado en los últimos años una acelerada transformación que se proyecta en muchos otros sectores de la economía y está llamado a nuevos cambios. Tanto la transición energética hacia una sociedad descarbonizada como los avances científicos, tecnológicos (1) y digitales se han traducido en una regulación que otorga cada vez mayor protagonismo a los consumidores. Además del cambio de paradigma que supone el paso de un modelo centralizado a otro descentralizado en el contexto del mercado interior de la energía, hay cada vez mayor complejidad en la gestión de los sistemas energéticos y de la electricidad.

Los responsables políticos se enfrentan a nuevos retos socioeconómicos, jurídicos y estratégicos asociados a las políticas de cambio climático y economía circular, que hacen necesario adoptar un enfoque global, transversal, integrador y sofisticado, que incluya la fiscalidad. Es preciso un esfuerzo generalizado de los agentes públicos y privados en las distintas actividades económicas, además de coherencia en legislación, políticas, acciones e instrumentos técnicos, económi-

cos y de mercado, para avanzar hacia el objetivo de contar con un sector energético descarbonizado.

La Unión Europea (UE), promotora de cambios normativos orientados hacia la neutralidad climática, ha basado su política energética en tres pilares: sostenibilidad, competitividad y seguridad en el suministro. Se trata de objetivos con similar peso, pero concretados con distinta proyección a lo largo del tiempo. Desde principios de siglo, la sostenibilidad ha sido el vector atendido con carácter prioritario para alcanzar los objetivos comprometidos internacionalmente (Villar, 2021). La nueva hoja de ruta que contempla la conocida como la «Ley Europea del Clima» persigue aumentar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) estableciendo el objetivo vinculante de, al menos, un 55 por 100 para el año 2030 (2), entre otros motivos, porque la tecnología permite conseguir dichas reducciones, necesarias para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París (3).

Desde el marco regulador de la UE se reconoce la posibilidad de disociar el crecimiento económico de las emisiones de GEI. Las denominadas «hojas de ruta» de la UE pretenden ayu-

dar a los sectores implicados a planificar las inversiones necesarias para la transición hacia una economía descarbonizada a la vez que reforzar el compromiso sectorial en la búsqueda de soluciones climáticamente neutras y complementar algunas iniciativas existentes para fomentar la colaboración industrial en la transición hacia la neutralidad climática (4). Además, al menos el 30 por 100 del importe total de gasto con cargo al presupuesto de la Unión y al Instrumento de Recuperación de la UE se dedica a apoyar los objetivos climáticos (5).

Distintos foros internacionales y europeos apuestan por la fiscalidad como instrumento adecuado, capaz de emitir las señales correctas a mercados y operadores, sobre todo, allá donde la regulación no puede llegar. En particular, el paquete legislativo «Objetivo 55» presentado por la Comisión Europea (2021) el 14 de julio de 2021 (6) contempla como medida clave la actualización de la Directiva sobre la fiscalidad de la energía (DFE) (Consejo de la UE, 2003) para hacer que los combustibles más limpios sean más atractivos en todos los modos de transporte y colmar las lagunas para los combustibles contaminantes. Trata de que el modelo de armonización fiscal europea aplicado a los productos energéticos y a la electricidad preserve el mercado interior y apoye la transición ecológica con los incentivos adecuados. Para ello, la revisión de la DFE propone armonizar los tipos impositivos mínimos para los combustibles de calefacción y transporte de manera acorde a los objetivos climáticos y medioambientales de la UE, mitigando al mismo tiempo el impacto social. Además, la pro-

puesta prevé eliminar las exenciones obsoletas, aplicadas por ejemplo en el transporte aéreo y marítimo, y otros incentivos para el uso de combustibles fósiles, fomentando, al mismo tiempo, la adopción de combustibles limpios.

En el ámbito interno, el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) (MITECO, 2020) persigue para 2030 una reducción de un 23 por 100 de emisiones de GEI respecto a 1990. Asimismo, propone la aprobación de medidas de tipo regulatorio y fiscal que permitan acelerar la transición hacia una economía baja en carbono. En particular, se prevé que el Ministerio de Hacienda analizara «la conveniencia y viabilidad de una posible adecuación del marco fiscal para establecer señales que incentiven la electrificación y el uso de renovables para las necesidades térmicas», así como la eficiencia energética, y en su medida 1.26 se contempla la necesidad de una «nueva fiscalidad verde» a la vez que se insta al Ministerio de Hacienda a liderar un estudio en profundidad (7).

Por su parte, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (Gobierno de España, 2021) en su componente 28 prevé la «adaptación del sistema impositivo a la realidad del siglo XXI», así como un 39 por 100 de inversión verde, por encima de los umbrales mínimos establecidos en la normativa europea. Otros componentes relacionados con el futuro de la energía son: el plan de choque de movilidad sostenible, segura y conectada en entornos urbanos y metropolitanos; el plan de rehabilitación de vivienda y regeneración urbana; la movilidad sostenible, segura y conectada; el desplie-

gue e integración de energías renovables; las infraestructuras eléctricas, la promoción de redes inteligentes y el despliegue de flexibilidad y almacenamiento; la hoja de ruta del hidrógeno renovable y de su integración sectorial y la estrategia de transición justa (8).

Así pues, en el marco de la reforma fiscal en España, la fiscalidad medioambiental y de la energía se plantea como una prioridad en el corto y medio plazos. Junto a ella, se consideran prioritarias dos nuevas normas: la Ley 7/ 2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (9) y la nueva Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Público (10).

Con la Ley 7/ 2021, los objetivos mínimos nacionales de reducción de emisiones de GEI, energías renovables y eficiencia energética para 2030 y 2050 son jurídicamente vinculantes. Las emisiones en 2030 deberán reducirse en, al menos, un 23 por 100 respecto al año 1990 y se deberá alcanzar la neutralidad climática en 2050. Asimismo, en 2030 deberá alcanzarse una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 por 100, además de un sistema eléctrico con, al menos, un 74 por 100 de generación a partir de energías de origen renovable, y mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 por 100 con respecto a la línea de base (conforme a normativa de la UE). Dichos objetivos serán revisables, sin que puedan suponer una disminución del nivel de ambición medioambiental y deberán reflejar la mayor ambición posible. Por su parte, la futura Ley de

Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte pretende reorientar la movilidad hacia modos de transporte más sostenibles, que favorezcan la protección de la salud, el medio ambiente, el clima, el bienestar y la seguridad de la ciudadanía.

Desde estas consideraciones y premisas, este trabajo analiza el papel que ha de asumir la fiscalidad medioambiental y de la energía para favorecer el logro de los ambiciosos objetivos fijados en las normas españolas y comunitarias europeas, abundando en directrices planteadas en el reciente *Libro blanco para la reforma fiscal* (CPEELBRT, 2022).

II. EL PAPEL DE LA FISCALIDAD MEDIOAMBIENTAL EN LA REFORMA FISCAL PENDIENTE EN ESPAÑA

El *Libro blanco para la reforma fiscal*, que fue presentado al Ministerio de Hacienda a primeros de marzo de 2022, dedica su capítulo segundo a la fiscalidad medioambiental, dando cumplimiento al encargo de la Resolución de la Secretaría de Estado de Hacienda de abril de 2021. Se contiene en el *Libro blanco* un diagnóstico de la situación actual del sistema tributario, se explican las razones que fundamentan las reformas fiscales medioambientales y se aplican al caso español. Se incluyen reflexiones a partir de la literatura sobre el tema, las aportaciones recibidas en el proceso de audiencia pública y, teniendo especialmente en cuenta tanto las deficiencias que hay que corregir como los retos de futuro, se realizan diecinueve propuestas. Estas se asocian a las áreas de preferente actuación para alinear la fiscalidad española a los retos

y objetivos medioambientales ligados a la descarbonización de la economía.

En el diagnóstico del panorama actualmente vigente se pone de relieve el reducido peso de los impuestos medioambientales en España, se califica la regulación de compleja y asistemática con deficiencias cualitativas y cuantitativas derivadas de un diseño inadecuado y de figuras heterogéneas no coordinadas, establecidas y aplicadas a distinto nivel territorial. La conclusión es que el sistema fiscal actual no contribuye eficazmente al logro de los compromisos españoles en el ámbito medioambiental asociados al cambio climático, la transición energética y la descarbonización, acuciantes temporalmente.

Los mensajes principales pueden sintetizarse en dos: en primer lugar, proteger el medio ambiente es un reto para la humanidad ligado a los objetivos de desarrollo sostenible y fuente de diversos compromisos internacionales para España, y en segundo término, la fiscalidad tiene un papel esencial, como lo tiene también la realización efectiva del principio de «quien contamina paga» en el contexto de las políticas medioambientales. Es preciso actuar, además, con gradualismo y atención a la coyuntura socioeconómica, compensando a los colectivos afectados por sus efectos y protegiendo la competitividad. Las propuestas se acompañan, en general, con simulaciones ilustrativas de impacto. De otro lado, las guías directrices comunes a todas las propuestas se centran en la racionalidad medioambiental, la coordinación y complementariedad con el contexto regulatorio medioambiental, la efectividad y la determinación de

áreas prioritarias de actuación: fomentar la electrificación sostenible, contribuir a una movilidad compatible con la transición ecológica, aumentar la circularidad e incorporar los costes medioambientales al uso del agua.

En particular, la energía y la electricidad son vectores de transformación de la economía y la sociedad española, como ponen de manifiesto el PNIEC y el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Por ello, son necesarias medidas fiscales que corrijan las distorsiones del sistema vigente y apoyen la transición energética hacia el nuevo modelo plasmado en el marco normativo español y de la UE, centrado en el cambio climático y la energía.

La reforma fiscal medioambiental es una tarea pendiente en España. Pese a la contundencia de los argumentos teóricos y prácticos a favor de la misma, solo se han introducido en nuestro sistema tributario, hasta la fecha, cambios menores y, en todo caso, ausentes de sistematización, eso es, sin elementos ordenados según principios, capaces de dotar al conjunto de unidad, racionalidad y coherencia. A fin de cuentas, solo puede calificarse de sistema si hay un «conjunto de elementos de cualquier orden relacionados entre sí y armónicamente conjugados» (Villar, 1983).

La experiencia de países pioneros, como los del norte de Europa, y los argumentos manejados en informes de comisiones de expertos, organizaciones internacionales o instituciones de la UE, que recomiendan a España adoptar medidas legislativas con esta orientación, al menos para aproximar el peso de

la imposición medioambiental a los países del entorno, no se han tenido en cuenta para cambiar nuestro sistema tributario, que adolece de defectos cualitativos y cuantitativos en este ámbito.

Pese a que la inestabilidad económica generada por la guerra de Ucrania impide contar con un escenario socioeconómico adecuado para concretar los detalles técnicos de las diversas alternativas para acometer las reformas proyectadas, la publicación del *Libro blanco* representa una buena ocasión para traer estos temas, si no al plano normativo, al menos al debate socioeconómico.

Desde estas consideraciones, pueden plantearse las siguientes directrices o guías de una futura reforma medioambiental para el siglo XXI, de manera que tales pautas puedan servir de orientación a los decisores políticos, sea cual sea su nivel competencial. Deberían ser complementadas con las propias, específicas y singulares del sector considerado, en particular, en los ámbitos de la energía, las aguas, los residuos, los plásticos, o el transporte, por citar tan solo algunos de los centrales en el actual proceso de transición.

Así pues, para apoyar con el instrumento tributario el futuro que se plantea para el sector de la energía, es oportuno plantear en forma de «decálogo» las directrices de la fiscalidad medioambiental:

1. *El principio «quien contamina paga»* debe aplicarse con efectividad en el diseño de las figuras tributarias y prestaciones patrimoniales de carácter público no tributarias, así como en el de los incentivos fiscales.

Todos los elementos de un tributo que merezca el calificativo de «medioambiental» deben reflejar la aplicación del principio pigouviano de internalización de externalidades negativas, con coherencia y racionalidad sistémica, para que el mensaje o la señal de precios, emitida a todos los operadores jurídicos y económicos, sea clara y transparente. En particular, es importante evitar que un tributo medioambiental correctamente diseñado sea ineficiente por la acción de otros tributos o incentivos fiscales no alineados a las políticas medioambientales y a las estrategias del marco de la transición ecológica. Respecto a esta cuestión, el Tribunal de Cuentas Europeo ha llamado la atención sobre la insuficiente aplicación del principio de «quien contamina paga» en la legislación de la UE y sus argumentos son extrapolables a nuestra propia legislación interna regulatoria y fiscal. Ligada a esta idea está la necesidad de asegurar la neutralidad entre contaminadores, esto es, para que la fiscalidad medioambiental cumpla correctamente su función, debe aplicarse de forma uniforme y extensa, de manera que no se dejen fuera de gravamen sectores o emisores igualmente contaminantes (véase Labandeira, 2013).

2. *Contribución a los retos medioambientales* asociados al cambio climático, a la economía circular y a la transición energética, definidos en leyes internas y europeas —en particular, las leyes sobre cambio climático y transición energética—. Los retos y objetivos de los planes europeos —Pacto Verde Europeo, *Next Generation EU*, etc.— y nacionales —PNIEC, Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, etc.— exceden de lo que

tradicionalmente se asocia a la protección del medio ambiente, pues se vinculan también a la protección de la salud y a otros objetivos extrafiscales en la medida en que pretenden transformar nuestras economías y sociedades hacia un modelo más digital, limpio y resiliente.

3. *Coordinación con los instrumentos regulatorios y de mercado generales y sectoriales*. La reforma fiscal medioambiental debe tomar como referencia el marco regulatorio estatal y de la UE para coadyuvar a un mejor cumplimiento de los objetivos medioambientales y de los asociados a la descarbonización. En función de los objetivos, puede constatar el grado de cumplimiento para poder fijar la intensidad y urgencia de las medidas fiscales y no fiscales a adoptar para el logro de estos.

4. *Integración sistemática con las figuras tributarias de finalidad recaudatoria*. Los principios de justicia tributaria (en particular, el principio de capacidad económica) y el principio de quien contamina paga han de considerarse dos ejes clave en la revisión de los instrumentos de fiscalidad medioambiental para encontrar el ajuste adecuado, con la finalidad última de evitar no solo la proliferación de impuestos «pretendidamente medioambientales» en la terminología del Informe de la Comisión de Expertos sobre la Reforma del Sistema Tributario Español (CERSTE) (2014), sino también duplicidades impositivas o sobrecargas regulatorias que, a la postre, se traduzcan en ineficiencias. La evaluación *ex ante* y *ex post* y el control de incentivos es esencial, de cara a mantener o intensificar los eficientes y a suprimir los que no tengan justificación o no

estén alineados con los objetivos medioambientales, por ejemplo, los que sigan favoreciendo a energías fósiles o a productos contaminantes.

5. Coordinación de niveles competenciales y cuestiones de gobernanza. El diseño constitucional de distribución de competencias hace especialmente importante que se adopten medidas para asegurar un nivel de coordinación efectivo. España es responsable del cumplimiento de los ambiciosos compromisos internacionales y europeos, no solo respecto a la reducción de GEI y otras emisiones contaminantes (partículas, ruido, etc.) sino también respecto a medidas de protección de recursos (agua y suelo, por ejemplo), de prevención de riesgos o de financiación de infraestructuras, cambios tecnológicos o inversiones. Una ley marco de fiscalidad medioambiental podría favorecer el establecimiento de medidas eficaces y alineadas en términos medioambientales por parte de distintos niveles decisorios territoriales. En este sentido, el modelo UE de establecer niveles mínimos de imposición y bases armonizadas podría servir de referencia.

6. Delimitación de áreas prioritarias de actuación. Favorecer la electrificación, el transporte sostenible, el aumento de circularidad, una mejor gestión de recursos –en particular del agua– son áreas de preferente actuación. En el *Libro blanco* las propuestas concretas se incluyen en cada una de estas áreas de manera que se aprecie con mayor claridad y transparencia la contribución de una reforma fiscal medioambiental a los objetivos prioritarios que marcan nuestra legislación y la europea. La legislación apuesta por una

actuación conjunta e integrada para favorecer políticas de cambio climático y energía, de manera que se logre la transformación de nuestras economías en el horizonte temporal de 2030.

7. Gradualismo en la implantación de medidas con una señal clara en la fijación de precios y consideración a un horizonte temporal a corto, medio y largo plazo. De la misma manera que no se puede pretender de un día para otro cambiar las fuentes de generación de energía, las medidas de reforma fiscal medioambiental deben introducirse progresiva y gradualmente. Pese a la urgencia de actuar en el ámbito medioambiental, los grupos y sectores afectados por las medidas fiscales que pueden tener un efecto regresivo o afectar a la competitividad deben poder reaccionar con tiempo para planificar sus cambios tecnológicos, de equipamiento e inversiones compatibles con los objetivos en este ámbito. Además, se ha de medir y valorar la oportunidad del momento de introducir medidas de reforma fiscal, en función de la coyuntura económica general y de la situación particular de cada sector.

8. Paquetes compensatorios selectivos dirigidos a colectivos vulnerables o a determinados sectores por razones de protección de la competencia. En lugar de que las normas contemplen supuestos de exención, no sujeción o rebajas fiscales, los tributos medioambientales deben tratar de ampliar bases imponibles y su alcance sectorial. La señal en precio sería clara, sin perjuicio de que lo recaudado pudiese financiar medidas de compensación y mejoras medioambientales, de manera que se corrija el eventual efecto distributivo y se consiga una mayor aceptación social.

9. Referencias comparadas y cambios en el contexto normativo europeo y nacional. Las reformas fiscales deben contemplar medidas exitosas en otros países para evaluar si pueden ser aplicadas a España, pero también las propuestas de cambios normativos en la regulación general y sectorial. En el *Libro blanco* se tuvo en cuenta lo que ya es la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados, en el ámbito de las medidas asociadas a la economía circular y, asimismo, otras normas en tramitación parlamentaria como la que se refiere al Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) (11). También se tomaron como referencia las propuestas del paquete legislativo «Objetivo 55», en particular la revisión de la DFE y de la Directiva del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, así como las nuevas medidas de ajuste fiscal en frontera. La apuesta de la UE por paquetes legislativos asociados al objetivo del cambio climático orienta la senda que habrá de seguir España en sus reformas normativas, incluidas las fiscales.

10. Marco jurídico constitucional, de la UE e internacional. Se debe asegurar que la reforma fiscal medioambiental se alinea con las exigencias del marco jurídico favoreciendo un correcto diseño que supere las deficiencias cualitativas y cuantitativas del contexto actual. Nuestro sistema fiscal debe cuidar, en particular, el respeto a las normas sobre ayudas de Estado garantizando que no existan ayudas fiscales selectivas contrarias al TFUE (Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea) y a las normas sobre libertades fundamentales. Se trata también de llamar la atención sobre los «errores del

pasado» (impuestos autonómicos «pretendidamente medioambientales», impuestos contrarios a las normas UE que se han traducido en condenas a España, arbitrajes en energía que invocan el IVPEE (impuesto al valor de la producción de energía eléctrica) con condenas de importantes cuantías a España, etc. Y es importante no olvidar que las ayudas de los fondos europeos están condicionadas a la financiación de actividades, inversiones y energías consideradas limpias, y que la búsqueda de nuevos recursos se asocia, en muchos casos, a figuras relacionadas con la protección medioambiental (nuevos impuestos, ajuste de carbono en frontera, sistema de comercio de emisiones).

Con independencia de las consideraciones que en estas directrices se contienen, hay tres mensajes claros en el uso de la fiscalidad medioambiental en los que nos parece importante insistir. En primer lugar, en el plano conceptual, el principio de «quien contamina paga» y el fundamento de la extrafiscalidad, tal como han sido interpretados en sede jurisdiccional han de ser el punto de partida para revisar las figuras tributarias que componen el sistema tributario en España y justificar la implantación de nuevas. En segundo término, en el plano de las evidencias, han de valorarse las experiencias de otros países —exitosas o no— y su posible aplicación al caso español, con las adaptaciones y cautelas propias de nuestro contexto económico y social. Finalmente, la fiscalidad medioambiental puede dotar de estabilidad financiera a nuestro marco legal, por su capacidad de aportar los recursos públicos necesarios para financiar gastos asociados a los costes de la tran-

sición energética y a los paquetes compensatorios a los sectores afectados, en línea con las últimas generaciones de reformas fiscales verdes.

III. ÁREAS PRIORITARIAS DE ACTUACIÓN EN EL ÁMBITO ENERGÉTICO

Una reforma fiscal que favorezca el futuro que se pretende para el sector de la energía debería priorizar dos objetivos: el fomento de la electrificación y la movilidad sostenible.

1. Fomento de la electrificación

A diferencia de lo que ocurre en otros sectores, en el sector eléctrico existen tecnologías renovables maduras, por lo que su papel será fundamental para lograr una transición hacia una economía baja en carbono. Para ello, será necesario lograr la electrificación de los sectores en los que las energías renovables tienen un desarrollo mucho más limitado, como el transporte o determinadas actividades industriales. En este contexto, la fiscalidad medioambiental debe favorecer la electrificación, diferenciando las fuentes energéticas en función de sus impactos medioambientales e impulsando las inversiones necesarias para lograr una electrificación generalizada. De este modo, los impuestos medioambientales que gravan la electricidad en sus distintas fases (generación, distribución, consumo) deberían reformarse para alinearse con tres objetivos fundamentales de la transición ecológica: la electrificación, sustituyendo los combustibles fósiles por electricidad de fuentes renovables; la reducción de los daños medioambientales asocia-

dos a la generación de electricidad; y el fomento de la eficiencia energética.

El principal impacto medioambiental asociado al sector eléctrico español lo constituyen las emisiones de GEI, si bien en muchos sectores económicos estas emisiones están sujetas al Sistema Europeo de Comercio de Emisiones, por lo que no existe margen para aplicar una política impositiva salvo respecto a aquellos contaminadores que no deban participar en dicho mercado. Otros efectos medioambientales negativos importantes, aunque menos relevantes, son las emisiones de otros contaminantes atmosféricos, los impactos sobre el medio natural de las centrales hidroeléctricas, los efectos sobre el territorio de las centrales solares y eólicas, y la gestión de los residuos radioactivos. En este caso, la fiscalidad medioambiental puede jugar un papel para reducir los impactos medioambientales, siempre que existan las condiciones para su adecuada aplicación, y, además, deberá favorecer la mejora de la eficiencia energética, que permitirá reducir todos los impactos medioambientales asociados a la generación de electricidad.

En la actualidad, en España existen una serie de impuestos de ámbito estatal sobre la generación de electricidad: el IVPEE, que grava la producción e incorporación al sistema de electricidad; el canon por utilización de aguas continentales para la producción de electricidad, que grava el valor de la energía hidroeléctrica producida; y los impuestos sobre la producción de residuos radiactivos y su almacenamiento (12). Además, existe un conjunto de impuestos propios autonómicos que afec-

tan a la generación y distribución de electricidad (impuestos sobre instalaciones, generación de electricidad, energía eólica, aguas embalsadas y emisiones a la atmósfera). En el caso del consumo de electricidad, a nivel estatal existe el impuesto especial sobre la electricidad (IEE), además del Impuesto sobre el valor añadido (IVA) a tipo general, si bien desde mediados de 2021 el Gobierno estableció una reducción temporal en los mismos para hacer frente al fuerte incremento experimentado por el precio de este producto. Como consecuencia de todas estas figuras, la electricidad en España está sometida a una carga fiscal (45,3 por 100 del precio final en 2020) mayor que la media de la UE-27 (39,7 por 100) en el caso de los hogares, aunque la carga es menor en el caso industrial (37,7 por 100 del precio final en 2020 frente a 44,4 por 100 de la UE-27) (Eurostat, 2022).

La literatura académica ha analizado los impactos de la fiscalidad española sobre la electricidad, mostrando impactos regresivos de los impuestos medioambientales cuando provocan incrementos en el precio final de la electricidad (Robinson *et al.*, 2019), y recomendando la utilización de impuestos específicos que graven las tecnologías eléctricas contaminantes que frente al gravamen indiscriminado de la generación de electricidad (Freire-González y Puig-Ventosa, 2019). También se señala su importancia para lograr los objetivos de eficiencia energética (Cansino *et al.*, 2018).

En este contexto, las medidas concretas en el sector eléctrico español para favorecer la transición hacia una economía baja en

carbono pasarían por la supresión del IVPEE, la modificación del IEE, la cobertura de los todos costes asociados a las centrales nucleares y la adopción de medidas que mejoren el diseño y la efectividad de los impuestos autonómicos relacionados con el sector eléctrico.

El IVPEE, cuya creación respondió a la necesidad de reducir el déficit de tarifa del sector eléctrico, no discrimina en función de los impactos ambientales que provocan las distintas tecnologías de generación, de forma que no incentiva un cambio tecnológico hacia fuentes renovables y, al mismo tiempo, incrementa los precios de la electricidad, dificultando la electrificación. Por tanto, los únicos beneficios medioambientales que produce son los derivados de los impactos positivos sobre el ahorro y la eficiencia energética, beneficios que se podrían lograr igualmente con el IEE.

Por su parte, el IEE se introdujo en 1998 e inicialmente tenía la finalidad de obtener la recaudación necesaria para financiar las subvenciones a la minería del carbón, lo que explica que su nivel se encuentre muy por encima del mínimo establecido por la DFE. Por ello, teniendo en cuenta la necesidad de aplicar tipos impositivos comparativamente más reducidos que los que gravan otros productos energéticos para favorecer la electrificación, sería recomendable reducir su tipo de gravamen al nivel mínimo establecido por la propuesta de nueva DFE (Comisión Europea, 2021). Además, para incentivar de forma más directa la eficiencia y el ahorro energéticos, sería conveniente que su base imponible fuese la cantidad de electricidad consumida, y no la base

imponible del IVA como sucede en la actualidad.

El cuadro n.º 1 muestra una valoración de la combinación de la supresión del IVPEE y la reducción del IEE hasta el nivel mínimo establecido por la propuesta de nueva DFE (13). Se observa que estas medidas permitirían lograr una reducción importante en el precio de la electricidad, incrementándose ligeramente el consumo y las emisiones de CO₂, y con una caída significativa en la recaudación. Además, tendría un impacto distributivo progresivo sobre los hogares (véase CPEEL-BRT, 2022). De este modo, esta reforma fiscal contribuiría a lograr el objetivo de una mayor electrificación, y sin necesidad de compensaciones distributivas a los hogares o por pérdidas de competitividad de las empresas. Asimismo, sus impactos recaudatorios y medioambientales podrían compensarse con medidas aplicadas en otros sectores (véase apartado 3.2), ayudando además a amortiguar los efectos distributivos y sobre la competitividad que puedan tener las reformas llevadas a cabo en esos sectores.

En el caso de los impuestos autonómicos relacionados con el sector eléctrico, los impuestos sobre determinadas emisiones atmosféricas han tenido una efectividad limitada, como consecuencia de los bajos tipos impositivos aplicados, así como de la tendencia general observada de reducción de emisiones en las últimas décadas. De todos modos, podría ser interesante considerar la introducción de un impuesto estatal que establezca unos tipos impositivos mínimos, dotando de competencia normativa a las comunidades autónomas para incrementarlos, y cediéndoles toda

CUADRO N.º 1

IMPACTOS SOBRE PRECIOS, CONSUMOS, EMISIONES Y RECAUDACIÓN DE LA SUPRESIÓN DEL IVPEE Y LA REDUCCIÓN DEL IEE

	PRECIO FINAL (%)	CONSUMO Y EMISIONES DE CO ₂ (%)	VARIACIÓN EN LA RECAUDACIÓN (MILLONES DE EUROS)			
			IVPEE	IEE	IVA	Total
Electricidad residencial	-6,95	1,41	-372,31	-731,85	-188,17	-1.292,33 (-28,8%)
Electricidad no residencial no electrointensivos	-8,00	1,62	-468,88	-584,74	–	-1.053,62 (-94,9%)
Electricidad no residencial electrointensivos	-4,41	0,89	-286,86	-53,70	–	-340,55 (-98,5%)
Total	–	1,37	-1.128,04	-1.370,29	-188,17	-2.686,51 (-45,25%)

Nota: Entre paréntesis, variación de la recaudación con respecto a la obtenida en 2019.

Fuente: CPEELBRT (2022) y elaboración propia.

la recaudación, empleando un procedimiento similar al utilizado por Canadá para establecer un precio al carbono (Gobierno de Canadá, 2020). Por su parte, los impuestos autonómicos que gravan determinadas instalaciones de generación y distribución de electricidad, en general, no proporcionan incentivos para reducir los impactos ambientales negativos de estas instalaciones y sus tipos impositivos son reducidos, lo que provoca que su visibilidad sea limitada, además de que pueden dificultar el proceso de electrificación, por lo que habría que considerar su eliminación. De todos modos, podría ser conveniente reformar los impuestos que gravan las centrales hidroeléctricas de forma que permitan minimizar los impactos derivados de la operación de estas instalaciones e incorporen en su gravamen la escasez de los recursos hídricos.

Finalmente, en relación con la energía nuclear, es necesaria una reflexión profunda sobre las figuras tributarias y no tributarias existentes que afectan a la generación eléctrica con energía nuclear, de forma que se asegure la

cobertura completa de todos los costes relacionados tanto con la gestión de los residuos como con la operación y desmantelamiento de las instalaciones.

2. Movilidad sostenible

El sector del transporte constituye en la actualidad la principal fuente de emisiones de GEI en España, representando el 27 por 100 del total de emisiones en 2020 (MITECO, 2022a). Además, este sector es fuente de importantes externalidades negativas adicionales que incluyen las emisiones de contaminantes locales, la congestión, los accidentes, el ruido o los costes de las infraestructuras, de forma que en conjunto las externalidades negativas del transporte se sitúan en torno al 5 por 100 del PIB en los países desarrollados (van Essen *et al.*, 2019).

Si bien para controlar estas externalidades existen numerosas alternativas regulatorias (políticas tecnológicas, planificación de las infraestructuras, etc.), las medidas tributarias pueden tener un papel fundamental, incentivando cambios de com-

portamiento e inversiones en tecnologías limpias. Asimismo, la existencia de múltiples alternativas tributarias y de agentes heterogéneos proporciona un contexto adecuado para la fiscalidad ambiental.

En este contexto, las medidas tributarias deberán orientarse a incorporar las externalidades negativas asociadas al transporte, facilitando el cumplimiento de los compromisos medioambientales de España al mínimo coste. El cambio modal deberá tener un papel fundamental, favoreciendo las alternativas de transporte menos contaminantes (Economics for Energy, 2021).

Actualmente, en España, la fiscalidad sobre el transporte incluye el impuesto especial sobre hidrocarburos (IEH), que grava los carburantes de automoción; el impuesto especial sobre determinados medios de transporte (IEDMT), que grava la primera matriculación en España de los vehículos; y el impuesto sobre vehículos de tracción mecánica (IVTM), que grava anualmente la titularidad de vehículos de tracción mecánica. Además, en Cataluña existe un impuesto

sobre las emisiones de CO₂ de los vehículos de tracción mecánica, así como un impuesto sobre las emisiones de nitrógeno de la aviación comercial. De todos modos, actualmente las accisas que se aplican sobre los carburantes de automoción están por debajo de la media de la UE (47,4 cts€/l para la gasolina y 38 cts€/l para el diésel, frente a 52,8 cts€/l y 40,6 cts€/l, respectivamente, en mayo de 2022 [14]) (MITECO, 2022b), mientras que la tributación sobre la adquisición y tenencia de vehículos también es relativamente baja, de forma que la carga fiscal total sobre los vehículos en España se sitúa en los niveles más bajos de los principales países europeos (ACEA, 2021). Además, la recaudación media por vehículo se ha reducido sustancialmente desde mediados de la década de 2000, cayendo un 36,1 por 100 entre 2006-2018 (CPEELBRT, 2022). Teniendo en cuenta la importancia de las externalidades asociadas al transporte, así como la relevancia cuantitativa de la recaudación procedente de este sector, esta situación no es sostenible ni justificable, y requiere de actuaciones a corto plazo sobre los impuestos existentes, así como una reforma profunda a medio plazo mediante la introducción de impuestos sobre el uso real del vehículo (Gago, Labandeira y López-Otero, 2018).

La literatura académica sobre fiscalidad medioambiental sobre el transporte en España se ha centrado en la evaluación de distintas reformas reales que se han producido en la misma (Romero y Sanz, 2003), así como en la simulación de reformas hipotéticas que favorezcan el transporte público (Pestana y Prieto, 2008) y la reducción de las externalidades asociadas a los vehículos de

alquiler (Palmer, Riera y Rosselló, 2007; Gómez-Déniz, Boza-Chirino y Dávila-Cárdenes, 2021) o de los problemas de congestión y contaminación local (Reixach, 2017). Recientemente, también se ha ocupado de los problemas distributivos asociados a la elevación de la fiscalidad sobre el transporte rodado y la aviación (Gago et al., 2021).

En este contexto, las medidas concretas en el sector español del transporte que favorecerían la transición hacia una economía baja en carbono incluirían la reforma de la tributación de los combustibles de aviación, marítimos y agrarios; el establecimiento de un impuesto sobre los billetes de avión; la igualación y elevación de los impuestos que se aplican sobre gasolina y diésel de automoción; la reforma del IEDMT para favorecer una flota de vehículos sostenible; la modificación del IVTM para penalizar a las tecnologías que más contaminan; la creación de impuestos municipales sobre la congestión en determinadas ciudades; la consideración de impuestos por uso de determinadas infraestructuras viarias; y, más a medio plazo, el establecimiento de un impuesto sobre el uso del vehículo que sustituya a la mayoría de los impuestos existentes.

Actualmente, la aviación, el transporte marítimo y los carburantes utilizados en la agricultura disfrutan de un tratamiento fiscal favorable en relación con otras actividades que no se corresponde con las externalidades provocadas ni con la necesaria contribución de estos sectores a la mitigación del cambio climático y otros problemas ambientales. Por ello, sería recomendable empezar a gravar el queroseno utilizado en la aviación, así como

el gasóleo y el fuelóleo utilizado en el transporte marítimo, e incrementar el gravamen que se aplica sobre el gasóleo agrícola, de forma que se incentive un cambio tecnológico en estos sectores hacia carburantes sin emisiones de GEI. De todos modos, teniendo en cuenta la escasa aplicación de la fiscalidad medioambiental en estos sectores hasta el momento, así como su importancia para la economía española, sería conveniente una introducción gradual de estas figuras, así como el uso de la recaudación generada para realizar compensaciones sectoriales y para fomentar el desarrollo y la adopción de tecnologías limpias.

En el caso del transporte aéreo, debido a sus importantes costes medioambientales, así como a su crecimiento desorbitado en los últimos años (15), sería recomendable tomar medidas fiscales adicionales que permitan incorporar los costes medioambientales con la finalidad de moderar la demanda. Para ello, podría utilizarse un impuesto sobre los billetes de avión, que incentive el cambio modal en los trayectos cortos, al mismo tiempo que estimule el desarrollo e implantación de tecnologías menos contaminantes en el sector. De todos modos, teniendo en cuenta la gran importancia del turismo en España, habría que evaluar cuidadosamente los efectos de esta medida y sus interacciones con el impuesto sobre el queroseno propuesto anteriormente, así como utilizar parte de la recaudación para medidas compensatorias en el sector.

Por su parte, el transporte por carretera supone la principal fuente de emisiones de GEI del sector del transporte (94 por

CUADRO N.º 2

IMPACTOS SOBRE PRECIOS, CONSUMOS, EMISIONES Y RECAUDACIÓN DE LA IGUALACIÓN Y ELEVACIÓN DE LA FISCALIDAD APLICADA SOBRE LOS CARBURANTES DE AUTOMOCIÓN

	PRECIO FINAL (%)	VARIACIÓN CONSUMO Y EMISIONES (%)	RECAUDACIÓN ADICIONAL (MILLONES DE EUROS)				Total
			IEH	IMPUESTO CO ₂	FNSSE	IVA	
Gasolina 95	15,47	-3,91	-116,63	692,87	311,42	155,37	1.043,03 (23,7%)
Diésel residencial	27,76	-5,58	1.167,48	2.183,67	841,72	753,69	4.946,57 (48,4%)
Diésel no residencial	29,19	-5,87	713,21	1300,58	501,32	--	2.515,11 (73,6%)
Total	—	-5,40	1764,06	4.177,12	1654,47	909,06	8.504,71 (47,1%)

Nota: Entre paréntesis, variación de la recaudación con respecto a la obtenida en 2019.

Fuente: CPEELBRT (2022) y elaboración propia.

100 del total en 2020, MITECO, 2022a), siendo la evolución de estas emisiones en los últimos años insuficiente para lograr cumplir los compromisos medioambientales de España. Entre los factores que explican esta situación probablemente está la baja fiscalidad aplicada sobre los carburantes de automoción en relación a los países europeos señalada anteriormente, así como la utilización de un tipo impositivo sobre el diésel más reducido que el que se aplica sobre la gasolina. Esta situación no se corresponde con los costes externos de cada carburante, ya que las emisiones contaminantes por litro son mayores para el diésel, mientras que otras externalidades del transporte están relacionadas con la distancia recorrida, que es mayor por litro de diésel, de forma que los costes externos por litro de diésel son más elevados que los de la gasolina (Harding, 2014). En este contexto, la primera medida que se podría adoptar sería la elevación del tipo impositivo del IEH hasta igualarlo con el que grava la gasolina, para, posteriormente, llevar a cabo un incremento

general de la fiscalidad aplicada sobre ambos carburantes. Para ello se podría introducir un precio del carbono de 50€/tCO₂, además de incorporar el FNSSE. El cuadro n.º 2 muestra una valoración de los impactos de estas medidas (16), observándose que incrementarían significativamente los precios de los carburantes, lo que permitiría lograr reducciones importantes en su consumo y en las emisiones asociadas, generando importantes ingresos públicos adicionales.

Estas medidas tendrían un impacto tendente a la regresividad (véase CPEELBRT, 2022), pero también generarían importantes ingresos públicos, que se podrían utilizar para compensar a los hogares más afectados. De esta manera, si se utilizase una transferencia de suma fija a los hogares de las cinco decilas de renta más baja, solo sería necesaria una pequeña parte de la recaudación adicional generada (alrededor del 10 por 100) para lograr que el conjunto de dichos hogares, en media, no se viese afectado por la reforma (véase CPEELBRT, 2022). Asimismo, para compensar los impactos

sobre los transportistas profesionales, sería recomendable una aplicación gradual de la reforma, que limite su impacto sobre la inflación y el PIB, así como utilizar parte de la recaudación para incentivar la transformación del sector coherente con los objetivos de transición hacia una economía baja en carbono.

Otro instrumento fundamental para facilitar la transición ecológica es el IEDMT, ya que los impactos medioambientales asociados a los vehículos durante toda su vida útil están determinados, en última instancia, por las decisiones de compra. Así, los impuestos sobre la adquisición de vehículos, con el diseño e intensidad adecuados, pueden promover la compra de vehículos de bajas emisiones (Gerlagh *et al.*, 2018; Yan y Eskeland, 2018), siendo, por tanto, un instrumento clave para lograr reducir las externalidades medioambientales del transporte por carretera. Además, estos impuestos tienen una elevada visibilidad, lo que los hace más efectivos para influir en las decisiones de compra de los consumidores que los impuestos anuales de circulación (Gerlagh

et al., 2018; Klier y Linn, 2015). En este contexto, una primera medida que se podría adoptar sería extender el número de tramos e incrementar los tipos impositivos del actual IEDMT para incentivar la adquisición de vehículos de bajas emisiones, introduciendo además un suplemento sobre el peso de los vehículos (a partir de un determinado límite) que desincentive la adquisición de vehículos de gran tamaño, fuente de importantes externalidades negativas (Shaffer, Auffhammer y Samaras, 2021). De todos modos, los tipos impositivos del actual IEDMT se aplican sobre el precio de los vehículos, de forma que los más contaminantes, si tienen un precio bajo, deberán hacer frente a pagos impositivos comparativamente reducidos. Para evitar esta situación, sería recomendable cambiar el actual impuesto *ad-valorem* sobre el precio por un impuesto unitario sobre las emisiones esperadas del vehículo.

Con respecto al IVTM, sería recomendable su «ambientalización», para incentivar la sustitución de los vehículos más contaminantes por alternativas más limpias. Para ello, se podría sustituir el gravamen actual en función de la potencia fiscal por otros indicadores que sean representativos del daño ambiental, como la categoría ambiental del vehículo (euro) o las etiquetas de clasificación energética de vehículos de la Dirección General de Tráfico.

Por su parte, para abordar los problemas de congestión y contaminación local del transporte por carretera, que son especialmente relevantes en los entornos urbanos, los impuestos existentes no son efectivos, por lo que sería recomendable introducir un impuesto en las ciudades

que varíe en función de la localización y la hora del día, según el volumen de tráfico. De este modo, se reducirían los viajes innecesarios, generando beneficios importantes a los conductores que necesitan realmente acceder a las zonas congestionadas. Aunque esta medida podría ser regresiva, ya que no tiene en cuenta la capacidad económica de los usuarios, estos impactos se podrían mitigar destinando parte de la recaudación a mejoras en el transporte público (Fageda y Flores-Fillol, 2018).

En relación con los costes de creación y mantenimiento de las infraestructuras viarias, si bien los impuestos considerados anteriormente pueden contribuir a su cobertura, una de las aproximaciones más eficientes y transparentes para lograrlo son los pagos por uso de la infraestructura. Por ello, podría ser recomendable establecer tributos por el uso de determinadas infraestructuras de transporte, en forma de pagos relacionados con la distancia recorrida, mediante el uso de dispositivos electrónicos.

Todas las medidas anteriores serían aplicables en el corto plazo. Sin embargo, la importante caída de la recaudación derivada del transporte rodado en España señalada anteriormente evidencia problemas estructurales que habrá que resolver mediante cambios tributarios y regulatorios profundos. Los avances tecnológicos (menores emisiones, mayor eficiencia energética, etc.) y los cambios en los hábitos de los consumidores están reduciendo los pagos impositivos relacionados con el transporte rodado. En todo caso, continúan existiendo importantes externalidades negativas y otros costes no cubiertos, ya

que los impuestos tradicionales no son capaces de abordarlas adecuadamente, debido a que en muchas ocasiones no existe una relación directa entre el consumo de carburantes o el tipo de vehículo y las externalidades generadas. En este contexto, a medio plazo sería recomendable utilizar un impuesto sobre el uso del vehículo que permitiese abordar las externalidades asociadas al transporte por carretera y, al mismo tiempo, generase una recaudación elevada y estable. Este impuesto gravaría en función de la distancia recorrida, pero discriminando en función del tipo del vehículo, el lugar y el momento de utilización (Gago, Labandeira y López-Otero, 2019), permitiendo que los costes asociados al transporte por carretera se incorporen adecuadamente en el proceso de decisión de los agentes, y sustituiría a la mayoría de los impuestos existentes (impuestos sobre carburantes y sobre tenencia de vehículos) o que se introduzcan en un futuro próximo (impuestos sobre la congestión y el uso de infraestructuras). Las distintas externalidades se gravarían con la distancia recorrida en función del tipo de vehículo (accidentes, cambio climático, coste de la infraestructura) y la hora y el lugar de utilización (congestión y contaminación local). De todos modos, su introducción debería ser gradual y prestando una especial atención a sus impactos distributivos. Además, debería mantenerse el IEDMT para asegurar decisiones de compra de vehículos compatibles con los objetivos ambientales que se pretenden conseguir.

IV. CONCLUSIONES

La fiscalidad medioambiental y sobre la energía está llamada a tener un papel fundamental

en la transición ecológica hacia sociedades que minimicen las emisiones de contaminantes y el uso de recursos naturales. Los impuestos medioambientales permiten lograr mejoras en términos medioambientales al mínimo coste, ya que en una situación de información asimétrica entre contaminadores y reguladores y de heterogeneidad entre contaminadores, hacen que los contribuyentes revelen automáticamente sus costes y posibilidades de reducir sus daños al medio ambiente. Además, facilitan el desarrollo y la adopción de tecnologías limpias, una cuestión clave para lograr una transición ecológica exitosa. De todos modos, aparte de las consideraciones de eficiencia, existe una creciente preocupación por los efectos socioeconómicos de la transición ecológica que hace especialmente necesario evaluar los impactos distributivos y sobre la competitividad de la fiscalidad medioambiental, estableciendo mecanismos compensatorios cuando sea necesario.

En el caso español, la fiscalidad energético-ambiental tiene actualmente un peso reducido, se contiene en una regulación jurídica compleja y asistemática, con presencia de muchas figuras autonómicas que, en muchos casos, no tienen una verdadera finalidad medioambiental. A pesar de que instituciones internacionales y comisiones de expertos creadas por el propio Gobierno español han insistido reiteradamente en la necesidad de corregir estas deficiencias, hasta el momento no se ha reaccionado.

Por ello, es necesario y urgente llevar a cabo una reforma de la fiscalidad energético-ambiental en España que debería basar-

se en tres pilares: El primero es la racionalidad medioambiental, es decir, la reforma debe dar respuesta a los problemas medioambientales a los que se enfrenta España. El segundo es la coordinación y complementariedad de las propuestas con el conjunto de instrumentos de protección medioambiental, asegurando la cooperación y coordinación entre las distintas administraciones para garantizar que los impuestos energético-ambientales se apliquen de forma eficiente. Finalmente, el tercero es la efectividad como criterio fundamental para definir las propuestas fiscales, extendiendo la fiscalidad medioambiental a todas las actividades y sectores que provocan impactos medioambientales negativos, buscando cambios de comportamiento de los agentes, priorizando los problemas provocados por un considerable número de agentes heterogéneos, minimizando las interacciones negativas con otros instrumentos y fomentando el desarrollo y adopción de tecnologías limpias.

En este contexto, desde las ideas contenidas en el *Libro blanco para la reforma fiscal* que fija las líneas prioritarias de actuación y formula propuestas concretas en los sectores de la electricidad y el transporte, las consideraciones realizadas en este trabajo pretenden contribuir al debate y destacar las principales áreas en las que la fiscalidad medioambiental puede jugar un papel fundamental para la transición ecológica. Es importante insistir en que a la hora de adoptar las medidas propuestas en el *Libro blanco* o cualesquiera otras, deberá de tenerse en cuenta la coyuntura económica y energética, y las medidas deberán aplicarse de forma gradual,

para minimizar sus impactos socioeconómicos y garantizar que se cumplan los compromisos medioambientales en el medio plazo. Además, para minorar los posibles impactos regresivos de las medidas propuestas sobre los hogares se recomienda utilizar compensaciones distributivas, mediante transferencias directas y subsidios para el cambio de los bienes duraderos relacionados con las emisiones contaminantes. En el caso de las empresas, para evitar problemas de competitividad, se pueden utilizar compensaciones sectoriales u otros instrumentos económicos complementarios, como ajustes en frontera.

NOTAS

(1) La innovación tecnológica es uno de los principales actores del futuro mercado de la energía.

(2) Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999, DOUE n.º 243, de 9 de julio de 2021.

(3) Naciones Unidas (ONU), Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), adoptado el 12 de diciembre de 2015.

(4) Considerando 7 de la «Legislación europea sobre el Clima».

(5) Considerando 28 de la «Legislación europea sobre el Clima».

(6) El paquete «Objetivo 55» es un bloque de propuestas interconectadas que revisan la normativa fiscal y no fiscal y crean nuevos instrumentos. La Comunicación de la Comisión Europea ofrece una visión general de las distintas propuestas, así como de sus vínculos, y explica el conjunto de medidas propuestas. Explica, además, cómo el paquete legislativo logra el equilibrio general entre equidad, reducción de emisiones y competitividad e ilustra cómo las distintas políticas funcionan conjuntamente.

(7) El objetivo fundamental sería «la internalización de las externalidades negativas derivadas del uso de determinados combustibles».

o tecnologías, a fin de que, en el proceso de decisión, se opte por aquellas energías o tecnologías de menor impacto ambiental. Esta revisión de la fiscalidad ambiental permitirá a España avanzar hacia un modelo económico ambientalmente sostenible de manera rigurosa y eficiente», p. 133.

(8) «El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia se concibe como un proyecto de país que traza la hoja de ruta para la modernización de la economía española, la recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo, tras la crisis del COVID-19, así como para preparar al país para afrontar los retos del futuro. Las medidas que recogen el plan cumplen con los seis pilares establecidos por el Reglamento del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, y se articulan alrededor de cuatro ejes principales: la transición ecológica, la transformación digital, la cohesión social y territorial y la igualdad de género» (Gobierno de España, 2021). Estos cuatro ejes de trabajo se desarrollan a través de diez políticas palanca, entre las que se encuentran: transición energética justa e inclusiva y modernización del sistema fiscal para un crecimiento inclusivo y sostenible.

(9) BOE núm. 121, de 21 de mayo de 2021.

(10) El 1 de marzo de 2022 se aprobó por el Consejo de Ministros el Anteproyecto de Ley, en consulta pública hasta el 13 de abril de 2022.

(11) El FNSSE pretende trasladar a todos los operadores de los sectores energéticos los costes fijos del régimen retributivo específico de las instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, asociados a sistemas previos de promoción de las renovables. Actualmente, se encuentra en fase de tramitación parlamentaria.

(12) De todos modos, el Gobierno ha suspendido la aplicación del IVPEE en varias ocasiones desde 2018, mientras que el Tribunal Supremo ha anulado parte de la regulación del canon por utilización de aguas continentales para la producción de electricidad.

(13) La metodología empleada en los cálculos puede consultarse en CPEELBRT (2022).

(14) No se tienen en cuenta los descuentos temporales aprobados por España y otros países europeos en los últimos meses.

(15) Entre 2009-2019 casi se duplicó el número de pasajeros transportados a nivel mundial, y existen proyecciones de una nueva duplicación a mediados de la próxima década (ICAO, 2019; IATA, 2018).

(16) La metodología empleada en los cálculos puede consultarse en CPEELBRT (2022).

BIBLIOGRAFÍA

- ACEA (2021). *ACEA tax guide 2021*. Recuperado de: https://www.acea.auto/files/ACEA_Tax_Guide_2021.pdf
- CANSINO, J. M., CARDENETE, M., ORDÓÑEZ, M. y ROMÁN, R. (2018). How strong might be a carbon tax on electricity consumption to reach Spanish H2020 targets? En A. LEAL-MILLÁN, M. PERIS-ORTIZ y A.L. LEAL-RODRÍGUEZ (eds.), *Sustainability in innovation and entrepreneurship*, pp. 153-173. Cham: Springer.
- COMISIÓN DE EXPERTOS SOBRE LA REFORMA DEL SISTEMA TRIBUTARIO ESPAÑOL (CERSTE) (2014). *Informe*. Madrid: Ministerio de Hacienda.
- COMISIÓN EUROPEA (2021). «Objetivo 55»: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática. COM (2021) 550 final.
- COMITÉ DE PERSONAS EXPERTAS PARA ELABORAR EL LIBRO BLANCO SOBRE LA REFORMA TRIBUTARIA (CPEELBRT) (2022). *Libro blanco sobre la reforma tributaria*. Recuperado de: https://www.ief.es/docs/investigacion/comiteexpertos/Libro-BlancoReformaTributaria_2022.pdf
- CONSEJO DE LA UE (2003). *Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de la imposición de los productos energéticos y de la electricidad*. DOUE L 283 de 31 de octubre de 2003.
- ECONOMICS FOR ENERGY (2021). *Estrategias para la descarbonización del transporte terrestre en España. Un análisis de escenarios*. Recuperado de: <https://eforenergy.org/publicaciones.php>
- EUROSTAT (2022). *Energy database*. Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>
- FAGEDA, X. y FLORES-FILLÓL, R. (2018). Atascos y contaminación en grandes ciudades: Análisis y soluciones. *Fedea Policy Papers*, 2018/04. Recuperado de: <https://documentos.fedea.net/pubs/fpp/2018/05/FPP2018-04.pdf>
- FREIRE-GONZÁLEZ, J. y PUIG-VENTOSA, I. (2019). Reformulating taxes for an

energy transition. *Energy Economics*, 78, pp. 312-323.

GAGO, A., LABANDEIRA, X., LABEAGA, J. M. y LÓPEZ-OTERO, X. (2021). Transport taxes and decarbonization in Spain: Distributional impacts and compensation. *Hacienda Pública Española/Review of Public Economics*, 238(3), pp. 101-136.

GAGO, A., LABANDEIRA, X., LABEAGA, J. M. y LÓPEZ-OTERO, X. (2018). Crisis y reforma de la fiscalidad sobre el transporte. *Economics for Energy Working Paper*, 01a/2018. Recuperado de: <https://eforenergy.org/docpublicaciones/documentos-de-trabajo/wpfe01a2018.pdf>

GAGO, A., LABANDEIRA, X., LABEAGA, J. M. y LÓPEZ-OTERO, X. (2019). Taxing vehicle use to overcome the problems of conventional transport taxes. En M. VILLAR, J.E. MILNE, H. ASHABOR y M. SKOU (eds.), *Environmental fiscal challenges for cities and transport*, pp. 154-167. Cheltenham: Edward Elgar Publishing.

GERLAGH, R., VAN DEN BIJGAART, I., NIJLAND, H. y MICHELSEN, T. (2018). Fiscal policy and CO₂ emissions of new passenger cars in the EU. *Environmental and Resource Economics*, 69, pp. 103-134.

GOBIERNO DE CANADÁ (2020). *Pan-Canadian framework on clean growth and climate change. Third annual synthesis report on the status of implementation*. Recuperado de: https://publications.gc.ca/collections/collection_2020/eccc/En1-77-2019-eng.pdf

GOBIERNO DE ESPAÑA (2021). *Plan de recuperación, transformación y resiliencia*. Recuperado de: <https://planderecuperacion.gob.es/>

GÓMEZ-DÉNIZ, E., BOZA-CHIRINO, J. y DÁVILA-CÁRDENES, N. (2021). Tourist tax to promote rentals of low-emission vehicles. *Tourism Economics*, 27(7), pp. 1461-1481.

HARDING, M. (2014). The diesel differential: Differences in the tax treatment of gasoline and diesel for road use. *OECD Taxation Working Papers* 31. Recuperado de: <https://www.oecd-ilibrary.org/content/paper/5jz14cd7hk6b-en>

IATA (2018). *IATA pronostica 8.200 millones de pasajeros aéreos en 2037*. Comunicado 62. Recuperado de: <https://www.iata.org/contentassets/db9e20ee48174906aba13acb6ed35e19/2018-10-24-02-sp.pdf>

ICAO (2019). *Presentation of 2018 air transport statistical results*. Recuperado de: <https://www.icao.int/annual-report-2018/Pages/the-world-of-air-transport-in-2018-statistical-results.aspx>

KLIER, T. y LINN, J. (2015). Using taxes to reduce carbon dioxide emissions rates of new passenger vehicles: Evidence from France, Germany and Sweden. *American Economic Journal: Economic Policy*, 7(1), pp. 212-242.

LABANDEIRA, X. (2013). Fiscalidad y Sostenibilidad. En F. BECKER, L.M. CAZORLA y J. MARTÍNEZ-SIMANCAS (dir.), *Los tributos del sector eléctrico*, pp. 123-144. Madrid: Thomson Reuters Aranzadi-Iberdrola.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA (MITECO) (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA (MITECO) (2022a). *Emisiones de gases de efecto invernadero. Serie 1990-2020. Informe resumen*. Recuperado de: [https://www.miteco.gob.es/es/calidad-](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/resumen_inventario_gei-ed_2022_tcm30-534394.pdf)

[y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/resumen_inventario_gei-ed_2022_tcm30-534394.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/resumen_inventario_gei-ed_2022_tcm30-534394.pdf)

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA (MITECO) (2022b). *Precios de carburantes y combustibles. Datos de mayo de 2022*. Recuperado de: <https://energia.gob.es/petroleo/Informes/InformesMensuales/DatosBibliotecaConsumer/2022/Mayo por 100202022.pdf>

PALMER, T., RIERA, A. y ROSSELLÓ, J. (2007). Taxing tourism. The case of rental cars in Mallorca. *Tourism Management*, 28(1), pp. 271-279.

PESTANA, C. y PRIETO, J. (2008). A revenue-neutral tax reform to increase demand for public transport services. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 42(4), pp. 659-672.

REIXACH, J. (2017). *Anàlisi cost-benefici d'una proposta de peatge urbà a l'àmbit de la ciutat de Barcelona*. Recuperado de: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/112154>

ROBINSON, D., LINARES, P., LÓPEZ-OTERO, X. y RODRIGUES, R. (2019). Fiscal policy for decarbonization of energy in Europe, with a focus on urban transport: Case-study and proposal for Spain. En M. VILLAR, J.E. MILNE, H. ASHIABOR y M. SKOU (eds.), *Environmental fiscal challenges for cities and transport*, pp. 75-90. Cheltenham: Edward Elgar Publishing.

ROMERO, D. y SANZ, J.F. (2003). El impuesto sobre las ventas minoristas de determinados hidrocarburos. Una evaluación de sus efectos económicos. *Hacienda Pública Española/Revista de Economía Pública*, 164(1), pp. 49-73.

SHAFFER, B., AUFFHAMMER, M. y SAMARAS, C. (2021). Make electric vehicles lighter to maximize climate and safety benefits. *Nature*, 528, pp. 264-266.

VAN ESSEN, H., VAN WIJNGAARDEN, L., SCHROTEN, A., DE BRUYN, S., SUTTER, D., BIELER, C., MAFFII, S., BRAMBILLA, M., FIORELLO, D., FERMI, F., PAROLIN, R. y EL BEYROUTY, K. (2019). *Handbook on the external costs of transport. Version 2019-1.1*. Luxemburgo: Publications Office of the European Union.

VILLAR, J. L. (1983). Consideraciones sobre el sistema jurídico. *Revista de Administración Pública*, 100-102, pp. 509-574.

VILLAR, M. (2021). Nuevo modelo energético y fiscalidad de la energía: oportunidades, retos y limitaciones. En M. L. GONZÁLEZ-CUÉLLAR y E. ORTIZ (dir.), *La transición energética en el cumplimiento de los objetivos del desarrollo sostenible y la justicia fiscal*, pp. 253-288. Valencia: Tirant lo Blanch.

YAN, S. y ESKELAND, G. (2018). Greening the vehicle fleet: Norway's CO₂-differentiated registration tax. *Journal of Environmental Economics and Management*, 91, pp. 247-262.

Resumen

El informe del IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático) muestra que existe una brecha entre la necesidad de lograr emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050, y lo prometido por los líderes políticos. En este contexto, la eficiencia energética puede jugar un papel fundamental en el fomento del ahorro energético; y sin embargo, observamos unos niveles bajos de inversión en ella. Resulta, por tanto, determinante investigar las principales causas de esta aparente paradoja. Este artículo analiza las diferentes barreras a la inversión en eficiencia energética, revisando también los instrumentos de política pública que permitirían abordarlas, ofreciendo una visión general de algunas de las últimas contribuciones al caso español.

Palabras clave: instrumentos de política de eficiencia energética, paradoja de eficiencia energética, España.

Abstract

The IPCC report shows that there is a gap between the need to achieve net GHG emissions by 2050, and what has been promised by political leaders. In this context, energy efficiency can play a key role in promoting energy savings, and yet we observe low levels of energy efficiency investments. It is therefore crucial to investigate the main causes of this apparent paradox. This article analyses the different barriers to invest in energy efficiency, also reviewing the public policy instruments that would allow them to be addressed, offering an overview of some of the latest contributions to the Spanish case.

Keywords: energy-efficiency policy instruments, energy-efficiency gap, Spain.

JEL classification: C13, D12, D90, Q41.

LA IMPORTANCIA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA: EVIDENCIA RECIENTE PARA ESPAÑA

Ibon GALARRAGA (*)

Basque Centre for Climate Change, Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea, Metroeconomica

Elena LÓPEZ-BERNABÉ

Basque Centre for Climate Change

Cristina OJEDA

Metroeconomica

María del Mar SOLÀ

Basque Centre for Climate Change, Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea

Amaia DE AYALA

Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU)

Basque Centre for Climate Change

I. INTRODUCCIÓN

EL cambio climático está teniendo ya consecuencias ambientales económicas y sociales muy graves tal como pone de manifiesto el 6º Informe de Evaluación del IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático). Aunque la tasa de crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se ha reducido en la última década, estas siguen aumentando y ya son un 54 por 100 más altas que en 1990. El informe indica que la temperatura global seguirá aumentando a menos que se produzcan reducciones muy significativas de las emisiones de GEI en las próximas décadas (Pathak *et al.*, 2022). En este sentido, el IPCC muestra que existe una brecha muy importante entre la necesidad de lograr emisiones netas de GEI para 2050 y lo prometido por los líderes políticos nacionales en los eventos de la comunidad internacional, como las Conferencias de las Partes de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP). Estas reuniones y los informes de evaluación técnica han desempeñado un papel im-

portante en el posicionamiento del cambio climático como una cuestión prioritaria en las agendas políticas de todos los países del mundo. Recordemos que en la cumbre de París en 2015 todos los países se comprometieron a luchar contra el cambio climático y a limitar el aumento de la temperatura global en 2 °C, y lo complementaron con un objetivo aspiracional de limitar el aumento de la temperatura a 1,5 °C (UNFCCC, 2015; Geden y Löschel, 2017).

La transformación profunda de varios sectores clave resulta fundamental para la transición energética. En ese contexto, la eficiencia energética (EE) ofrece una oportunidad excelente para reducir sustancialmente el consumo de energía y, en consecuencia, las emisiones de GEI en muchos sectores (Howarth *et al.*, 2021). Nótese que definimos la EE como el esfuerzo por reducir la cantidad de energía utilizada para proporcionar un determinado servicio y que resulta ser una medida muy común para reducir los impactos ambientales asociados al consumo, la producción y el transporte de energía (Linares y Labandeira, 2010).

La Agencia Internacional de la Energía quiere volver a situar la EE en la primera línea de la agenda de los responsables de las políticas públicas (IEA, 2020). Son varios los estudios que han analizado el potencial de ahorro energético, las emisiones de GEI evitadas, así como la rentabilidad de las inversiones en EE (Fleiter, Schleich y Ravivanpong, 2012; Cattaneo, 2019). La gran mayoría de estos concluye que la EE es, sin duda, una forma muy eficiente, eficaz de lograr estos ahorros y una inversión económicamente rentable. En cualquier caso, se estima que es necesario un aumento en la inversión en eficiencia a nivel mundial de torno a los 640.000 millones de dólares para antes de 2050. Y especialmente dirigido a la modernización de edificios y el impulso de la EE en la industria y la edificación (Bouckaert *et al.*, 2021).

La Unión Europea ha fijado el objetivo de una mejora de la EE de al menos el 32,5 por 100 para 2030 (Directiva 2018/2002) y revisó la Directiva de Eficiencia Energética (REED) en julio de 2021 como parte del paquete «Fit-for-55». El objetivo de este paquete es reducir las emisiones de GEI en un 55 por 100 para 2030 (Howarth *et al.*, 2022) e incluye un conjunto de medidas concretas para cumplir los compromisos del Pacto Verde Europeo. La Comisión Europea pretende reducir el consumo de energía final en un 36 por 100 y el consumo de energía primaria en un 39 por 100 para 2030 en comparación con 2007.

En este contexto, los Estados miembros deben ahora lograr un nuevo ahorro anual del 1,5 por 100 del consumo de energía final entre 2024 y 2030, el doble de la tasa actual que ronda

el 0,8 por 100. El aumento de los objetivos de reducción en el consumo de energía primaria se traduce en una mejora de la intensidad energética del 3,2 por 100 anual para 2030 (Howarth *et al.*, 2022).

El presente artículo revisa los conceptos básicos relacionados con los esfuerzos por fomentar la EE y los instrumentos de política que se están proponiendo para lograrlo, ofreciendo una visión general de algunas de las últimas contribuciones al caso español.

II. LA PARADOJA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y LOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA

A pesar de los importantes beneficios monetarios y las ventajas ambientales que puede ofrecer la EE, los niveles de inversión EE son generalmente más bajos de lo esperado. Es decir, las empresas, la Administración Pública y los hogares invierten menos en EE de lo que, a primera vista, parecería económicamente razonable. Esta paradoja es lo que se denomina como *brecha de eficiencia energética* o *paradoja de la eficiencia energética* (Jaffe y Stavins, 1994). Y cada vez existen más análisis y literatura económica que intentan explicar por qué ocurre esto. Un buen resumen sobre la temática puede encontrarse en Solà *et al.* (2020).

Las potenciales razones que explican esta desviación de las inversiones óptimas suelen clasificarse en tres grupos, como se explica a continuación (véase cuadro n.º 1 para más detalle): i) *Fallos de mercado*, que se refieren a cuestiones relacionadas con las características de los mercados de EE, como problemas de información, cuestiones relacionadas

con los mercados de capitales o el hecho de que quien tiene que realizar la inversión puede no ser la misma persona que se beneficia de ella; ii) *Fallos de comportamiento*, que están relacionados con la forma en que los consumidores toman sus decisiones de consumo. Entre ellos pueden estar la falta de atención o los sesgos en la toma de decisiones; y, por último, iii) *Otros factores*, aquí se incluyen aspectos como las normas sociales, la incertidumbre, las experiencias personales, la procrastinación u otras características sociodemográficas de los hogares.

Dado que los factores y fallos que explican la mencionada *paradoja de la eficiencia energética* son variados, los instrumentos de política que deben emplearse para abordarlos son también diversos. En concreto, empleando la clasificación tradicional de instrumentos nos encontramos con los siguientes (Markandya, Labandeira y Ramos, 2015) (para más información véase cuadro n.º 2):

- a) *Instrumentos de mando y control*, que son aquellos requisitos legales (y regulatorios), como las normas y códigos de EE, que los proveedores de productos que utilizan energía deben cumplir.
- b) *Instrumentos de fijación de precios*, que se refieren a instrumentos como impuestos, subvenciones, créditos fiscales o similares.
- c) *Instrumentos basados en la información*, suelen estar diseñados para facilitar información clara y fiable a los consumidores con el fin de orientar sus decisiones de compra y uso de la energía.

CUADRO N.º 1

PRINCIPALES BARRERAS Y FACTORES QUE EXPLICAN LA PARADOJA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

FALLOS		FACTORES QUE PROMUEVEN LA BRECHA DE EE	EJEMPLO
Fallos de mercado	Fallos de información	Información asimétrica y/o incompleta	Cuando el consumo energético de un producto no se describe o no se explica de forma comprensible.
		Costes ocultos y de transacción	Cuando se compra una bombilla eficiente y el resultado es una menor calidad de iluminación.
		Miopía	Cuando no se sabe o no importan el ahorro o los costes futuros.
	Otros fallos de mercado	Precios de energía ineficientes	Si los precios de la energía son muy bajos, los incentivos para invertir en EE son también muy bajos.
		Lentitud de la adopción tecnológica	Cuando los consumidores no tienen en cuenta algunas tecnologías, aunque estén disponibles en el mercado.
		Imperfecciones del mercado de capitales	Si no se puede acceder al dinero necesario para comprar o es muy difícil adquirirlo, puede hacer que acabe no importando el ahorro futuro que supondrá.
		Problema de agente principal	Si se es propietario de un piso alquilado, puede que no compre el aparato eficiente (y más caro) porque no se beneficiará del ahorro en la factura energética.
Fallos de comportamiento	Falta de atención		Puede que no se preste atención a la información energética porque no interesa.
	Toma de decisión heurística y sesgos		Si hay demasiada información, es posible que no se pueda utilizar toda para guiar la decisión, así que se utiliza una regla simplificada. Por ejemplo, si es más caro, es mejor en todos los aspectos.
Otros factores	Normas sociales		Por ejemplo, pensar que solo los ecologistas compran aparatos eficientes.
	Procrastinación		No querer tomar la decisión hoy, quizá mañana o la semana que viene se plantee invertir en eficiencia energética.
	Experiencia personal		Por ejemplo, «en el pasado tuve un lavavajillas muy eficiente, pero no limpiaba la vajilla adecuadamente, por lo que no soy partidario de comprar aparatos eficientes».

Fuente: Adaptado de Solà et al. (2020).

Generalmente estos incluyen los certificados y etiquetas energéticas, auditorías energéticas, contadores inteligentes e iniciativas similares.

Nótese que algunos de estos instrumentos pueden abordar uno o más de los fallos descritos, como los instrumentos basados en la información, mientras que otros están diseñados para abordar tan solo uno de ellos, como los instrumentos de fijación de precios (Solà et al., 2020).

El conocimiento existente con respecto a la efectividad de estos instrumentos de política muestra una gama de impactos potenciales bastante amplia y no son totalmente concluyentes. Esto se debe a que las características específicas de diseño del instru-

mento, la forma en que se implementa, así como la idiosincrasia de los hogares pueden afectar significativamente su impacto (Galarraga, Abadie y Kallbekken, 2016). En el cuadro n.º 2, a continuación, se ofrece un resumen de los potenciales impactos en diferentes países.

En general, se podría argumentar que los instrumentos de mando y control consiguen reducir el consumo de energía y, en muchos casos, logran hacerlo a un coste razonable. Sin embargo, cuando los objetivos de eficiencia requeridos en estándares (o en otros instrumentos regulatorios) no pueden ser técnicamente alcanzados por algunos productores se puede incurrir en un coste económico considerable (Solà et al., 2020).

En cuanto a los instrumentos de fijación de precios, los resultados no parecen ser demasiado concluyentes ya que hay que tener en cuenta muchas características específicas. Por ejemplo, en algunos casos han sido exitosos para conseguir ahorros energéticos a un coste razonable, pero también existen numerosos ejemplos en los que los instrumentos no han sido efectivos y/o extremadamente costosos (Solà et al., 2020). Por último, los instrumentos basados en la información parecen funcionar bien cuando están bien diseñados y también pueden utilizarse en combinación con otros instrumentos de los dos grupos anteriores (Véase Ramos et al., 2015). La combinación de instrumentos ofrece la posibilidad de mejorar el impacto de las políticas de forma

CUADRO N.º 2

POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUS IMPACTOS POTENCIALES

POLÍTICA DE EE	AÑO DEL ESTUDIO	PAÍS	SECTOR/CATEGORÍA DE PRODUCTO	PRUEBAS DE LA EFICACIA DE LA POLÍTICA	COMENTARIOS	
Mando y control	Códigos					
	2005-2007	EE: UU.	Electrodomésticos	+	Disminución del consumo de energía	
	2000-2009	EE: UU.	Electrodomésticos	+	Disminución del consumo de electricidad y gas	
	2007	EE: UU.	Edificios	+	Prima de precio: 2,7-10 por 100	
	Estándares/Normas	Global	.	.		
		China	Edificios	.		
	Impuestos	2018	España	Edificios	.	
		.	Transporte	-	Los principales beneficiarios no son los pobres	
		Países de la OCDE	Transporte	-	Los principales beneficiarios no son los pobres	
Instrumentos de fijación de precios	Subvenciones	2007-2010	España	Transporte	+	Las subvenciones suponen un aumento del precio de venta de 600 euros
	Combinación de impuestos y subvenciones	2012	España	Electrodomésticos	*	Combinación óptima de impuestos y subvenciones
		.	Electrodomésticos	.		
	2007	Europa	Bienes de uso doméstico	.		Calderas: los impuestos son rentables en Dinamarca e Italia Bombillas: las subvenciones son rentables en Francia y Polonia
	2010-2012	Reino Unido	Electrodomésticos	*		Hay que subvencionar las lavadoras y gravar las bombillas y los frigoríficos
	Reembolsos	2008-2009	España	Electrodomésticos	-	
		2009	EE: UU.	Electrodomésticos	.	Los consumidores no siempre compran electrodomésticos energéticamente eficientes
		2005-2007	EE: UU.	Electrodomésticos	+	Aumento de la cuota de ventas de los electrodomésticos con etiqueta Energy Star
		2011-2015	España	Edificios	+	Aumento del porcentaje de subvención para los hogares con menores ingresos
		2016	UE	Sistemas de calefacción	*	Una cuota superior al 50 por 100 de <i>free-riders</i>
Instrumentos de información	Etiquetas energéticas	2013	España	Edificios	+	Prima de precio: 5,4-9,8 por 100
		2006	Irlanda	Edificios	+	Aumentar la adopción de la EE centrándose en los beneficios económicos
		2008-2009	Países Bajos	Edificios	+	La mejora de la EE aporta beneficios económicos
		2008-2013	Países Bajos	Edificios	+	Prima de precio: 2,0-6,3 por 100
		2008-2012	Irlanda	Edificios	+	Prima de precio de 9,3 por 100
		2009-2014	Irlanda	Edificios	+	Prima de las ventas 1,5 por 100
		1995-2012	Inglaterra	Edificios	+	Prima de precio: A, B vs D: 5 por 100; C vs D: 1,8 por 100
		2003-2014	Escocia	Edificios	+	Prima de precio: A, B vs D: 12,8 por 100; C vs D: 3,5 por 100
		2007-2011	Dinamarca	Edificios	+	Prima de precio entre: 6,2 por 100 & 6,6 por 100
	+: Impacto positivo; -: Impacto negativo; .: No impacto; *: Resultados no concluyentes					

CUADRO N.º 2 (CONTINUACIÓN)

POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUS IMPACTOS POTENCIALES

POLÍTICA DE EE	AÑO DEL ESTUDIO	PAÍS	SECTOR/CATEGORÍA DE PRODUCTO	PRUEBAS DE LA EFICACIA DE LA POLÍTICA	COMENTARIOS
Instrumentos de información	2008-2010	Alemania	Edificios	+	Aumento del precio del alquiler en un 0,08 por 100.
	2014	Irlanda	Edificios	+	Los inquilinos valoran positivamente la EE
	2016	España	Edificios	-	Mala reputación del esquema EPC, débil supervisión de la política
	2008-2011	Países Bajos	Edificios	+	El ratio EWE influye en el 10 por 100 de las decisiones de compra de los encuestados
	2009	Alemania	Edificios	-	EE es un factor poco relevante
	2010-2011	Suiza	Transporte	+	Prima de precio para vehículos con calificación A: 5-11 por 100
	2012	España	Transporte	+	Prima de precio para los vehículos con calificación A y B: 3-5,9 por 100
	2012	España	Transporte	*	Tanto las etiquetas absolutas como las relativas podrían ser eficaces en función de la decisión del consumidor
	2012	China	Electrodomésticos	+	Disposición a pagar por frigoríficos de alta eficiencia energética > Disposición a pagar por aires acondicionados de alta eficiencia energética
	2009	España	Electrodomésticos	+	Prima de precio para los lavavajillas: 15,6 por 100
	2009	España	Electrodomésticos	+	Prima de precio para los frigoríficos: 8,9 por 100
	2009	España	Electrodomésticos	+	Disposición a pagar para lavadoras: 8-19 por 100
	2004	Suiza	Electrodomésticos	+	Prima de precio: 30 por 100
	.	USA	Electrodomésticos	+	
	2014	USA	Electrodomésticos	+	Las etiquetas específicas de cada estado conducen a una mejor elección
	2016	España	Electrodomésticos	-	El transporte promueve la brecha de EE
	2012	España	Electrodomésticos	+	Los consumidores valoran positivamente la EE
	2009	Noruega	Electrodomésticos	+	Disminución del consumo medio de energía de las secadoras (4,9 por 100)
	2013	EE. UU.	Electrodomésticos	*	Los incentivos de venta y la información monetaria deben tratarse conjuntamente. Los consumidores tienden a sobrestimar el ahorro.
	2013	Irlanda	Electrodomésticos	*	Los resultados no muestran ningún efecto estadísticamente significativo
Feedback/ Retroalimentación de información	2009	Alemania	Electrodomésticos	+	Mayor prima de precio cuando se muestra el coste monetario a 10 años
	2006	Alemania	Electrodomésticos	+	Reducción del uso medio de energía: 0,8 por 100
	2010	EE. UU.	Electrodomésticos	+	Consumidores → Bombillas de bajo consumo energético
					Información sobre el coste anual de la energía → Tasas de descuento implícitas más bajas
	2014	EE. UU.	Transporte	.	
	2009-2010	Irlanda	Electrodomésticos	+	La información de retorno es eficaz
	2010	Alemania Austria	Edificios	+	Ninguna de las estrategias de retroalimentación disminuye el consumo energético de los hogares
	.	.	Electrodomésticos	+	Analizar el big data para mejorar las políticas de EE
	+: Impacto positivo; -: Impacto negativo; .: No impacto; *: Resultados no concluyentes				

CUADRO N.º 2 (CONTINUACIÓN)
POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUS IMPACTOS POTENCIALES

POLÍTICA DE EE	AÑO DEL ESTUDIO	PAÍS	SECTOR/CATEGORÍA DE PRODUCTO	PRUEBAS DE LA EFICACIA DE LA POLÍTICA	COMENTARIOS
Instrumentos de información	2019	Europa	.	+	Reducción del consumo de energía final
	2014	España	.	+	Los mensajes de EE + las pautas de comportamiento son más eficaces que la información actual sobre el consumo de energía
	2011	Suecia	Consumo de energía	+	Dar información a las familias con alto potencial de ahorro energético
	.	.	.	+	Eficaz para fomentar el ahorro de energía
	2009	EE. UU.	Electrodomésticos	+	2 por 100 de reducción de energía
	.	Sudáfrica	Electrodomésticos	+	Los gráficos de barras eran comprensibles
	.	EE. UU.	Electrodomésticos	*	En algunos hogares la información genera reducciones de energía mientras que en otros se produce un efecto rebote
	2011-2012	EE. UU.	Electrodomésticos	+	Ahorro de energía del 8-10 por 100
	2014-2016	Alemania	Hogares	+	Las auditorías energéticas voluntarias son más eficaces que las obligatorias
	1981-2000	EE. UU.	.	*	Los que recibieron información en plazos más cortos tienen mayores tasas de adopción
Auditorías energéticas	2007	Alemania	Edificios	*	Diferentes efectos según el tipo de hogar
	2012	Países Bajos	Edificios	-	Bajo impacto
	2011	EE. UU.	Edificios	+	5 por 100 de reducción en el uso de energía
	2011-2016	EE. UU.	Edificios	*	Hay una reducción del consumo, pero no es suficiente para alcanzar los objetivos de la ciudad de Nueva York
	2011	EE. UU.	Electrodomésticos	-	No hay suficientes propietarios que conozcan/comprendan las auditorías energéticas
+: Impacto positivo; -: Impacto negativo; .: No impacto; *: Resultados no concluyentes					

Fuente: Adaptado de Solà et al. (2020).

sustancial como veremos a continuación.

Incitar a los consumidores a invertir más en EE y a comprar electrodomésticos eficientes es una forma bastante eficaz de aumentar el ahorro de energía. Pero resulta clave entender que es también vital incentivar un uso racional de los productos y aparatos que consumen energía para evitar lo que se conoce en la literatura como *efecto rebote*. Es decir, el hecho que, como consecuencia de la mejora eficiencia, y al contrario de lo podríamos esperar, el consumo de energía no disminuya en la misma proporción, sino que incluso aumente (Berner *et al.*, 2022). Y esto puede ocurrir por diversos motivos como la paradoja de Jevons, es decir, que, al abaratar el coste de un determinado servicio energético como consecuencia de la mejora en la eficiencia, se aumente su uso, y por ende, el consumo energético (Gillingham y Palmer, 2014).

III. EVIDENCIA RECIENTE PARA ESPAÑA

En esta sección resumimos algunas de las aportaciones recientes al caso español desde la óptica de los métodos cuantitativos, así desde el uso de técnicas más cualitativas que han surgido como resultado de dos proyectos de investigación H2020 CONSEED (1) y ENABLE (2).

1. Evidencia (semi) cuantitativa

a) *Uso de la calefacción en los hogares*

El uso de la calefacción en el sector residencial resulta de gran interés por al menos tres carac-

terísticas particulares: i) los sistemas de calefacción son inversiones de larga duración; ii) pueden ser muy costosos; y iii) un gran número de agentes pueden estar involucrados en la decisión de instalarlos y/o utilizarlos.

El reto de descarbonizar la calefacción residencial exige una respuesta política que sea eficaz, y las políticas de EE son fundamentales para lograrlo. Sin embargo, y como se ha argumentado en la sección anterior, estas políticas deben estar bien diseñadas e implementadas, ya que lamentablemente existen numerosos ejemplos en los que no se han producido los resultados esperados.

Por supuesto que suelen existir diferencias importantes entre el diseño de un instrumento concreto, su impacto esperado previsto y lo que realmente termina ocurriendo. Las percepciones y la aceptabilidad de los distintos agentes de interés respecto a los instrumentos concretos que se utilicen pueden contribuir a explicar algunas de estas diferencias. Entender las opiniones de estos agentes sobre qué políticas deben utilizarse y cómo pueden contribuir supone, por tanto, una aportación muy interesante al análisis de las intervenciones políticas; una contribución que complementa bien la información que pueden aportar la teoría y la modelización económica más tradicional.

Los trabajos en este campo se han concentrado principalmente en incluir representaciones del comportamiento y las preferencias de los hogares (Sovacool y Martiskainen, 2020; Knobloch *et al.*, 2021). Sin embargo, hasta donde sabemos, no hay estudios que traten de conocer cómo

perciben los hogares los diferentes instrumentos de política que pueden utilizarse para promover un consumo de calefacción que sea sostenible.

López-Bernabé, Foudi y Galarraga (2020) proponen explorar estas percepciones en cuanto a cómo reducir la factura de la calefacción residencial. En concreto, muestra la importancia de ampliar el debate incorporando las visiones de los hogares, el entorno académico y otros expertos en el campo de la energía. Las razones para elegir estos grupos fueron las siguientes: los hogares resultan clave para transformar las percepciones en experiencias tangibles sobre transición energética, fomentando la aceptabilidad social y motivando las elecciones tecnológicas más adecuadas (Sisto, Lopolito y Van Vliet, 2018; Falcone *et al.*, 2021). Adicionalmente, los académicos pueden aportar nuevos diseños, criterios, enfoques y conceptos (Fischer y Newig, 2016; Shahvi *et al.*, 2021). Finalmente, otros expertos del lado de la oferta pueden aportar productos y servicios competitivos al mercado (Sorman *et al.*, 2020). Asimismo, las percepciones de los expertos en energía pueden emplearse para identificar sinergias y posibles cuellos de botella en torno a la transición energética, como los sistemas institucionales y normativos o las infraestructuras que no son adecuadas para este cambio (Foxon *et al.*, 2010).

López-Bernabé, Foudi y Galarraga (2020) emplearon el método conocido como mapeo cognitivo difuso (o *fuzzy cognitive mapping*, FCM, por sus siglas) para mostrar la complejidad de los comportamientos y relaciones y proporcionar una mejor comprensión del potencial

de los instrumentos. Se trata de una técnica participativa y semi-cuantitativa en la que un entrevistado o un grupo seleccionado de agentes elabora una red causal ponderada de una situación o sistema (Kosko, 1986; Groumpos, 2010; Jetter y Kok, 2014). Permite elaborar un mapa de conceptos complejos a partir de las percepciones que los participantes pueden tener sobre determinadas cuestiones, temas y relaciones, sacando a la luz interesantes hallazgos respecto al comportamiento esperado. En este caso se basaron en tres dinámicas de trabajo, una para cada grupo de interés.

Las políticas y medidas nacionales para la descarbonización de los edificios presentadas en el Plan Nacional de Energía y Clima (Toleikyte y Carlsson, 2021) indican que no existe un plan específico para eliminar los sistemas de calefacción con combustibles fósiles en España y no hay predicción sobre la proporción de renovables en el sector de calefacción. Sin embargo, sí que está previsto promover objetivos ambiciosos de renovación de edificios hasta 2030 con sistemas de envoltura térmica y renovación de sistemas de calefacción y aire acondicionado.

Los determinantes de la factura de la calefacción incluyen no solo variables económicas como el precio de la energía y los ingresos de las familias, sino también variables tecnológicas de EE como la inversión en aislamiento o el uso de termostatos u otros dispositivos de regulación de la temperatura. Otras acciones individuales mencionadas para reducir el consumo de energía en calefacción son las buenas prácticas de aislamiento térmico (por ejemplo,

el uso de persianas, la apertura de ventanas para ventilar las habitaciones, etc.). Otra acción individual considerada por académicos y expertos en energía fue la concienciación ambiental, mostrando información sobre el impacto del consumo individual de calefacción en las emisiones de GEI y otros contaminantes para mejorar el conocimiento y la percepción de los problemas ambientales y el cambio climático. Los participantes en los grupos pensaron que esto ayudaría a promover prácticas energéticas sostenibles por parte de los hogares. Este aspecto conductual de la concienciación ambiental estaría muy relacionado con las políticas de educación ambiental. Los participantes también consideraron que los hábitos específicos de cada hogar podrían influir de forma muy significativa en el consumo de energía en la calefacción.

En cuanto a qué instrumentos podrían ser más eficaces, existen diferencias importantes en las opiniones de los tres grupos, y muestran que, en general, los instrumentos sugeridos por los académicos y los expertos difieren de los mencionados por los hogares. Por ejemplo, los académicos y los expertos consideran que podría reducirse el consumo de energía a través de políticas como el establecimiento de impuestos a los malos hábitos en el consumo energético o los impuestos sobre los combustibles fósiles. Se observa que gravar los malos hábitos y/o los combustibles fósiles para la calefacción fomenta el uso de sistemas de calefacción eficientes y, en consecuencia, puede conducir a una reducción del consumo de energía. Además, estos impuestos animan a los hogares a aumentar la inversión

en aislamiento, con lo que se podrían mejorar las condiciones de los edificios y, en consecuencia, se reduciría la factura energética. La recaudación obtenida mediante estos impuestos podría emplearse para ofrecer subvenciones u otras ayudas, por ejemplo, para el uso de energías renovables o para otras políticas como el bono social. En cambio, los hogares no mencionan los impuestos en absoluto, sino que se centran en el papel de las subvenciones para ayudar a paliar la pobreza energética. En concreto, los hogares atribuyen más importancia al papel de las políticas energéticas centradas en las subvenciones para las personas que sufren dificultades económicas y para la instalación de sistemas de energía renovable y a las políticas para ayudar a la gente a mejorar la comprensión de las facturas energéticas. Otra diferencia importante es que los académicos y los expertos parecen apoyar directamente las políticas de educación ambiental, mientras que los hogares hablan muy poco de ellas.

López-Bernabé, Foudi y Galarraga (2020) también realizan un ejercicio de simulación del impacto de algunas de las intervenciones para promover comportamientos bajos en carbono. Por ejemplo, las percepciones de los interesados sobre las normas técnicas y las regulaciones sobre ahorro de energía muestran que es esperable que tengan poco impacto sobre la factura de calefacción y el consumo de energía. Sin embargo, la combinación de ambos instrumentos puede generar un impacto mucho más significativo.

Existe un cierto potencial para corregir los fallos del mercado como consecuencia de la infor-

mación imperfecta. Por ejemplo, se podría crear confianza, lo que llevaría a mejorar la inversión en sistemas de calefacción energéticamente eficientes. Las subvenciones y las bonificaciones sociales se perciben como reductores de las facturas de calefacción, pero en menor medida que los instrumentos de mandato y control. En concreto, el bono social se espera que aumente el consumo de energía en calefacción. En este sentido, Galarraga, Abadie y Ansuategi (2013) muestran que cuando se introducen subvenciones para la compra de electrodomésticos eficientes se puede generar un efecto rebote importante en términos de un aumento del número total de electrodomésticos y, en consecuencia, un aumento del consumo de energía.

Otros trabajos también muestran que la percepción puede desempeñar un papel importante en la aceptabilidad y la eficacia de las políticas públicas. Por ejemplo, Kallbekken, Kroll y Cherry (2010 y 2011) y Kallbekken y Sælen (2011) constatan que los consumidores apoyan sustancialmente más las subvenciones que los impuestos, incluso en situaciones en las que el resultado final de ambas políticas pueda ser similar. Esto puede deberse a que los participantes esperan que una subvención aumente sus propios beneficios más que un impuesto, y no porque se espere que sea más eficaz para cambiar el comportamiento (Heres, Kallbekken y Galarraga, 2017).

Es probable que la aceptación pública de las políticas ambientales dependa de la eficacia percibida de dichas políticas y de las ganancias personales esperadas si se aplican (Kallbekken y Sælen,

2011). Por ejemplo, en el trabajo de López-Bernabé, Foudi y Galarraga (2020) se simula (según las percepciones de los agentes) el efecto de un impuesto sobre el consumo de calefacción, destacando claramente que conllevaría una disminución significativa del consumo, y por tanto una reducción de la factura, considerándose así un buen instrumento. Este resultado apoya la hipótesis de que los impuestos se vuelven más aceptables cuando hay una información más completa sobre sus impactos y sobre su diseño (Heres, Kallbekken y Galarraga, 2017). La información revelada por el mapa cognitivo (efectos directos e indirectos de determinados instrumentos sobre otros conceptos definidos, y conexiones que tienen efectos no evidentes) aumenta el apoyo a los impuestos relativamente más que el apoyo a las subvenciones.

Los agentes asignan el mayor potencial a la educación e información ambiental, cuya capacidad para reducir la factura de la calefacción es la mayor de todos los instrumentos considerados aquí. Esto no es del todo inesperado, aunque la literatura no siempre es clara con respecto a qué instrumentos son más eficaces. Por ejemplo, Filippini, Hunt y Zoric (2014) encuentran que los incentivos financieros y las normas de rendimiento energético desempeñan un papel importante en la promoción de mejoras de la EE en el sector residencial de la UE, mientras que las medidas informativas como el etiquetado y las campañas educativas no muestran efectos significativos. Otros enfoques señalan un papel central para los instrumentos informativos en diferentes sectores (Ramos *et al.*, 2015; Falcone y De Rosa, 2020).

En el caso del sector específico de los hogares, los instrumentos de retroalimentación de la información o *feedback* se utilizan habitualmente y pueden ser eficaces, pero solo si se diseñan cuidadosamente (Ramos *et al.*, 2015).

Combinando varios instrumentos, tal como proponen los expertos en energía, se refuerzan la mayoría de los impactos positivos y la reducción obtenida en el consumo de energía y en la factura. Esto subraya la recomendación ya conocida (Givoni *et al.*, 2013) de que diseñar paquetes de política combinando instrumentos diferentes resultaría mucho más eficaz y eficiente. Por ejemplo, se considera que las subvenciones para sustituir los sistemas de calefacción alimentados con combustibles fósiles fomentan la mejora de la EE, promoviendo sistemas de calefacción eficientes. Pero es poco probable que esto sea suficiente. Y se sugiere complementarlo con un impuesto centrado en los combustibles fósiles utilizados para la calefacción, es decir, un impuesto sobre el carbono que garantice que los costes relacionados con las emisiones de GEI se asignen individualmente y no se trasladen al conjunto de la sociedad. Un ejemplo interesante del uso de incentivos públicos e impuestos sobre el carbono es el caso de Finlandia, donde se promovieron incentivos financieros para la renovación de los sistemas de calefacción para todos los hogares, mientras que los impuestos sobre los combustibles fósiles siguieron aumentando. Esto fomentó el abandono de los sistemas de calefacción con combustibles fósiles en favor de sistemas más limpios, como las bombas de calor (Sovacool y Martiskainen,

2020). También se considera que los instrumentos de mandato y control y los instrumentos de información desempeñan un papel fundamental en esta transición. En concreto, se espera que los instrumentos de regulación del ahorro energético, las normas técnicas y la educación e información ambiental sean los más eficaces en esta combinación de instrumentos.

b) Sector hotelero y eficiencia energética

Otro de los trabajos destacables (López-Bernabé *et al.*, 2021) emplea la información de 200 encuestas realizadas a propietarios y gestores de alojamientos hoteleros en diversas zonas de España en los años 2017 y 2018. En concreto, el artículo destaca que estos valoran mucho la EE en sus decisiones de compra, pero identifican barreras que limitan su inversión en ella. Estos factores están relacionados con el mercado y con factores individuales de comportamiento y organización.

Por ejemplo, las consideraciones climáticas influyen en la importancia que se atribuye a la EE. Los establecimientos situados en zonas de clima continental son un 28 por 100 más propensos a valorar la EE como un atributo muy importante que los situados en un clima mediterráneo. Los directores de establecimientos de zonas caracterizadas por veranos calurosos e inviernos fríos están más interesados en la EE porque puede reducir los costes de funcionamiento del aire acondicionado y la calefacción. El tipo de establecimiento también desempeña un papel importante: los albergues son un 20 por 100 más propensos que los hoteles a valorar la EE como un

atributo muy importante. Esto podría deberse a que los establecimientos pequeños están más preocupados por la factura energética, dado que tienen menos costes de personal y más costes energéticos que los hoteles más grandes. Otra razón puede ser que el nivel de aislamiento en los albergues es menor.

Los establecimientos con tasas de ocupación más altas y, por tanto, con mayor consumo de energía, tienen más probabilidades de valorar la EE como un atributo muy importante. Por ejemplo, los que tienen una tasa de ocupación del 80 por 100 tienen un 45 por 100 más de probabilidades de hacerlo. La posible razón es que los establecimientos de mayor ocupación pueden tener mayores costes energéticos y, por consiguiente, pueden recuperar las inversiones en EE más rápidamente. No encontramos pruebas de que existan barreras de acceso al capital en la calificación de la EE.

Algunas características técnicas de los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (CVAA) tienen un impacto significativo en las calificaciones. Los establecimientos con sistemas de CVAA que funcionan con propano son un 38 por 100 más propensos a valorar la EE como un atributo muy importante.

Los atributos de los sistemas de CVAA como el precio, la fiabilidad de la marca y el rendimiento, también son determinantes en las decisiones que toman los establecimientos. En concreto, los encuestados que consideran el precio como un atributo muy importante son un 19 por 100 más propensos a valorar la EE como un atributo relevante. Una interpretación de esta relación

positiva se refiere a las limitaciones presupuestarias de los consumidores. Los consumidores con una limitación presupuestaria vinculante valoran el precio (es decir, los precios bajos) y la EE como importantes para reducir los costes de funcionamiento. Los productos energéticamente eficientes son más caros, por lo que es menos probable que estos consumidores compren dichos productos. Esta limitación presupuestaria explica las campañas de EE con incentivos financieros para la compra de bienes energéticamente eficientes. Otros estudios muestran que la demanda de equipos energéticamente eficientes tiene una elasticidad precio mayor que la de equipos normales (Galarraga, Heres y González-Eguino, 2011). Otros atributos, como la fiabilidad y el rendimiento de la marca, también afectan significativamente a la valoración de la EE, en una medida similar a la de los precios. De hecho, los encuestados que califican la fiabilidad de la marca y el rendimiento de los sistemas de CVAA como un atributo muy importante son un 24 por 100 y un 27 por 100 más propensos, respectivamente, a calificar la EE como un atributo muy importante. Por tanto, la fiabilidad y el rendimiento de la marca son tan importantes como el precio en la valoración de la EE. Estos resultados demuestran que los consumidores prefieren sistemas de CVAA eficientes desde el punto de vista energético que también tengan un buen rendimiento y una buena fiabilidad de la marca. Esto podría indicar que pueden estar considerando la EE como un sustituto de la calidad, es decir, considerando la capacidad de los sistemas de climatización para cumplir un requisito específico.

La actitud hacia barreras específicas en lo que respecta a la EE también ayuda a explicar por qué la EE se califica como muy importante. Los encuestados que están muy de acuerdo en arriesgarse con las nuevas tecnologías para reducir su consumo de energía son un 17 por 100 más propensos a calificar la EE como un atributo muy importante. Sin embargo, este resultado, combinado con la intención de actualizar los sistemas de CVAA, parece indicar un desfase entre las creencias y las decisiones de compra debido a los obstáculos a la adopción de la EE mencionados anteriormente. De hecho, el 40 por 100 de los encuestados indicó que estaba dispuesto a arriesgarse con las nuevas tecnologías para reducir su consumo de energía, pero solo el 6 por 100 informó de que tenía previsto cambiar sus sistemas de climatización.

En cuanto al papel de las etiquetas con información monetaria, encontramos que los propietarios de hoteles que declaran que una etiqueta con información monetaria adicional sería más útil que la etiqueta actual son un 26 por 100 más propensos a calificar la EE como un atributo muy importante.

La preocupación por el medio ambiente también es un factor que explica la EE en el sector hotelero. Por término medio, los propietarios más preocupados por el medio ambiente son un 15 por 100 más propensos a calificar la EE como un atributo muy importante. Este hallazgo es coherente con los de otros estudios como Damigos *et al.* (2020) y Shen (2008), que muestran que la importancia de la EE se ve afectada positivamente por el comportamiento proambiental de

los encuestados. Los hábitos de ahorro energético influyen positivamente en la probabilidad de calificar la EE como un atributo muy importante, tal como se espera de otros estudios (Palm, 2009). De hecho, los establecimientos que siempre controlan el uso de los sistemas de CVAA en las habitaciones de forma automática (por ejemplo, mediante tarjetas con llave inteligente o programación de encendido y apagado) tienen un 18 por 100 más de probabilidades de calificar la EE como un atributo muy importante. Este resultado complementa la literatura existente sobre medidas de EE en el sector servicios, que constata que los factores que afectan a la adopción de tecnologías de alto coste, como los sistemas de CVAA, también afectan a la adopción de medidas de bajo coste (por ejemplo, apagar las luces siempre que sea posible o gestionar y controlar el uso de la energía) (Schlomann y Schleich, 2015).

Es interesante observar que los establecimientos con aislamiento térmico en paredes y tejados tienen un 19 por 100 menos de probabilidad de calificar la EE como un atributo muy importante. Esto parece indicar una retroalimentación negativa de la inversión en EE no relacionada con la climatización en la calificación de EE. Los establecimientos que invierten en aislamiento tienen un menor consumo de calefacción y refrigeración, por lo que su necesidad de sistemas de CVAA energéticamente eficientes, o el ahorro que suponen, es menor. Esto puede llevarlos a infravalorar el atributo de EE. Además, tendría sentido que los propietarios redujeran la importancia de este atributo para el futuro una

vez que se hayan tomado medidas importantes para conseguirlo. Otra posible explicación es que los establecimientos que llevan a cabo acciones ambientales importantes, como la inversión en aislamiento y en ventanas energéticamente eficientes, se sientan menos motivados para adoptar más medidas en favor del medio ambiente. Creen que su inversión en aislamiento térmico de paredes y tejados ya ha contribuido a mitigar el cambio climático. Este resultado respalda los hallazgos anteriores sobre las preocupaciones ambientales y el comportamiento de mitigación de la energía. Por ejemplo, Nauges y Wheeler (2017) encuentran que la adopción de un comportamiento de mitigación puede tener un efecto negativo en las preocupaciones de un hogar sobre el cambio climático.

c) *Electrodomésticos*

López-Bernabé, de Ayala y Galarraga (2022) estima cuánto paga «realmente» el consumidor en el mercado de las lavadoras en España por la etiqueta de EE. Para ello, se emplean datos reales de compra para el año 2019 y se aplica el método de precios hedónicos. Mediante esta técnica puede calcularse el diferencial de precio marginal debido a las mejoras en el nivel de EE. Es decir, se puede estimar cuál es la diferencia de precio entre dos bienes de diferentes niveles de EE, pero controlando el resto de los atributos (Galarraga, Heres y González-Eguino, 2011) y ofrece información respecto a lo que «realmente» paga el consumidor en el mercado de electrodomésticos por el atributo de EE.

La estimación de la prima de precio puede ser útil para diseñar adecuadamente los programas

de ayudas destinados a apoyar la compra de electrodomésticos eficientes. Además, la comparación de estas primas a lo largo del tiempo permitiría entender cómo varía lo que se paga por el atributo de EE. Hay muchos factores que pueden explicar cambios en lo que se paga por la eficiencia como son: i) las políticas y otros esfuerzos para promover la EE; ii) otros factores como la evolución del precio de la electricidad; y iii) factores del lado de la oferta, como las normas de EE, el progreso tecnológico o similares (Schleich, Durand y Brugger, 2021). En cualquier caso, un aumento de la prima de EE podría interpretarse como algo positivo para el objetivo general de aumentar la adopción de EE y reducir el consumo de energía.

El análisis sugiere que la prima de precio que se paga en el mercado por las lavadoras que llevan el nivel más alto de EE es del 11 por 100 del precio final, es decir, unos 67 euros para el precio medio estimado en el mercado español. Y aunque los cambios en el diseño de la etiqueta de EE y el hecho de que el nivel de EE no sea exactamente el mismo no permiten una comparación directa con otras estimaciones realizadas en el pasado, este 11 por 100 resulta significativamente mayor que la estimada en Lucas y Galarraga (2015). Este estudio calculó que en 2012 en España las lavadoras con la etiqueta de mayor EE se vendían con una prima de precio del 4,15 por 100 respecto al resto con menor EE. Este aparente aumento de la prima podría sugerir: i) que los esfuerzos para mejorar la información y la concienciación con respecto a la EE y el cambio climático pueden haber sido efectivos y haber aumentado

significativamente la disposición a pagar de los consumidores por la EE (Ramos *et al.*, 2015); ii) que la etiqueta de EE es ahora más conocida y mejor valorada (de Ayala *et al.*, 2020; de Ayala y Solà, 2022); y/o iii) que los cambios que pueden ser impulsados por el progreso tecnológico, las normas de EE o la percepción del consumidor de los precios de la electricidad hubieran incentivado la compra de electrodomésticos eficientes (Schleich, Durand y Brugger, 2021).

Otra consideración de interés que se recoge en este estudio es que la prima por EE en el caso de las lavadoras es sistemáticamente inferior a la de los frigoríficos en la mayoría de los países, mientras que en el caso de otros electrodomésticos (por ejemplo, aires acondicionados, purificadores de aire o televisores) es ligeramente superior. Esto tiene mucho sentido, ya que los consumidores pueden estar dispuestos a pagar más por la EE en los electrodomésticos que se utilizan con más frecuencia y por tanto conllevan un mayor consumo de energía.

La información con respecto a la disposición a pagar de los atributos puede ser también útil para los productores de electrodomésticos, y en este sentido, el trabajo sugiere que la reputación de la marca tiene la prima más alta (49 por 100), mientras que las marcas consideradas como bajas afectan negativamente a los precios. Este resultado está en consonancia con la literatura que sugiere que la prima de precio de un electrodoméstico específico aumenta con el incremento del posicionamiento de la marca en el mercado. Las características técnicas específicas también tienen efectos significa-

tivos. Las lavadoras con alto rendimiento de centrifugado (*sdpA*, por sus siglas en inglés – *spin drying performance*), integradas o con mayor capacidad parecen presentar un efecto positivo significativo en el precio de la lavadora (33, 31 y 8,1 por 100, respectivamente), mientras que las lavadoras de color blanco y con velocidad de centrifugado ruidosa tienen un impacto negativo en el precio (15,5 y 3,2 por 100, respectivamente).

2. Evidencia cualitativa

Otra reciente contribución al caso español es el trabajo de de Ayala *et al.* (2020) que analiza los factores que influyen en la decisión de compra de los consumidores en relación a la EE. En concreto, estudiando: i) la importancia del consumo de energía en comparación con otros atributos; ii) la importancia que los consumidores otorgan al ahorro energético; y iii) qué otros beneficios y costes influyen en la compra de aparatos energéticamente eficientes.

Con el objetivo de entender mejor las experiencias en distintos sectores con relación a una serie de productos que hacen uso de la energía, se emplearon las técnicas de grupos de discusión y entrevistas en profundidad (Milena, Dainora y Stancu, 2008; Starr, 2014) para determinar cómo entienden los consumidores la EE y qué barreras siguen encontrando a la hora de elegir el nivel de EE. Estas metodologías son especialmente adecuadas para comprender las prácticas, opiniones y expectativas de los distintos consumidores en relación con la EE y las etiquetas de EE.

Estas técnicas se aplicaron al sector de los hogares, de servi-

cios de alojamiento y del transporte de España, los cuales suponen el 75 por 100 del consumo de energía del país (IDAE, 2017). Por otro lado, los bienes analizados fueron: i) electrodomésticos de los hogares; ii) sistemas de CVAA así como electrodomésticos de los propietarios de alojamientos; y iii) coches de las compañías privadas que poseen su propia flota.

Los resultados se estructuran en base a las tres principales cuestiones, tal como se describe a continuación.

a) Importancia de la intensidad energética y otros atributos

La EE es valorada de manera desigual en los tres sectores y no siempre es el principal atributo que considerar. Con relación a los electrodomésticos de los hogares, tanto para frigoríficos como para lavadoras, la dimensión y capacidad, así como el precio, son los factores más relevantes a la hora de la decisión de compra y los participantes asignaron la misma ponderación a estos tres factores. A su vez, el consumo de energía se sitúa en segundo lugar, mientras que el tercer puesto lo ocupan factores como el rendimiento, la seguridad y la estética. Por último, el cuarto puesto lo ocupa la marca. Esto no parece del todo coherente con los resultados de las estimaciones econométricas comentadas en apartados anteriores, lo que podría sugerir que los factores del lado de la oferta o el precio de la electricidad podrían ser los elementos que más han influido en el aumento de las primas por EE.

Los propietarios de alojamientos, por su parte, mencionaron el precio como el primer

atributo a considerar, seguidos de otros como la marca, la capacidad y el nivel de ruido. La EE se identificó como el aspecto menos relevante y tan solo fue mencionado sutilmente por tres de los ocho entrevistados, con relación a electrodomésticos de cocina, minibares y secadores de pelo. Para CVAA, se identificaron como aspectos limitantes el presupuesto y la infraestructura del hotel, pero es la marca el factor más importante.

En la decisión de compra de los coches de aquellas empresas privadas que cuentan con flotas de vehículos, se diferenciaron dos procesos: primero, se identificaron ciertos requisitos iniciales (por ejemplo, capacidad, volumen, número de asientos, etc.) considerados necesarios para los fines previstos de los vehículos; después, un conjunto de atributos finales que son los que impulsarán la decisión. Estos atributos finales parecían estar compuestos por minimización de costes, comunicación, seguridad y comodidad. En este caso parecía existir una tendencia a equilibrar los costes de funcionamiento futuros que implica el consumo de energía (y el mantenimiento) con el precio de compra. El precio de los vehículos y su consumo energético fueron los atributos más mencionados por los entrevistados. La marca del vehículo pareció suscitar menor interés.

En resumen, la EE no parece ser el primer atributo en la decisión de compra en ninguno de los tres sectores analizados. En el mejor de los casos, ocupa el segundo lugar y en el peor, no se menciona en absoluto.

b) Ponderación del ahorro energético por parte del consumidor

La falta de información sobre los beneficios que pueden reportar los productos energéticamente eficientes es uno de los factores que limita su compra (Allcott y Greenstone, 2012) (véase cuadro n.º 3). Mientras que todos los sectores reconocieron la dificultad o enorme esfuerzo requerido para calcular los ahorros futuros, parece que en el caso del sector del alojamiento y de compañías privadas con flota de vehículos se puede asociar más bien al problema de agente-principal. Es decir, tanto los clientes en un alojamiento como los usuarios de los vehículos no son los que recibirían los ahorros derivados de las inversiones en EE, y, por tanto, no estarían dispuestos a pagar un mayor precio por alojamiento, ni incentivados a moderar el consumo de gasolina en los vehículos. Esto haría que, ni propietarios ni empresas tengan incentivos para invertir en EE, ya que difícilmente podrán recuperar ese mayor coste asumido. Además, en cuanto a la adquisición de vehículos eficientes, la falta de experiencia con coches híbridos/eléctricos limitó su capacidad para determinar si la inversión en este tipo de vehículos supondría ganancias o pérdidas netas.

También se observaron varias fuentes de incertidumbre que tienden a reducir la importancia de la EE en la decisión de compra. En los tres sectores, los participantes dijeron que desconfiaban de la información sobre el consumo que figuraba en la etiqueta y sospechaban que el consumo real era sistemáticamente mayor. Una opinión similar se mantenía en cuanto a la información sobre la vida útil de los aparatos.

CUADRO N.º 3

FACTORES QUE PONDERAN EL AHORRO ENERGÉTICO DE LAS COMPRAS ENERGÉTICAMENTE EFICIENTES

	HOGARES	PROPIETARIOS DE ALOJAMIENTOS	EMPRESAS PRIVADAS DE SERVICIOS
	Electrodomésticos	Electrodomésticos	CVAA Vehículos*
Ponderaciones			
Racionalidad limitada para calcular el ahorro	✓	✓	✓
Comportamiento del usuario final	✓		✓
Incertidumbre sobre el precio de la energía	✓	✓	✓
Falta de confianza respecto a la vida útil	✓		
Falta de confianza en el consumo	✓	✓	✓
Falta de experiencia			✓
Aspectos técnicos			✓

*Incluidos los vehículos eléctricos, híbridos y de combustibles fósiles.

Nota: Resultados basados en un juego de rol realizado en un grupo de discusión de hogares y en el análisis de una pregunta directa sobre el coste y los beneficios de la compra de eficiencia energética en las entrevistas en profundidad.

CUADRO N.º 4

COSTES Y BENEFICIOS OCULTOS DE LAS COMPRAS ENERGÉTICAMENTE EFICIENTES

	HOGARES	PROPIETARIOS DE ALOJAMIENTOS	EMPRESAS PRIVADAS DE SERVICIOS
	Electrodomésticos	Electrodomésticos	CVAA Vehículos*
Beneficios ocultos			
Protección medioambiental	✓	✓	✓
Mitigación del cambio climático	✓	✓	✓
Salud humana	✓	✓	✓
Empleo para una economía verde	✓	✓	✓
Imagen pública		✓	✓
Costes ocultos			
Coste de mantenimiento			✓
Alcance			✓
Limitados puntos de recarga			✓
Oferta reducida			✓

*Incluidos los vehículos eléctricos, híbridos y de combustibles fósiles.

Nota: Resultados basados en un juego de rol realizado en un grupo de discusión de hogares y en el análisis de una pregunta directa sobre el coste y los beneficios de la compra de eficiencia energética en las entrevistas en profundidad.

cado energético con el mercado de bienes duraderos energéticos y no eran conscientes de que si el precio de la energía aumenta los costes de funcionamiento serán menores con bienes más eficientes energéticamente. Como resultado, aquellos consumidores que prevén un mayor precio de la energía prefieren asignar su presupuesto al coste de funcionamiento que al coste de la inversión inicial.

c) Costes y beneficios ocultos de las compras energéticamente eficientes

Los participantes de los tres sectores parecían tener un escaso conocimiento del concepto de EE, pero sí eran conscientes que la reducción del consumo de energía de los productos energéticamente eficientes está ligado a un mayor precio de adquisición. Todos identificaron costes y beneficios difíciles de medir pero que condicionan su decisión de compra. Estos se describen en el cuadro n.º 4.

En cuanto a los beneficios, todos los participantes reconocían que los aparatos energéticamente eficientes benefician al medio ambiente y ayudan frente al cambio climático. Sin embargo, tan solo dos de las ocho empresas privadas de servicios mostraron tener conciencia ambiental. Los hogares y propietarios de alojamientos identificaron beneficios para la salud como resultado de una menor contaminación. También identificaban cobeneficios como la contribución al desarrollo de la economía verde. De esta forma, asociaban la compra de los productos energéticamente eficientes a la creación de nuevos puestos de trabajo y también al fomento de I+D. Los propietarios de alo-

La incertidumbre sobre la estabilidad futura de los precios de la electricidad es otro factor que parece afectar mucho a la renta-

bilidad percibida de una inversión y potencialmente a la decisión de compra. Muchos consumidores asociaban la regulación del mer-

jamientos y las empresas privadas de servicios reconocían que invertir en EE mejoraba la imagen y la reputación dentro del sector.

Sobre los costes, además del incremento en el precio de adquisición, los propietarios de alojamientos y empresas privadas de servicios han identificado otros como el coste de mantenimiento, ligado a tecnologías más caras, en especial los sistemas de CVAA. Otros costes son identificados por parte de las empresas privadas con flotas de vehículos, tales como la pérdida de oportunidad de mercado al invertir en coches eléctricos que requieren largo tiempo de carga y que podría retrasar el ritmo de negocio y afectar a la reputación.

Los resultados presentados aquí muestran que la EE es un atributo secundario en las decisiones de compra. A pesar de su ya conocida implementación, las etiquetas energéticas siguen mostrando fallos de información en cuanto a la EE, pues siguen sin transmitir de forma clara el ahorro energético que implicaría un producto energéticamente eficiente.

El sesgo cognitivo como forma de racionalidad limitada también se destacó en el análisis. En los tres sectores se puso de manifiesto la incapacidad de calcular los costes energéticos o el ahorro de energía conseguido al comprar un bien más eficiente desde el punto de vista energético.

En base a ello, se debatieron formas de mejorar las etiquetas cambiando su diseño y contenido para hacerlas más comprensibles y, así, fomentar las compras energéticamente eficientes. Una de las mejoras más comentadas consiste en indicar en la etiqueta

el coste de funcionamiento en términos monetarios. Esta hipótesis se ha probado de forma experimental e hipotética en la literatura y ha demostrado tener un efecto potencialmente positivo en las compras de electrodomésticos (Allcott y Sweeney, 2017; Newell y Siikamäki, 2014; Stadelmann y Schubert, 2018) y de vehículos (Allcott y Knittel, 2019). Sin embargo, los participantes difirieron en la elección de los tiempos de vida para informar sobre el coste de funcionamiento.

Pero, incluso cuando el ahorro energético se expresa en términos monetarios, hay que considerar otros aspectos que influyen en la elección de EE. El principal fallo de mercado identificado es el problema del agente-principal que surge cuando una parte toma una decisión, pero otra asume el coste o disfruta de los beneficios de esa decisión (Phillips, 2012; Gillingham y Palmer, 2014). Los resultados muestran que esto afecta principalmente a los establecimientos de alojamiento y a las empresas con flotas de automóviles, que son reacios a invertir en EE porque no pueden controlar totalmente el comportamiento de los usuarios finales. También puede observarse en los hogares con niños. Los consumidores que hacen frente al problema del agente-principal prefieren destinar su presupuesto al pago de las facturas de la electricidad antes que incurrir en el coste adicional que supone la compra de bienes energéticamente eficientes, ya que sospechan que el consumo no disminuirá realmente debido al comportamiento del usuario final.

Por último, la incertidumbre (por ejemplo, sobre los precios futuros de la energía) es una cir-

cunstancia o factor especial que puede hacer que los consumidores sean más propensos a utilizar la heurística y subestimar la importancia del ahorro energético.

IV. LECCIONES APRENDIDAS

En el contexto de la transición energética, la EE ofrece la oportunidad de reducir sustancialmente el consumo de energía y, en consecuencia, las emisiones de GEI. En este artículo hemos querido recoger los instrumentos de política pública que podrían utilizarse, así como sus impactos esperados, con un enfoque especial al caso español y a las percepciones que los agentes de interés tienen sobre estas cuestiones.

De este artículo surgen cuatro grandes áreas de trabajo a la hora de abordar la brecha de la EE y de aportar ideas para la elaboración de políticas que sean eficaces y eficientes:

- En cuanto a los instrumentos de política, en el caso de los mando y control, cuando se combinan los instrumentos que incluyen la normativa de ahorro energético y otras normas técnicas, se percibe que los efectos son mayores que cuando esos instrumentos se utilizan de forma aislada. Se espera que este paquete de políticas tenga un impacto mucho mayor en la factura de calefacción y el consumo de energía que cuando se emplean los instrumentos de forma aislada.

En cuanto a la elección de los *instrumentos económicos*, surge una idea potencialmente importante: los consumidores parecen subestimar la eficacia y eficiencia de los impuestos en comparación con

la de las subvenciones. Sin embargo, cuando se integran los puntos de vista de todos los agentes, se reconoce que los impuestos pueden ser más eficaces y eficientes que las subvenciones, en línea con lo que nos enseña la teoría económica. De hecho, un impuesto sobre el consumo directo daría lugar a una reducción del consumo de calefacción mucho mayor que la que se obtendría gravando los combustibles fósiles u otras medidas. La información revelada en el mapa cognitivo (efectos directos e indirectos de determinados instrumentos políticos sobre otros conceptos definidos, y conexiones que no tienen efectos evidentes) parece sugerir que existe un mayor apoyo al uso de impuestos que al uso de subvenciones. Obsérvese también que la eficacia percibida es muy relevante ya que es un importante determinante de la aceptabilidad. En este sentido, nuestros resultados apoyan la idea de que la eficacia percibida de las políticas energéticas está altamente correlacionada con la aceptabilidad de dichas políticas.

En cuanto a los *instrumentos de información*, se espera que el mayor potencial lo tengan la educación e información ambiental, que puede reducir la factura de la calefacción en mayor medida que cualquier otro instrumento considerado aquí.

Por último, la *combinación de varios instrumentos* (en los denominados paquetes o combinaciones de políticas), tal como proponen los expertos en energía consultados durante esta investigación, daría

lugar a la mayor reducción del consumo de energía y de las facturas de calefacción de todos los instrumentos analizados. Esto puede atribuirse al hecho de que los efectos se suman y, por tanto, se refuerzan, haciendo que el impacto de un paquete de políticas sea mucho más evidente. Los paquetes de políticas permiten, además, abordar más de un objetivo de política.

— Para diseñar una política de EE adecuada debería de tenerse en cuenta las potenciales respuestas de los agentes. El análisis que aquí se expone ayuda a identificar aquellos factores más relevantes. Por ejemplo, se identificó el desconocimiento que existe entre propietarios de establecimientos hoteleros sobre el ahorro energético y monetario que proporcionan los equipos de una mayor EE. Esto indica claramente que sería útil emplear instrumentos basados en información, como las etiquetas, las auditorías energéticas y la información detallada en las facturas. Nótese, además, que muchos propietarios valoran muy positivamente la información proporcionada por las etiquetas y les gustaría que incluyeran información sobre ahorros energéticos y monetarios.

Otra consideración relevante es que se pueden obtener respuestas diferentes en zonas con climas distintos. Y en particular, las políticas podrían dirigirse primero a aquellas zonas, como los climas continentales, en las que los agentes prestan más atención a la EE. Además, a la hora de orientar las políticas, también hay que tener en cuenta la

interacción con la rehabilitación de los edificios, ya que el interés por la climatización de EE disminuye cuando los edificios se han aislado térmicamente.

Los impuestos sobre la energía contribuyen a reducir los efectos del *free-rider* y el efecto rebote, y también pueden ayudar a acentuar las actitudes favorables a la EE entre los actuales propietarios de sistemas de CVAA. Se ha comprobado que establecimientos con un alto ratio de ocupación y por tanto un mayor consumo de energía son más probables a valorar la EE. Por tanto, un mayor coste asociado a la energía reforzaría la importancia concedida a la EE y ayudaría a los propietarios a reconsiderar su actual baja disposición a actualizar los sistemas de CVAA, aunque también pueden ser necesarias las subvenciones para ayudar a superar el problema de la racionalidad limitada. Las subvenciones pueden ayudar a superar la brecha entre las creencias y las decisiones de compra.

Por último, el hecho de que la EE esté fuertemente vinculada con el precio, la fiabilidad de la marca y el rendimiento hace que quienes invierten en equipos más baratos y de baja calidad parezcan menos propensos a valorar la EE. En este caso, la introducción de normas de EE más estrictas y obligatorias de forma generalizada garantizaría el ahorro de energía incluso en estos casos.

— La prima exacta que se paga en el mercado por el atributo de EE es útil para diseñar adecuadamente los planes

de subvención y ayudas destinados a apoyar la compra de aparatos eficientes. Podrían realizarse estudios cada cierto número de años para entender cómo evoluciona la prima de precio y ver qué tipo de medidas y políticas se han adoptado durante ese tiempo. Esta es parte de la información necesaria para entender si las políticas y otros esfuerzos para promover la EE están siendo eficaces o no. En este sentido, hemos observado un aumento de cerca de un 5 por 100 en la prima que se paga sobre el precio medio en las lavadoras de alta EE en España. Esto podría sugerir que los esfuerzos para mejorar la información y la concienciación con respecto a la EE y el cambio climático pueden haber sido eficaces al haber aumentado significativamente la disposición de los consumidores a pagar por ella. Además, la etiqueta de EE para los electrodomésticos está ampliamente establecida en este mercado, los consumidores la conocen y cada vez la tienen más en cuenta a la hora de comprar. Por supuesto, muchos otros factores del lado de la oferta (como las nuevas normas de EE y el progreso tecnológico) o los precios de la electricidad también pueden explicar este aumento en la prima. En cualquier caso, los valores estimados son coherentes con la mayoría de las investigaciones similares. En general, todos los estudios encuentran una prima positiva en todos los casos, pero con algunas diferencias de magnitud según el tipo de electrodoméstico, el país y el año analizado. Es probable que estas diferencias en la prima de precio reflejen

las diferencias en las políticas nacionales que promueven la adquisición de electrodomésticos eficientes, como campañas de información y concienciación, subvenciones o impuestos, así como otros factores relacionados con la oferta, como el progreso tecnológico y las normas de EE. Asimismo, las diferencias en los precios de la electricidad pueden dar lugar a diferentes incentivos financieros para adoptar más aparatos de EE en los distintos países. Por último, las diferencias estimadas en las primas de precios entre países sugieren que los factores culturales y ambientales también pueden desempeñar un papel importante en la toma de decisiones de compra de los consumidores.

— En el plano del análisis más cualitativo, la evidencia reciente parece indicar que la EE no es el atributo más significativo en la decisión de compra. Existen varias barreras y costes no observados, especialmente en el caso, por ejemplo, de los vehículos eléctricos. Las inversiones en EE también se ven afectadas por una serie de beneficios no observados relacionados con el medio ambiente y la salud humana. Apenas se aprecian diferencias entre sectores y productos. La racionalidad limitada y el problema de agente-principal parecen ser los obstáculos más relevantes para la compra de productos eficientes. Para el primero de ellos se propusieron medidas como la de proveer información monetaria sobre ahorro energético en las etiquetas energéticas. Sin embargo, esto no acabaría con el segundo obstáculo: los consu-

midores (hogares o empresas) no están dispuestos a pagar el mayor precio de compra de los productos energéticamente eficientes si no tienen control sobre el comportamiento del consumidor final. Por tanto, se necesita desarrollar nuevos instrumentos que permita abordar las dos barreras que limitan la inversión en EE.

NOTA

(*) Esta investigación ha contado con el apoyo de la Agencia Estatal de Investigación de España a través de la Unidad de Excelencia María de Maeztu 2018-2022 (Ref. MDM-2017-0714) y del Gobierno Vasco a través del programa BERC 2018-2021. IBON GALARRAGA, ELENA LÓPEZ-BERNABÉ, MARÍA DEL MAR SOLÀ y AMAIA DE AYALA agradecen la financiación recibida de los proyectos europeos H2020 CONSEED: Consumer Energy Efficiency Decision making (n.º 723741), H2020 ENABLE: Enabling the Energy Union through understanding the drivers of individual and collective energy choices in Europe (n.º 727524), y otro proyecto financiado por la Fundación "la Caixa", ENERPOLIS: ENERgy Efficiency POLlicies in Spain: analysing consumer choices, bajo el proyecto con código LCF/PR/SR19/52540012. Amaia de Ayala y María del Mar Solà también agradecen el apoyo de la Fundación Ramón Areces bajo el XVIII Concurso Nacional para la Adjudicación de Ayudas a la Investigación en Ciencias Sociales con el proyecto «La toma de decisiones de los hogares en eficiencia energética: determinantes y diseño de políticas».

(1) Horizon 2020 Funding - CONSEED (conseedproject.eu)

(2) ENABLE.EU – ENABLE.EU (enable-eu.com)

BIBLIOGRAFÍA

- ALLCOTT, H. y GREENSTONE, M. (2012). Is There an Energy Efficiency Gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), pp. 3-28.
- ALLCOTT, H. y KNITTEL, C. (2019). Are Consumers Poorly Informed about Fuel Economy? Evidence from Two Experiments. *American Economic Journal: Economic Policy*, 11(1), pp. 1-37.
- ALLCOTT, H. y SWEENEY, R. (2014). *The Role of Sales Agents in Information Disclosure: Evidence from a Field Experiment*. *Management Science*, 63(1), pp. 21-39.

- DE AYALA, A., FOUADI, S., SOLÀ, M. DEL M., LÓPEZ-BERNABÉ, E. y GALARRAGA, I. (2020). Consumers' preferences regarding energy efficiency: a qualitative analysis based on the household and services sectors in Spain. *Energy Efficiency*, 14(1), p. 3.
- DE AYALA, A. y SOLÀ, M. DEL M. (2022). Assessing the EU Energy Efficiency Label for Appliances: Issues, Potential Improvements and Challenges. *Energies*, 15(12), p. 4272.
- BERNER, A., BRUNS, S., MONETA, A. y STERN, D. I. (2022). Do energy efficiency improvements reduce energy use? Empirical evidence on the economy-wide rebound effect in Europe and the United States. *Energy Economics*, 110, p. 105939.
- BOUCKAERT, S., FERNANDEZ PALES, A., MCGLADE, C., REMME, U., WANNER, B., VARRO, L., D'AMBROSIO, D. y SPENCER, T. (2021). *Net Zero by 2050 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- CATTANEO, C. (2019). Internal and external barriers to energy efficiency: which role for policy interventions? *Energy Efficiency*, 12(5), pp. 1293-1311.
- DAMIGOS, D., KONTOGIANNI, A., TOURKOLIAS, C. y SKOURTOS, M. (2020). Behind the scenes: Why are energy efficient home appliances such a hard sell? *Resources, Conservation and Recycling*, 158, p. 104761.
- FALCONE, P. M. y DE ROSA, S. P. (2020). Use of fuzzy cognitive maps to develop policy strategies for the optimization of municipal waste management: A case study of the land of fires (Italy). *Land Use Policy*, 96, p. 104680.
- FALCONE, P. M., IMBERT, E., SICA, E. y MORONE, P. (2021). Towards a bioenergy transition in Italy? Exploring regional stakeholder perspectives towards the Gela and Porto Marghera biorefineries. *Energy Research & Social Science*, 80, p. 102238.
- FILIPPINI, M., HUNT, L. C. y ZORIĆ, J. (2014). Impact of energy policy instruments on the estimated level of underlying energy efficiency in the EU residential sector. *Energy Policy*, 69, pp. 73-81.
- FISCHER, L.-B. y NEWIG, J. (2016). Importance of Actors and Agency in Sustainability Transitions: A Systematic Exploration of the Literature. *Sustainability*, 8(5), p. 476.
- FLEITER, T., SCHLEICH, J. y RAVIVANPONG, P. (2012). Adoption of energy-efficiency measures in SMEs – An empirical analysis based on energy audit data from Germany. *Energy Policy*, 51, pp. 863-875.
- FOXON, T. J., HAMMOND, G. P. y PEARSON, P. J. G. (2010). Developing transition pathways for a low carbon electricity system in the UK. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(8), pp. 1203-1213.
- GALARRAGA, I., ABADIE, L. M. y ANSUATEGI, A. (2013). Efficiency, effectiveness and implementation feasibility of energy efficiency rebates: The «Renove» plan in Spain. *Energy Economics*, 40, pp. S98-S107.
- GALARRAGA, I., ABADIE, L. M. y KALLBEKKEN, S. (2016). Designing incentive schemes for promoting energy-efficient appliances: A new methodology and a case study for Spain. *Energy Policy*, 90, pp. 24-36.
- GALARRAGA, I., GONZÁLEZ-EGUINO, M. y MARKANDYA, A. (2011). Willingness to pay and price elasticities of demand for energy-efficient appliances: Combining the hedonic approach and demand systems. *Energy Economics*, 33, pp. S66-S74.
- GALARRAGA, I., HERES, D. R. y GONZÁLEZ-EGUINO, M. (2011). Price premium for high-efficiency refrigerators and calculation of price-elasticities for close-substitutes: a methodology using hedonic pricing and demand systems. *Journal of Cleaner Production*, 19(17), pp. 2075-2081.
- GEDEN, O. y LÖSCHEL, A. (2017). Define limits for temperature overshoot targets. *Nature Geoscience*, 10(12), pp. 881-882.
- GILLINGHAM, K. y PALMER, K. (2014). Bridging the Energy Efficiency Gap: Policy Insights from Economic Theory and Empirical Evidence. *Review of Environmental Economics and Policy*, 8(1), pp. 18-38.
- GIVONI, M., MACMILLEN, J., BANISTER, D. y FEITELSON, E. (2013). From Policy Measures to Policy Packages. *Transport Reviews*, 33(1), pp. 1-20.
- GROUMPOS, P. P. (2010). Fuzzy Cognitive Maps: Basic Theories and Their Application to Complex Systems. En M. GLYKAS (ed.), *Fuzzy Cognitive Maps: Advances in Theory, Methodologies, Tools and Applications*, pp. 1-22.
- HERES, D. R., KALLBEKKEN, S. y GALARRAGA, I. (2017). The Role of Budgetary Information in the Preference for Externality-Correcting Subsidies over Taxes: A Lab Experiment on Public Support. *Environmental and Resource Economics*, 66(1), pp. 1-15.
- HOWARTH, N., AL MUGHARIB, A., ASHDOWN, M., BERTOLI, E., DEBNATH, R., HAMILTON, I., HENROIT, P., KIM, D. y LANE, K. (2022). *Energy Efficiency 2021 – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2021>
- IDAE (2017). *Informe sintético de indicadores de eficiencia energética (2017)*. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas>
- IEA (2020). *Recommendations of the Global Commission for Urgent Action on Energy Efficiency – Analysis*. <https://www.iea.org/reports/recommendations-of-the-global-commission-for-urgent-action-on-energy-efficiency>
- JAFFE, A. B. y STAVINS, R. N. (1994). The energy-efficiency gap What does it mean? *Energy Policy*, 22(10), pp. 804-810.
- JETTER, A. J. y KOK, K. (2014). Fuzzy Cognitive Maps for futures studies – A methodological assessment of concepts and methods. *Futures*, 61, pp. 45-57.
- KALLBEKKEN, S., KROLL, S. y CHERRY, T. L. (2010). Pigouvian tax aversion and inequity aversion in the lab. *Economics Bulletin*, 30(3), pp. 1914-1921.
- KALLBEKKEN, S., KROLL, S. y CHERRY, T. L. (2011). Do you not like Pigou, or do you not understand him? Tax aversion and revenue recycling in the lab. *Journal of Environmental Economics and Management*, 62(1), pp. 53-64.
- KALLBEKKEN, S. y SÆLEN, H. (2011). Public acceptance for environmental

taxes: Self-interest, environmental and distributional concerns. *Energy Policy*, 39(5), pp. 2966-2973.

KNOBLOCH, F., POLLITT, H., CHEWPREECHA, U., LEWNEY, R., HUIJBREGTS, M. A. J. y MERCURE, J.-F. (2021). FTT:Heat – A simulation model for technological change in the European residential heating sector. *Energy Policy*, 153, p. 112249.

KOSKO, B. (1986). Fuzzy cognitive maps. *International Journal of Man-Machine Studies*, 24(1), pp. 65-75.

LINARES, P. y LABANDEIRA, X. (2010). Energy Efficiency: Economics and Policy. *Journal of Economic Surveys*, 24(3), pp. 573-592.

LÓPEZ-BERNABÉ, E., DE AYALA, A. y GALARRAGA, I. (2022). Estimating the price premium of high energy-efficient washing-machines in Spain: A hedonic approach. *BC3 Working Paper Series 2022-01. Basque Centre for Climate Change (BC3)*. https://www.bc3research.org/working_papers/view.html

LÓPEZ-BERNABÉ, E., FOUDE, S. y GALARRAGA, I. (2020). Mind the map? Mapping the academic, citizen and professional stakeholder views on buildings and heating behaviour in Spain. *Energy Research & Social Science*, 69, p. 101587.

LÓPEZ-BERNABÉ, E., FOUDE, S., LINARES, P. y GALARRAGA, I. (2021). Factors affecting energy-efficiency investment in the hotel industry: survey results from Spain. *Energy Efficiency*, 14(4), p. 41.

MARKANDYA, A., LABANDEIRA, X. y RAMOS, A. (2015). Policy Instruments to Foster Energy Efficiency. En A. ANSUATEGI, J. DELGADO, and I. GALARRAGA (eds.), *Green Energy and Efficiency: An Economic Perspective*, pp. 93-110.

MILENA, Z. R., DAINORA, G. y STANCU, A. (2008). Qualitative research methods: a comparison between focus-group and in-depth interview. *Annals of Faculty of Economics*, 4(1), pp. 1279-1283.

NAUGES, C. y WHEELER, S. A. (2017). The Complex Relationship Between Households' Climate Change Concerns and Their Water and Energy Mitigation Behaviour. *Ecological Economics*, 141, pp. 87-94.

NEWELL, R. G. y SIIKAMÄKI, J. (2014). Nudging Energy Efficiency Behavior: The Role of Information Labels. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 1(4), pp. 555-598.

PALM, J. (2009). Placing barriers to industrial energy efficiency in a social context: a discussion of lifestyle categorisation. *Energy Efficiency*, 2(3), pp. 263-270.

PATHAK, M., SLADE, R., PICHES-MADRUGA, R., ÜRGE-VORSATZ, D., R SHUKLA, P. y SKEA, J. (2022). Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>

PHILLIPS, Y. (2012). Landlords versus tenants: Information asymmetry and mismatched preferences for home energy efficiency. *Energy Policy*, 45, pp. 112-121.

RAMOS, A., GAGO, A., LABANDEIRA, X. y LINARES, P. (2015). The role of information for energy efficiency in the residential sector. *Energy Economics*, 52, pp. S17-S29.

SCHLEICH, J., DURAND, A. y BRUGGER, H. (2021). How effective are EU minimum energy performance standards and energy labels for cold appliances? *Energy Policy*, 149, p. 112069.

SCHLOMANN, B. y SCHLEICH, J. (2015). Adoption of low-cost energy efficiency measures in the tertiary sector – An empirical analysis based on energy survey data. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, pp. 1127-1133.

SHAHVI, S., MELLANDER, P.-E., JORDAN, P. y FENTON, O. (2021). A Fuzzy Cognitive Map method for integrated and participatory water governance and indicators affecting drinking water supplies. *Science of The Total Environment*, 750, p. 142193.

SHEN, J. (2008). Understanding the determinants of consumers of willingness to pay for eco-labeled products: An empirical analysis of

the China Environmental Label. *OSIPP Discussion Paper*, n.º 08E001. Osaka School of International Public Policy, Osaka University.

SISTO, R., LOPOLITO, A. y VAN VLIET, M. (2018). Stakeholder participation in planning rural development strategies: Using backcasting to support Local Action Groups in complying with CLLD requirements. *Land Use Policy*, 70, pp. 442-450.

SOLÀ, M. DEL M., DE AYALA, A., GALARRAGA, I. y ESCAPA, M. (2020). Promoting energy efficiency at household level: a literature review. *Energy Efficiency*, 14(1), p. 6.

SORMAN, A. H., GARCÍA-MUROS, X., PIZARRO-IRIZAR, C. y GONZÁLEZ-EGUINO, M. (2020). Lost (and found) in Transition: Expert stakeholder insights on low-carbon energy transitions in Spain. *Energy Research & Social Science*, 64, p. 101414.

SOVACOL, B. K. y MARTISKAINEN, M. (2020). Hot transformations: Governing rapid and deep household heating transitions in China, Denmark, Finland and the United Kingdom. *Energy Policy*, 139, p. 111330.

STADELMANN, M. y SCHUBERT, R. (2018). How Do Different Designs of Energy Labels Influence Purchases of Household Appliances? A Field Study in Switzerland. *Ecological Economics*, 144, pp. 112-123.

STARR, M. A. (2014). Qualitative and Mixed-Methods Research in Economics: Surprising Growth, Promising Future. *Journal of Economic Surveys*, 28(2), pp. 238-264.

TOLEIKYTE, A. y CARLSSON, J. (2021). *Assessment of heating and cooling related chapters of the National Energy and Climate Plans (NECPs)*. ISBN 978-92-76-30234-6, doi:10.2760/27251, JRC124024: EUR 30595 EN, Publications office of the European Union, Luxembourg, 2021.

UNFCCC (2015). *The Paris Agreement*. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

Resumen

La Misión Europea de Ciudades aprobada por la Comisión Europea en 2021 propone alcanzar al menos 100 ciudades climáticamente neutras e inteligentes antes de 2030. El propio instrumento reconoce la dificultad de alcanzar una financiación masiva y estructurada como una de las principales barreras para alcanzar este objetivo. Superarla requerirá diseñar nuevos modelos de negocio e inversión e involucrar a todos los sectores (público, privado y social) en un cambio de perspectiva: pasar del retorno a corto plazo a la obtención de múltiples beneficios a largo plazo, trabajando bajo esquemas de colaboración público-privada y alineados con la emergencia climática. Este artículo explora el diseño de un programa de rehabilitación energética masiva en España, en el contexto de una infraestructura nacional para la implementación de la misión, como un ejemplo de innovación para la transformación urbana.

Palabras clave: sostenibilidad, Neutralidad climática, Transición energética, Financiación sostenible, Rehabilitación energética.

Abstract

The European Mission for Cities adopted by the European Commission proposes to reach at least 100 climate-neutral and smart cities by 2030. The instrument recognises the need for massive and structured funding as one of the main barriers to achieving this goal. Overcoming this will require designing new business and investment models and involving all sectors (public, private, and social) in a change of perspective: moving from short-term returns to multiple long-term benefits, working under public-private partnership schemes, and aligned with the climate emergency. This article explores the design of a massive energy rehabilitation programme in Spain, in the context of a national infrastructure for the mission implementation, as an example of innovation for urban transformation.

Keywords: sustainability, climate neutrality, energy transition, sustainable finance, energy rehabilitation.

JEL classification: Q43, Q48, Q54, Q56, R31, R38, R51.

MISIÓN EUROPEA DE CIUDADES HACIA LA NEUTRALIDAD CLIMÁTICA: UNA OPORTUNIDAD PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

Julio LUMBRERAS

Valentina OQUENDO-DI COSOLA

Nayla SANIOUR

Jaime MORENO-SERNA

*Centro de Innovación en Tecnología para el Desarrollo Humano,
Universidad Politécnica de Madrid (itdUPM)*

Martín SANZ

Tomás CONDE

NWorld

Luis LÓPEZ-CÓZAR

Azentúa

I. INTRODUCCIÓN

LOS Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y las estrategias que persiguen su consecución a través de acciones prácticas, como el «Pacto Verde Europeo» (*European Green Deal*) o el programa europeo pos-COVID-19 «Recuperación y resiliencia, *Next Generation*», marcan una agenda global hacia el desarrollo sostenible que conlleva la transformación de los modelos económicos, medioambientales, sociales y de colaboración. Estas estrategias ponen de manifiesto que el cambio que necesitamos solo será posible si lo hacemos de manera concertada y en un marco multilateral que sienta las bases de un camino compartido hacia la descarbonización.

La implementación de estas agendas en Europa requerirá de una necesaria transición energética profunda en el continente, en la que las ciudades están llamadas a jugar un rol funda-

mental, puesto que agrupan a más de la mitad de la población mundial y son responsables del 65 por 100 del consumo energético y de más del 70 por 100 de las emisiones de CO₂. Además, son motores de innovación fundamentales para promover el objetivo de la neutralidad climática en la Unión Europea (UE) tanto por el impacto de las medidas de mitigación en ámbitos urbanos como la rehabilitación energética o la movilidad, como por su capacidad de actuar como centros de innovación y experimentación que lideren la acción climática.

Así, en el contexto de la transformación hacia la sostenibilidad urbana, la Unión Europea ha aprobado una misión para conseguir que 100 ciudades sean climáticamente neutras e inteligentes antes de 2030. La misión apela a todos los actores sociales para que transformen su forma de trabajar y colaboren de una manera más estrecha y continuada (Comisión Europea, 2020b; Lumbresas et al., 2021). El infor-

me del consejo de expertos que sentó las bases para el diseño de esta misión ofrece algunas ideas sobre los cambios necesarios e invita a los distintos actores a adoptar un enfoque basado en los problemas y en la colaboración multiactor, situando las políticas públicas locales en el centro de la estrategia para conseguir la neutralidad climática (Comisión Europea, 2020c). También sugiere que se adopten enfoques más flexibles y evolutivos basados en la gobernanza multinivel y multiactor, considerando que la innovación en las ciudades «no solo pertenece a la innovación basada en la tecnología, sino también a las innovaciones sociales, creativas, organizativas y financieras necesarias para transformar las ciudades» (Comisión Europea, 2020c).

Además, la urgente transformación de nuestras ciudades requerirá una movilización de recursos sin precedentes cuya activación tendría efectos colaterales positivos en la economía local, y en sectores específicos como el de la edificación que tradicionalmente se ha erigido como uno de los principales motores de la economía española. Dentro de la edificación, la rehabilitación de edificios a gran escala se considera una gran oportunidad para generar empleo por su intensidad en mano de obra especializada, en un ámbito que durante la crisis del inicio de la pasada década destruyó más de 1.600.000 empleos directos (Instituto Nacional de Estadística, 2013).

Por otra parte, incluso sin el aliciente de la Misión, la rehabilitación de edificios resulta absolutamente necesaria. En nuestro país sería necesario actuar sobre un conjunto de más de doce millones de viviendas cons-

truidas antes de 1980 (esto es, antes de las primeras normas sobre edificación), que representan casi un 55 por 100 del stock de viviendas del país (Instituto Nacional de Estadística, 2011). Viviendas con un pobre aislamiento térmico y acústico, y con prestaciones impropias de las capacidades tecnológicas y arquitectónicas que deberíamos ofrecer a los ciudadanos del siglo XXI. Estas patologías y deficiencias, por otra parte, no solo tienen implicaciones en términos de habitabilidad, sino que también suponen un pasivo para la factura energética de España. Antes de la actual crisis energética, nuestro país gastaba cada año más de 60.000 millones de euros en energía primaria, y una tercera parte de esta energía se utilizaba en los edificios (Cuchí y Sweatman, 2013). La rehabilitación de nuestro parque de viviendas, incorporando criterios de eficiencia energética, podría mejorar su rendimiento entre un 40 y un 60 por 100 por término medio; más de un 80 por 100 según otras fuentes (Cuchí y Sweatman, 2011).

Volviendo a los aspectos generales, el plan de implementación de la Misión Europea de ciudades (Comisión Europea, 2021) afirma que «para apoyar la transformación hacia la neutralidad climática, será necesario desplegar una amplia gama de instrumentos de financiación en los niveles europeo, nacional, regional y local, tanto de fuentes privadas como públicas». Así, el presupuesto inicial de la misión que la Comisión Europea está poniendo a disposición de distintos actores públicos, privados y sociales (en el entorno de 1.000 millones de euros) es solo una mínima parte de las necesidades totales, y se debería orientar

para «ayudar a las ciudades a desarrollar su acceso a la comunidad financiera en general, y en particular al Banco Europeo de Inversiones y a los mercados de capitales. Las necesidades detalladas de cada ciudad tendrán que establecerse en los planes de inversión climática de cada ciudad» (Comisión Europea, 2021). Según estimaciones de la propia Comisión, la transformación de las ciudades requerirá una movilización de más de 100.000 millones de euros de la cual el 94 por 100 de la inversión inicial se podría compensar con el rendimiento de las inversiones dentro de 30 años. Así pues, el éxito de la Misión dependerá de la capacidad de crear el marco adecuado para poder apalancar una inversión de este orden de magnitud en la que los ciudadanos, a través de sus decisiones de consumo tendrán también un papel indiscutible (Comisión Europea, 2021).

Como puede desprenderse de la estimación de la Comisión, recuperar un 94 por 100 de una inversión de 100.000 millones en un plazo de treinta años nos enfrenta a dos principales desafíos:

1. La necesidad de un volumen de financiación superior a la capacidad monetaria de las instituciones públicas siendo necesario que se incorporen actores privados.
2. Las necesidades de financiación con un retorno financiero esperado inferior a la aportación de capital requerida, no siendo posible la financiación en su totalidad a través de productos financieros tradicionales. Esto conlleva diseñar instrumentos que no solo aseguren de alguna forma la recuperación del capital apor-

tado, sino también un retorno financiero que justifique el riesgo asumido por la entidad prestadora.

Estos desafíos nos sitúan ante la necesidad de desarrollar modelos de financiación público-privados que garanticen un marco legal y regulatorio donde colaboren entidades financieras, instituciones públicas y beneficiarios finales. De este modo las entidades financieras podrán financiar parte de la cuantía final necesaria impulsados no solo por los rendimientos financieros esperados, sino también por el creciente apetito por la captación de fondos sostenibles que les garanticen su adecuación y posicionamiento ante la creciente regulación (tal como la taxonomía ambiental o los recientes requerimientos *ESG* [*environmental, social and governance*] en Pilar III).

Así, la financiación debe complementarse tanto con ayudas o partidas de carácter público cuyo retorno se verá articulado por los rendimientos indirectos o co-beneficios de los proyectos que van a llevarse a cabo (mejora de la calidad del aire, mejora de la salud de los ciudadanos, menor dependencia energética) como con la participación de beneficiarios directos de la mejora de las ciudades, como lo son la ciudadanía o las empresas de servicios.

En este marco de acción, la Misión Europea de Ciudades introduce dos instrumentos entre sus elementos clave que apuestan por dicho alineamiento de fuentes de financiación y actores: i) el plan de inversión climática ligado al plan de acción u hojas de ruta hacia la descarbonización de las ciudades, ii) la «etiqueta misión» (Comisión Europea, 2021).

A través de esta propuesta, la Comisión europea (CE) reconoce que para alcanzar la neutralidad climática será necesario que las ciudades accedan a oportunidades de financiación innovadoras y de carácter público-privado. Por ello, dentro del programa de implementación se contempla el apoyo a las ciudades en la preparación de planes de inversión hacia la neutralidad climática; la elaboración de nuevos modelos de negocio y mecanismos de financiación público-privada; y el análisis y la mitigación de los riesgos para optimizar el acceso a la financiación. Asimismo, se pretende aprovechar la oportunidad de crear sinergias con otros programas europeos a través de la «etiqueta misión», que será concedida a las ciudades seleccionadas reconociendo con ello la calidad y viabilidad de la financiación con el compromiso de la neutralidad climática, a la vez que servirá para reducir riesgo y reforzar la confianza de los inversores.

Estructurar la financiación a partir de estrategias de neutralidad climática y promover procesos de movilización y alineamiento de actores y recursos tan ambiciosos como los anteriormente señalados requerirá desarrollar un marco de estandarización de proyectos que garanticen su viabilidad, y asegurar: i) la colaboración profunda, continuada y de múltiples actores públicos, privados y sociales en torno a iniciativas interdisciplinares, generando actuaciones que cruzan y sobrepasan industrias y sectores (Austin y Seitanidi, 2012a, 2012b; Mazzucato, 2018); ii) el reconocimiento y apoyo a espacios de trabajo que articulen de manera innovadora agentes nacionales y regionales, desarrollando una función de facilitación e intermediación que gene-

re homogeneidad y condiciones de simetría (Hamann y April, 2013; Manning y Roessler, 2013; Mazzucato, 2019; Moreno-Serna et al., 2020); iii) un papel activo y central de la ciudadanía en estos espacios, pasando de receptora de acciones institucionales a agente de cambio proactivo (Mazzucato, 2019); y iv) una capacidad para asumir riesgos e introducir enfoques de planificación emergente (Lumbreras et al., 2021), incidiendo sobre puntos singulares de un sistema, en nuestro caso, el sistema de la ciudad (Hodson y Marvin, 2010).

Este artículo pretende aportar una comprensión detallada de los retos expuestos y de las posibles soluciones, es decir, la movilización masiva de financiación público-privada en el proceso de neutralidad climática de las ciudades a través de enfoques multiactor y multinivel. Para ello, además, se explora el ejemplo práctico del diseño de un plan masivo de rehabilitación energética en España en el contexto de la creación de una infraestructura nacional de despliegue de la Misión Europea de Ciudades climáticamente neutras e inteligentes.

II. FINANCIACIÓN PARA LA TRANSFORMACIÓN URBANA

1. La necesidad de financiación público-privada

Como se ha mencionado en el apartado anterior, la transformación urbana requiere de una inversión masiva. Según estudios realizados por Material Economics (2020) la transformación urbana necesaria para alcanzar ciudades climáticamente neutras requiere de una inversión de entre 10.000

y 30.000 euros por habitante en los próximos ocho años. Esto se traduce, por ejemplo, en que, para una ciudad como Madrid, de 3,5 millones de habitantes, se necesitan entre 35.000 y 105.000 millones de euros de inversión en los próximos años. Siguiendo con el ejemplo de Madrid, teniendo en cuenta que el presupuesto municipal de 2022 es de 6.161 millones de euros, se puede apreciar que es una tarea imposible de alcanzar únicamente con dinero público. Haría falta utilizar todo el dinero del presupuesto durante entre 5,7 y 17 años para alcanzar esos niveles de inversión. Además, teniendo en cuenta que del presupuesto municipal mencionado solo el 10,06 por 100 está destinado a inversiones, conduce a estimar que haría falta utilizar toda la cantidad dedicada a inversiones durante 57 o 170 años, para alcanzar las necesidades de inversión requeridas.

En el caso específico de la Misión Europea de Ciudades, Material Economics realizó el estudio económico de la implementación de la misión asumiendo la mínima inversión necesaria (en torno a 10.000 euros/habitante) para las 100 ciudades de la misión con un promedio de población media de 100.000 habitantes. Esto daba lugar a una estimación de 96.000 millones de euros para la transformación de las ciudades, de los cuales 52.000 millones de euros debían ser en rehabilitar edificios, 9.000 millones de euros en descarbonizar la generación de calor, 24.000 millones de euros en el sistema de transporte (fundamentalmente electrificando y ampliando el transporte público) y 11.000 millones de euros en la transformación de la generación eléctrica para hacerla 100

por 100 renovable. Estas inversiones llevarían asociados unos beneficios directos por el ahorro energético del orden de 90.000 millones de euros y unos cobeneficios (fundamentalmente asociados a la mejora de la calidad del aire, disminución del ruido, reducción de accidentes, y mejoras de salud asociadas a una vida más activa) de 31.000 millones de euros, lo que llevaría a unos beneficios totales de 121.000 millones de euros, dando lugar a un caso económico positivo para la transformación urbana.

De este estudio, surgen dos asuntos que queremos destacar: en primer lugar, que las inversiones han de realizarse antes de 2030, mientras que los beneficios se reciben en un período superior (hasta 2050). En segundo lugar, resolver la gran duda de quién es responsable de hacer las inversiones necesarias. El estudio de Material Economics no incluye esa estimación para el caso de la misión, pero sí se ha hecho en otras ciudades, como Madrid. En este caso, la inversión municipal necesaria sería únicamente del 6 por 100 del total, proveniendo el grueso de inversión de la ciudadanía (48 por 100) y del sector privado propietario de infraestructuras (42 por 100). El resto de la inversión (5 por 100) sería necesario que lo realizaran los operadores del transporte. Este ejemplo nos lleva a resaltar la importancia de incorporar en el diseño de los instrumentos de financiación los beneficios económicos asociados a los proyectos, pero también los cobeneficios que supone para la ciudadanía a largo plazo en el camino hacia la descarbonización de las ciudades.

Para ello, en los siguientes subapartados se plantean una serie de propuestas generales y

en la tercera sección, unas propuestas específicas para el sector de la rehabilitación energética de edificios toda vez que, como se ha comentado anteriormente, es el sector que requerirá más inversión, con unas estimaciones de inversión del 64 por 100 del total necesario para la descarbonización urbana.

2. La colaboración multiactor como catalizador

Sabemos que alcanzar la neutralidad climática en las ciudades trae consigo un «efecto multiplicador». No solo se plantea descarbonizar los modelos actuales (de consumo y producción), sino también acelerar la transición hacia una economía basada en el crecimiento sostenible. Para ello será necesario poner en marcha soluciones transformadoras desde un punto de vista social, económico y medioambiental, que se materialicen en modelos de negocio tangibles, capaces de compensar la falta de recursos públicos y de involucrar a inversores privados con distintos intereses en términos de riesgo e impacto.

En este contexto, la Administración Pública está llamada a ejercer de catalizador de recursos públicos y privados que aceleren la implementación de políticas públicas y la puesta en marcha de proyectos dirigidos a la transición hacia el desarrollo sostenible. La financiación no encontrará una senda sostenible por sí sola, se requiere de espacios estables y coherentes para el diseño e implementación de inversiones, en los cuales los Gobiernos locales garanticen que la regulación y la innovación converjan en el camino hacia la neutralidad climática de las ciudades

y territorios, y las empresas consigan situarse a la vanguardia de la inversión climática.

Conseguir 100 o más ciudades climáticamente neutras requerirá que el sector público, privado y la sociedad civil trabajen en un cambio de perspectiva: pasar del retorno a corto plazo a la obtención de resultados a largo plazo. Será imprescindible, por tanto, lograr un enfoque intersectorial, cuyo objetivo sea construir una cartera de proyectos que involucre a múltiples sectores y estimule la experimentación, la innovación, la colaboración público-privada y el desarrollo de modelos de negocio alineados con la emergencia climática.

En este sentido, se ha establecido un grupo de trabajo en España dentro del contexto de la Misión Europea de Ciudades donde participan los principales grupos bancarios españoles, la Asociación Española de la Banca y el Banco Europeo de Inversiones junto a las siete ciudades seleccionadas para la misión (Barcelona, Madrid, Sevilla, Valencia, Valladolid, Vitoria-Gasteiz y Zaragoza). El objetivo principal de este grupo consiste en establecer una red de actores públicos y privados que construyan un espacio de colaboración profunda y continuada para catalizar la financiación masiva de la transformación urbana, diseñando e implementando: nuevos modelos de negocio; modelos innovadores de financiación público-privada inspirados en las experiencias de las ciudades; y modelos de inversión de impacto sostenible.

3. La estandarización de proyectos

Dentro de este grupo de trabajo se han establecido una serie

de criterios que se plantean para que las ciudades consideren a la hora de diseñar proyectos que traccionen la transformación urbana, permitiendo unificar el lenguaje entre el sector público, privado y financiero, y aumenten su «bancabilidad». El principal objetivo de los criterios es que afloren la información necesaria para identificar vehículos financieros y de inversión aptos para los proyectos o desarrollar vehículos o instrumentos innovadores. A continuación, se muestra el primer listado de información a incluir en cada proyecto para el que se pretenda buscar financiación:

- Importe total.
- ¿Quién es el beneficiario y/o público objetivo de la iniciativa? (*ayuntamientos, personas físicas, empresas, universidades, otros*).
- ¿Cómo se espera financiar la operación? (*ayudas/subvenciones, coinversión, financiación privada con garantías públicas/privadas, emisión de deuda, otros*).
- ¿Existen garantías financieras?
- ¿Quién emite dichas garantías? (*entidad pública o privada*).
- ¿Cuál es el porcentaje de cobertura de la garantía?
- ¿El proyecto está supeditado a la obtención de ayudas para su viabilidad?
- ¿Estas ayudas ya han sido concedidas?
- ¿Cuál es el porcentaje de cobertura de las ayudas?

- ¿El proyecto ya se encuentra en marcha?
- Fecha de inicio (real o estimada).
- Plazo de implementación.
- Plazo de retorno financiero.
- Porcentaje de retorno esperado vs. desembolso capital.
- *Cash flow* esperados del proyecto.
- ¿Existe una estrategia de descarbonización definida para la totalidad de la ciudad? ¿En qué año se espera obtener esa neutralidad? Y, ¿cuánto contribuye esta iniciativa a la estrategia global de la ciudad?
- ¿Se han definido métricas de impacto ESG a nivel proyecto?
- ¿Estas métricas están alineadas con los ODS de la ONU?
- ¿Se ha realizado un análisis del alineamiento regulatorio de la iniciativa?

Este ejercicio ha dado respuesta a tres objetivos clave: en primer lugar, el aterrizaje a términos financieros y cuantificables de los proyectos de las ciudades siendo un primer paso del proceso de definición de hojas de ruta de descarbonización y su vinculación a planes de inversión. En segundo lugar, la identificación de tipologías de proyecto comunes en las ciudades participantes en la misión maximizando las sinergias entre las mismas y permitiendo la generación de iniciativas nacionales como la rehabilitación masiva de viviendas expuesta en mayor detalle en la sección tercera de este artículo. Y, por último, la evaluación de

la idoneidad de los proyectos planteados por las ciudades con instrumentos y mecanismos de financiación disponibles en la actualidad.

Durante las reuniones con las entidades financieras también ha surgido el interés de trabajar en la definición de un «sello de sostenibilidad» para los proyectos de ciudad que permita:

- Agrupar proyectos y con ello ganar escala.
- Asegurar el impacto social, económico y medioambiental y dar seguimiento a los mismos.
- Atraer otras fuentes de financiación.

Este sello se conectaría con el sello de la misión de ciudades que dará acceso prioritario a fondos europeos y a la financiación del Banco Europeo de Inversiones.

III. LA REHABILITACIÓN ENERGÉTICA MASIVA COMO UNA OPORTUNIDAD DE INNOVACIÓN

1. Contexto español

Para llevar a cabo la descarbonización y la transición energética, el sector de la edificación es crítico puesto que representa por sí solo alrededor de un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía en Europa (European Environment Agency, 2022). Abordar su descarbonización es, por tanto, un reto clave para contribuir significativamente a la reducción global de emisiones a nivel europeo. En España, las emisiones debidas al sector de la construcción se estiman en un 25 por 100 (Green Building

Council España, 2022). Esto se debe principalmente a que el parque de edificios es antiguo y energéticamente ineficiente: más del 55 por 100 fue construido antes de 1980, y el 90 por 100 de las viviendas se construyeron antes del Código Técnico de la Edificación que se aprobó en 2006; además, el 60 por 100 se construyó sin ninguna normativa de eficiencia energética (RenOnBill, 2022). Todo ello contribuye a que, a nivel nacional, muchos edificios tengan un aislamiento deficiente y que, como consecuencia, más del 10 por 100 de los hogares españoles sean incapaces de mantener su vivienda a una temperatura adecuada durante los meses de frío (RenOnBill, 2022).

Además, la mejora del parque edificado existente en España es tanto una necesidad frente a la emergencia climática global como un imperativo social para generar condiciones de vida adecuadas a nivel local. De hecho, la rehabilitación energética de edificios tiene una amplia variedad de beneficios directos y cobeneficios a largo plazo.

A escala de la vivienda y del edificio en su conjunto, no solo se mejoraría el confort térmico y la calidad del aire interior, sino que se reducirían las facturas de energía y los costes de mantenimiento, aumentando la renta disponible de los hogares. El valor de la propiedad también podría aumentar significativamente: se calcula que, tras ser rehabilitada, una propiedad de más de cincuenta años aumentaría su valor en aproximadamente un 25 por 100 (Observatorio 2030 CSCAE, 2021). A nivel de barrio, la reducción del uso de sistemas como el aire acondicionado puede contribuir a reducir el efecto isla de calor.

A mayor escala, los beneficios de la rehabilitación masiva de edificios pueden contribuir a reducir la pobreza energética y las emisiones de CO₂, pero también a fomentar el empleo. Así, la rehabilitación de edificios puede contribuir a crear un elevado número de puestos de trabajo, que abarcan desde el espectro técnico con empresas y profesionales de la construcción como arquitectos, ingenieros, aparejadores, administradores de fincas, contratistas y proveedores de materiales y equipamientos, hasta los profesionales de servicios financieros y de gestión, pasando por las labores de acompañamiento social, comunicación y coordinación en el sector público con los municipios.

En España, el ritmo anual de rehabilitación de edificios desde el año 2000 oscila en torno a las 30.000 viviendas al año (Confederación Española de Asociaciones de Fabricantes de Productos de Construcción, 2022). Para alcanzar los objetivos climáticos fijados a nivel nacional y regional en el ámbito europeo, España deberá aumentar este ritmo de forma significativa. Para ello, es importante tener en cuenta las barreras que pueden dificultar esta aceleración. La rehabilitación de un edificio es un proceso complejo cuyos pasos incluyen la coordinación de múltiples actores con sus diferentes habilidades y capacidades: el propietario o la comunidad de propietarios del inmueble, el gestor inmobiliario, el conjunto de expertos técnicos y empresas constructoras, los servicios financieros y las administraciones públicas (Observatorio 2030 CSCAE, 2021). Dada esta multiplicidad de actores, las barreras pueden ser de distinta naturaleza: legislativas y reglamentarias, fiscales y finan-

cieras, técnicas, estratégicas, etc. La complejidad del proceso requiere, por tanto, un esfuerzo de coordinación que ponga sobre la mesa las diferentes necesidades de los actores y que tenga como objetivo aportar soluciones a las barreras a la aceleración del ritmo de rehabilitación.

A continuación, se muestran las principales barreras identificadas junto a posibles actuaciones para superarlas:

- **El trabajo en silos y los distintos lenguajes entre los actores involucrados:**

El sector de la rehabilitación se enfrenta a una importante brecha de comunicación e intereses con el sector de la financiación. Esto supone una barrera que pone de manifiesto la importancia de integrar de forma transversal a todos los grupos de interés públicos y privados para trabajar conjuntamente la comprensión de las dinámicas y necesidades de la financiación de proyectos de rehabilitación, lo que a su vez supone el diseño de nuevos modelos de financiación y herramientas que permitan trabajar de forma coordinada, la agregación de proyectos que aumenten la escala de las acciones de rehabilitación, la promoción de cambios normativos y legislativos para canalizar la nueva inversión, el diseño de esquemas que aumenten el impacto de la financiación pública, entre otros.

Para conseguir establecer un lenguaje común e implementar nuevos modelos de colaboración, será necesario crear espacios con las condiciones necesarias para fomentar un diálogo permanente, no solo entre el sector privado y el público, sino que incorpore a la ciudadanía como

pieza clave de la rehabilitación, garantizando que los nuevos modelos financieros respondan a las necesidades ciudadanas y que además sean asequibles.

Posibles actuaciones:

- Establecer un espacio de colaboración continuada y profunda a nivel local que permita crear redes multiactor dirigidas a diseñar y legitimar la colaboración público-privada, y a involucrar a la ciudadanía de forma masiva, para así acelerar la transformación urbana.
- Influir en las políticas públicas para convertir la regeneración urbana y la rehabilitación energética en una prioridad de acción social de los Gobiernos y una palanca para la activación de este tipo de proyectos. En el marco de la Misión Europea de Ciudades, el contrato climático contribuirá a asegurar el compromiso de la ciudad con la implementación de las hojas de ruta hacia la descarbonización, dentro de las que la rehabilitación energética es un ámbito de actuación clave.

- **Ausencia de un marco estratégico de acción:**

En España no existe un marco estratégico de acción para realizar intervenciones masivas y conectadas en el ámbito de la rehabilitación de edificios. En otros ámbitos como la movilidad, la calidad del aire o la introducción de infraestructuras verdes en la ciudad, se ha demostrado que la implementación de estrategias marco u hojas de ruta contribuyen a definir claramente los problemas, las oportunidades, y los objetivos a los que se destinarán

los esfuerzos económicos y de gestión necesarios. Esto permite establecer una dirección clara con acciones y medidas concretas a desarrollarse en el corto, medio y largo plazo que en el contexto de la misión contribuirían a alcanzar la neutralidad climática.

Posibles actuaciones:

- Promover intervenciones integrales y sistémicas a través del diseño de carteras de proyectos conectados y diseñados a partir de criterios de habitabilidad, accesibilidad, salud, seguridad y sostenibilidad que sean escalables en el territorio y que garanticen una verdadera transformación a escala (barrio, edificio, vivienda).
- Identificar un conjunto de principios y criterios para la rehabilitación energética de las ciudades españolas que surjan del aprendizaje compartido y la experimentación. Esto puede materializarse en el diseño de un pliego de condiciones para la rehabilitación, en el que se dé un marco jurídico y se legitimen nuevos modelos de colaboración público-privada necesarios para acelerar la implementación de este tipo de proyectos.

- **Fragmentación de la financiación y necesidad de apoyo:**

Habitualmente, las rehabilitaciones de edificios se han llevado a cabo con los ahorros de los propietarios, lo que ha supuesto que el elevado coste inicial de las intervenciones sea inasumible para la mayoría de la población. Aunque recientemente se han puesto a disposición subvenciones públicas para proyectos de rehabilitación y pueden ser

de gran utilidad para los hogares con menores ingresos, solo son suficientes para una parte de la población y no pueden utilizarse para captar una mayor fracción del mercado. Estas subvenciones también conllevan el riesgo de tener *free-riders*, es decir, beneficiarios que podrían haber ejecutado sus proyectos incluso sin acceso a las subvenciones. Por otro lado, aunque se han implementado algunos incentivos fiscales por parte del Gobierno, como por ejemplo las reducciones de impuestos para propietarios que hayan ejecutado obras de rehabilitación, siguen siendo acciones fragmentadas y limitadas a actuaciones puntuales y aisladas. Por parte de las entidades financieras privadas, generalmente ha habido pocos productos de financiación disponibles en los bancos comerciales para la rehabilitación energética en edificios. Los instrumentos de financiación típicos, como los préstamos y los créditos, se suelen ofrecer con tipos de interés elevados, ya que se asimilan a préstamos personales y, por tanto, la identificación de los riesgos se realiza en base a la capacidad de adquisición y ahorro de los clientes y no tanto al uso o beneficios que deparará la misma.

Por otro lado, la organización de los procesos de financiación entre propietarios y arrendatarios también supone un importante obstáculo, ya que a menudo hay intereses divididos entre los residentes de un edificio que podrían beneficiarse de la renovación, y los propios propietarios, que pueden no tener ningún incentivo para rehabilitar las viviendas en beneficio exclusivo de los inquilinos mientras asumen ellos mismos los costes y los riesgos. Además, la rehabilitación a escala de edificio, mucho más efectiva

que a escala de vivienda individual para un edificio plurifamiliar, requiere la coordinación y el consenso de varios propietarios dentro de una comunidad de vecinos, lo que hace más complejos los trámites de financiación y la asunción de riesgos.

Posibles actuaciones:

- Diseñar mecanismos innovadores de financiación público-privada inspirados en la experiencia de las ciudades para contribuir a desbloquear la barrera de la financiación. Una herramienta clave en el marco de la Misión Europea de Ciudades será el desarrollo de los planes de inversión climática (*climate investment plans*), que estarán estrechamente vinculados a las hojas de ruta hacia la descarbonización y que contribuirán a estimar el coste de la descarbonización de los distintos sectores (movilidad, energía, residuos, etc.) y el tipo de instrumentos necesarios para conseguir pagarlo.
- Nuevos instrumentos financieros y enfoques de financiación combinada dirigidos a una diversidad de situaciones de hogares y rentas.

• **Escasa demanda social:**

La rehabilitación energética de edificios es un proceso de naturaleza multiactor. Entre los involucrados se encuentran, fundamentalmente, el propietario o la comunidad de vecinos del edificio, que deben tomar la iniciativa de rehabilitar sus viviendas y tomar decisiones a lo largo del proceso. Esta toma de decisiones debe estar fundamentada en el asesoramiento de profesionales del sector de la construcción y de

la energía, así como de entidades financieras. Ante esto, la barrera se encuentra en la fragmentación y acceso a la información. Esta complejidad puede condicionar tanto la toma de decisiones e impedir que se llegue a un consenso entre la comunidad de vecinos en cuanto a las implicaciones técnicas y financieras como el equilibrio coste-beneficio de la obra de rehabilitación. Además, considerando que las obras requieren la aprobación de las administraciones locales, los propietarios también tienen que gestionar los requisitos y licencias a través de procesos burocráticos a menudo complejos. Con una gran variedad de factores para tener en cuenta, los propietarios se pueden encontrar desorientados y no saber a dónde acudir para recibir un asesoramiento adecuado que aborde todas sus necesidades y dudas respecto al proceso en su conjunto.

Si bien es cierto que la rehabilitación de edificios tiene beneficios evidentes, la ciudadanía sigue teniendo un conocimiento limitado de los mismos. Las rehabilitaciones energéticas tienen como objetivo principal reducir la demanda de energía y hacer más eficientes los sistemas energéticos, como la calefacción y la refrigeración, pero aprovechar la oportunidad de una rehabilitación energética para realizar una renovación profunda puede además mejorar significativamente las condiciones generales de habitabilidad de una vivienda. Más allá de mejorar el confort térmico y reducir la factura energética, las renovaciones pueden mejorar la calidad del aire, el confort acústico y la accesibilidad, así como aumentar el valor de la propiedad. La cuestión es que

la mayoría de estos cambios son poco conocidos por el público en general porque sus efectos no son inmediatamente perceptibles o valorados, y su impacto se ve/se refleja a largo plazo. Es más, vivir en una vivienda ineficiente es en realidad perjudicial para la salud, pero la mayoría de la gente no asocia las buenas prestaciones de una vivienda con el bienestar. Todo esto se traduce en una escasa demanda de renovación, ya que la gente se ve obstaculizada por el coste inicial y no es consciente de la amplia gama de beneficios.

Posibles actuaciones:

- Desarrollar un sistema de gobernanza y participación ciudadana que contribuya a activar la demanda de una forma ágil. En este sentido, la propuesta de establecer oficinas de barrio que ofrezcan un servicio de orientación y acompañamiento a la ciudadanía, se convierte en una pieza fundamental para fortalecer la dimensión social de la rehabilitación energética.
- Comunicación y sensibilización de la ciudadanía sobre el valor de la rehabilitación de edificios y los canales adecuados para conseguirla.

2. Programa de rehabilitación energética masiva en el marco de la Misión Europea de Ciudades

En ese contexto, el «Programa de rehabilitación energética masiva en ciudades españolas» es un programa integral que se desarrolla en el marco de la Misión Europea de Ciudades en España para contribuir al aumento significativo de las tasas de renovación

de edificios y ofrecer un impacto positivo para los residentes, con una visión holística que aporte cobeneficios a escala de barrio y de ciudad. Para lograrlo, el programa está diseñado con un enfoque multiactor que promueve una estrecha colaboración entre todos los sectores: ayuntamientos, entidades financieras, empresas, universidades y centros tecnológicos, y la sociedad civil. El objetivo principal es lograr la rehabilitación de 100.000 viviendas al año en ocho ciudades españolas (Barcelona, Madrid, Sevilla, Soria, Valencia, Valladolid, Vitoria, Zaragoza), siete de las cuales han sido seleccionadas en 2021 por la Comisión Europea para la misión de lograr 100 ciudades climáticamente neutrales e inteligentes antes de 2030. Actualmente, la media anual de rehabilitación en España es de 20.000 viviendas, lo que supone un gran salto de escala.

Teniendo en cuenta la complejidad de los procesos de rehabilitación y la urgente necesidad de escalarlos, el programa se estructura a partir de una hoja de ruta que orienta el trabajo en fases evolutivas. Esta hoja de ruta tiene como objetivo principal orientar a las administraciones públicas y resto de actores, en la toma de decisiones necesarias para coordinar el trabajo a escala de ciudad. La hoja de ruta deberá ser adaptada a cada ciudad, teniendo en cuenta el trabajo ya realizado, el conjunto de actores implicados a nivel local, así como los obstáculos propios de su contexto.

La hoja de ruta del programa sugiere las siguientes cuatro fases principales:

1. Diagnóstico de la ciudad.
2. Definición de la estrategia de intervención.
3. Estructuración y puesta en marcha de los servicios financieros.
4. Diseño y puesta en marcha de las oficinas de barrio.

Además, se desarrollarán dos fases de forma continua a lo largo del proceso, las cuales consisten en: i) la identificación de los actores implicados en cada una de las fases y que forman parte de los ecosistemas de actores locales de cada ciudad; y ii) la identificación de las barreras propias del contexto. A continuación, se detallan las fases propuestas en esta hoja de ruta.

Fase 1: Diagnóstico de la ciudad

A pesar de que el programa pretende ser masivo, será importante reducir el alcance de la intervención al principio, con el fin de asignar los esfuerzos y recursos iniciales en las áreas prioritarias. Estas zonas son aquellas que se consideren vulnerables en términos energéticos, nivel de renta o de condiciones de la edificación. Teniendo esto en cuenta, la primera fase del programa consiste en realizar un diagnóstico a nivel de ciudad para determinar estas áreas de intervención. Para ello se tendrá en cuenta una serie de factores, cruzando los datos disponibles proporcionados por la ciudad y otras fuentes para categorizar las viviendas según sus características energéticas y su perfil socioeconómico. Estos factores incluirán:

- Uso dotacional (viviendas, servicios, equipamientos municipales, etc.).

- Régimen de tenencia (propiedad, alquiler, etc.).
- Tipo de unidad familiar (unifamiliar, comunidad de propietarios, servicios, etc.).
- Etiqueta energética.
- Indicadores de pobreza energética.
- Perfil demográfico.
- Perfil socioeconómico.
- Posibilidades de intervención.
- Recursos energéticos disponibles (energía solar o geotérmica, agua, calor del subsuelo, etc.).

Esta fase inicial también puede apoyarse en procesos participativos que incluyan una diversidad de actores, desde ciudadanos y representantes de la comunidad, como asociaciones de vecinos o comunidades de propietarios, hasta empresas de servicios energéticos y expertos técnicos. Estos procesos contribuirían a definir las necesidades y demandas reales de las zonas donde se va a intervenir.

Fase 2: Definición de la estrategia de intervención

El diagnóstico es un paso necesario para comprender el contexto existente y las necesidades de las ciudades, y es un peldaño para la siguiente fase, que consiste en definir la estrategia de intervención de los ayuntamientos. Además de determinar las áreas de intervención basadas en el diagnóstico, cada ciudad debe evaluar su propio camino hacia el objetivo general de lograr la descarbonización del parque edificado, y el objetivo específico de aumentar su tasa de reha-

bilitación de edificios, con tres horizontes temporales: a corto, medio y largo plazo.

A largo plazo, las ciudades deberán establecer una estrategia de intervención integral que contribuya a alcanzar emisiones casi neutras de todo el parque de edificios en 2030. Para conseguirlo, a medio plazo, cada ciudad tendrá que establecer su propia estrategia que guíe el trabajo desde el corto al largo plazo siguiendo una evolución exponencial o lineal, dependiendo de sus características. Se pretende que la planificación estratégica de la rehabilitación responda a lo siguiente:

- *Un corto plazo* en el que se planifiquen y pongan en marcha las primeras intervenciones integrales en barrios.
- *Un medio plazo* en el que se trabaje en la definición de una hoja de ruta compuesta por una serie de acciones coordinadas con una visión integral de ciudad.
- *Un largo plazo* en el que se logre desarrollar e implementar un plan de intervención que contribuya a alcanzar la neutralidad climática en 2030.

El programa también propone objetivos transversales, que incluyen la incorporación de actores estratégicos a la conversación de acuerdo a los contextos específicos de cada ciudad, así como proporcionar la formación y capacitaciones necesarias para la mano de obra que se necesitará para implementar en el programa, como los expertos técnicos y financieros. Ambos objetivos transversales abordan barreras críticas para la ampliación eficiente del programa.

Fase 3: Estructuración y puesta en marcha de los servicios financieros

El desarrollo de nuevos esquemas de financiación es esencial para desplegar el programa. Si bien es cierto que los Gobiernos locales en España van a recibir, previsiblemente, grandes cantidades de fondos de reactivación pospandemia de la Unión Europea, a través de los Fondos *Next Generation*, y aunque estos fondos podrían servir para poner en marcha proyectos piloto, no serán suficientes para dar respuesta a la demanda de rehabilitación que está por venir. Por ello, más allá de los fondos públicos en forma de ayudas y subvenciones, es necesario desarrollar también instrumentos financieros innovadores que incluyan al sector privado.

Por su naturaleza, los proyectos de rehabilitación de edificios requieren instrumentos de financiación público-privada. Los principales retos en la financiación de los proyectos de rehabilitación son, por un lado, el importante coste inicial que se suele imponer al residente o propietario del inmueble, y por otro, el riesgo de impago que perciben las entidades de financiación, como los bancos comerciales. Los instrumentos financieros deben mediar entre las necesidades de ambas partes y proponer formas innovadoras de generar demanda, reducir el riesgo y facilitar el acceso a un servicio de calidad de forma relativamente asequible y atractiva para los residentes y propietarios. Estos instrumentos pueden incluir los tradicionales y establecidos, como los préstamos, las líneas de crédito, los incentivos fiscales y tributarios, así como los emergentes e innovadores, como

la financiación de la factura y los contratos de rendimiento energético, entre otros.

Fase 4: Diseño y puesta en marcha de las oficinas de barrio

Tras diseñar la estrategia general y los esquemas financieros adecuados, la última fase consiste en la implementación de proyectos multitud de rehabilitación energética. Uno de los principales obstáculos para la ejecución de los proyectos es la fragmentación del mercado de la rehabilitación entre expertos técnicos, empresas de construcción, servicios financieros y Administración Pública. Además, los complejos procesos burocráticos para conseguir los resultados deseados son también un gran impedimento para los ciudadanos. Para ello, el programa sugiere la puesta en marcha de oficinas de barrio, que serán espacios que se dedicarán a acompañar a los residentes y propietarios que desean emprender obras de rehabilitación en todas las fases del proceso, y apoyarles en la propuesta de soluciones adaptadas a sus necesidades. Las oficinas de barrio se encargan de la gestión de los proyectos de forma ágil, asegurando la adecuada participación de todas las partes interesadas. Más allá de la prestación de servicios directos, las oficinas también pretenden dar a conocer el programa a los ciudadanos y generar una nueva demanda de proyectos de rehabilitación, en particular para personas que antes no se habían planteado hacerlo, ya sea por falta de información o por otros impedimentos, como las barreras financieras.

Estas oficinas de barrio están también complementadas por la

figura del agente rehabilitador, una figura clave en la gestión y canalización de los fondos europeos hacia las comunidades de propietarios, dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia que propone el Gobierno de España. Esta figura que lleva a cabo la gestión integral de rehabilitación incluida la gestión, coordinación y tramitación de ayudas públicas para la rehabilitación de viviendas se considera una de las piezas clave de las oficinas de barrio. Será un rol ejercido bien sea por una empresa de servicios energéticos, empresa de la construcción o gestoría que centralice en una sola persona, física o jurídica, las distintas tareas relativas al proyecto de rehabilitación. Con esto se pretende simplificar y agilizar el proceso de solicitud de ayudas públicas ante las comunidades autónomas y lograr obras realmente efectivas.

IV. CONCLUSIONES

1. Las agendas globales (Objetivos de Desarrollo Sostenible y Acuerdo de París) y europea (Pacto Verde Europeo) requieren instrumentos innovadores que aceleren su implementación y catalicen la transición energética. Uno de ellos es la Misión Europea de Ciudades que pretende que, al menos, 100 ciudades europeas sean climáticamente neutrales e inteligentes antes de 2030 convirtiéndose, además, en centros de innovación y experimentación que lideren la acción climática en Europa y en el mundo.
2. La misión incluye la necesidad de llevar a cabo una colaboración profunda, continuada y de múltiples actores públicos, privados y sociales. Dicha

colaboración se debe articular en torno a iniciativas interdisciplinarias y en espacios de trabajo donde se orqueste de manera innovadora a agentes europeos, nacionales, regionales y locales.

3. Además, la implementación de la misión requiere de una inversión masiva que puede llegar a alcanzar los 30.000 euros/habitante y donde la parte de inversión pública no llega a ser más del 10 por 100 del total. El grueso de la inversión es privada, de la ciudadanía o de los propietarios de los activos urbanos. Así, para movilizar la inversión necesaria para la transformación se requiere incorporar criterios financieros en los proyectos públicos y desarrollar nuevos instrumentos financieros y modelos de negocio.
4. En particular, el sector de la rehabilitación energética de edificios es crítico para alcanzar la neutralidad climática toda vez que supone un 25 por 100 de las emisiones de gases de efecto invernadero y genera unos cobeneficios que permiten convertir las urbes en espacios más sostenibles, saludables, equitativos y justos.
5. Para aumentar la escala de las intervenciones de rehabilitación energética en las ciudades es imprescindible la mencionada colaboración público-privada-social donde se da un papel activo y central a la ciudadanía, que debe pasar de ser receptora de acciones institucionales a convertirse en agentes de cambio proactivo.
6. De este modo, se plantea en España y en el marco de

la misión europea de ciudades, un programa de rehabilitación energética masiva en ciudades españolas que, desde una perspectiva holística, contempla los cobeneficios ambientales, sociales y económicos de la rehabilitación. Dicho programa propone la rehabilitación masiva de 100.000 viviendas en las siete ciudades españolas de la misión a través de un modelo de intervención compartido, estructurado en cuatro fases, que permite superar las barreras asociadas a la rehabilitación de forma coordinada y aumentando la eficiencia de las actuaciones. Así, también, se generarán economías de escala y se reducirá el riesgo a la inversión privada.

7. El programa es tan solo parte de los esfuerzos que el sector de la construcción debe realizar para garantizar su descarbonización efectiva hacia 2030. Aunque las mejoras en la construcción y las instalaciones de los edificios existentes pueden reducir las emisiones directas de gases de efecto invernadero producidas en la fase de funcionamiento del edificio, estas emisiones son solo una parte de la problemática. De hecho, más allá de estas emisiones directas, hay que tener en cuenta el carbono incorporado en los edificios: desde mucho antes de la construcción, al principio del ciclo de vida, con el suministro de materias primas, la fabricación y el transporte, hasta el propio proceso de construcción, así como el mantenimiento y las reparaciones, hasta la demolición, la eliminación o el reciclaje de los materiales al final del ciclo de vida.

BIBLIOGRAFÍA

- AUSTIN, J. E. y SEITANIDI, M. M. (2012a). Collaborative value creation: A review of partnering between nonprofits and businesses: Part 1. Value creation spectrum and collaboration stages. *Nonprofit and Voluntary Sector Quarterly*, 41, pp. 726-758.
- AUSTIN, J. E. y SEITANIDI, M. M. (2012b). Collaborative value creation: A review of partnering between nonprofits and businesses. Part 2: Partnership processes and outcomes. *Nonprofit and Voluntary Sector Quarterly*, 41, pp. 929-968.
- COMISIÓN EUROPEA (2020a). *Pacto Verde Europeo*. <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>
- COMISIÓN EUROPEA (2020b). *Developments and forecasts on continuing urbanization*. https://ec.europa.eu/knowledge4policy/foresight/topic/continuing-urbanisation/developments-y-forecasts-on-continuing-urbanisation_en
- COMISIÓN EUROPEA (2020c). *100 climate-neutral cities by 2030 - by and for the citizens: report of the mission board for climate-neutral and smart cities*. https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/research_y_innovation/funding/documents/ec_rtd_mission-board-report-climate-neutral-y-smart-cities.pdf
- COMISIÓN EUROPEA (2021). *European missions. 100 climate-neutral and smart cities by 2030. Implementation plan*. https://ec.europa.eu/info/files/eu-mission-climate-neutral-y-smart-cities-implementation-plan_en
- CONFEDERACIÓN ESPAÑOLA DE ASOCIACIONES DE FABRICANTES DE PRODUCTOS DE CONSTRUCCIÓN (2022). *Informe coyuntura económica CEPCO*. http://www.cepcos.es/Uploads/docs/Informe_Coyuntura_CEPCO_Abril_2022.pdf
- CUCHÍ, A. y SWEATMAN, P. (2011). *Informe GTR 2012: Una visión-país para el sector de la edificación en España. Plan de acción para un nuevo sector de la vivienda*. https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/18610/informe_gtr_2012.pdf?sequence=1
- CUCHÍ, A. y SWEATMAN, P. (2013). *Informe GTR 2014: Estrategia para la rehabilitación. Claves para transformar el sector de la edificación en España*. https://gbce.es/archivos/ckfinderfiles/GTR/Informe_por_10020GTR_por_100202014.pdf
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY (2022). *Greenhouse gas emissions from energy use in buildings in Europe*. <https://www.eea.europa.eu/data-y-maps/indicators/greenhouse-gas-emissions-from-energy/assessment>
- GREEN BUILDING COUNCIL ESPAÑA (2022). *Hoja de ruta para la descarbonización de la edificación en todo su ciclo de vida*. https://gbce.es/wp-content/uploads/2022/02/BuildingLife_Hoja-de-Ruta-para-la-Descarbonización_por_100CC_por_10081n-de-la-Edificación_por_100CC_por_10081n.pdf
- HAMANN, R. y APRIL, K. (2013). On the role and capabilities of collaborative intermediary organizations in urban sustainability transitions. *Journal of Cleaner Production*, 50, pp. 12-21.
- HODSON, M. y MARVIN, S. (2010). Can cities shape socio-technical transitions and how would we know if they were? *Research Policy*, 39(4), pp. 477-485.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (2011). *Censo de Población y Viviendas*. Obtenido de: www.ine.es
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (2013). *Encuesta de Población Activa (EPA)*. Obtenido de: www.ine.es
- LUMBRERAS MARTÍN, J., MORENO-SERNA, J., SÁNCHEZ-CHAPARR, T. y MATAIX ALDEANUEVA, C. (2021). *Metrópolis y sostenibilidad. La perspectiva del Green Deal y la misión europea de ciudades climáticamente neutras*. *ICE, Revista de Economía*, 920. <https://doi.org/10.32796/ice.2021.920.7210>
- MANNING, S. y ROESSLER, D. (2013). The formation of cross-sector development partnerships: how bridging agents shape project agendas and longer-term alliances. *Journal of Business Ethics*, 123, pp. 527-547. <https://doi.org/10.1007/s10551-013-1853-5>
- MATERIAL ECONOMICS (2020). *Understanding the economic case for decarbonising cities: Why economic case analysis*

for city decarbonisation is crucial. https://materialeconomics.com/latest-updates/understanding-the-economic-case-for-decarbonizing-cities MAZZUCATO, M. (2018). <i>Mission-oriented research & innovation in the European Union</i>. European Commission. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/mazzucato_report_2018.pdf MAZZUCATO, M. (2019). <i>Governing missions in the European Union</i>. Independent expert report. https://	ec.europa.eu/info/sites/default/files/research_y_innovation/contact/documents/ec_rtd_mazzucato-report-issue2_072019.pdf MORENO-SERNA, J., PURCELL, W. M., SÁNCHEZ-CHAPARRO, T., SOBERON, M., LUMBRERAS, J. y MATAIX, C. (2020). Catalyzing transformational partnerships for the SDGs: Effectiveness and impact of the multi-stakeholder initiative El Día Después. <i>Sustainability</i>, 12(17), 7189. https://doi.org/10.3390/su12177189	OBSERVATORIO 2030 CSCAE (2021). <i>Guía ciudadana de impulso a la rehabilitación</i>. http://www.observatorio2030.com/sites/default/files/2021-11/Guía por 100CC por 10081a por 10020Ciudadana por 10020Rehabilitación por 100CC por 10081n_DIGITAL.pdf RENONBILL (2022). <i>The residential building sector in Spain factsheet</i>. https://storage.googleapis.com/renonbill-website.appspot.com/image/multimedia/16_12_2020_12_25/RENONBILL por 10020FACTSHEET por 10020SPAIN_05.pdf
---	--	--

Resumen

En este artículo se pone el foco en la necesidad de hacer una transición justa, que contemple desde el principio los costes sociales y que articule políticas para acompañar a los colectivos que, de entrada, van a sufrir pérdidas significativas o que creen que van a sufrir pérdidas significativas por el proceso de transición energética. Se profundiza en tres de los grandes temas para la transición justa: la pobreza energética, la rehabilitación de viviendas y las comunidades energéticas locales, realizando para cada uno un diagnóstico, haciendo propuestas e indicando las oportunidades que suponen en la transición..

Palabras clave: transición energética justa, pobreza energética, rehabilitación energética de viviendas, comunidades energéticas.

Abstract

This article focuses on the need for a just transition that, since its very beginning, takes into account its possible social costs and therefore articulates policies to support groups that will suffer significant losses or who believe they will suffer significant losses from the energy transition process. It studies three of the major themes necessary for a just transition: energy poverty, housing renovation and local energy communities, making a diagnosis for each one, proposals and the opportunities each one represents in this transition..

Keywords: just energy transition, energy poverty, housing renovation, energy communities..

JEL classification: Q01, Q40, Q41, Q48.

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEBE SER JUSTA: TRES GRANDES TEMAS

Víctor VIÑUALES EDO

Cecilia FORONDA DÍEZ

Carlos PESQUÉ CASTILLO

Javier TOBÍAS GONZÁLEZ

Fundación Ecología y Desarrollo (ECODES)

I. INTRODUCCIÓN

YA se intuía por muchos que contar los kilovatios para organizar la transición no bastaba. Lo que está pasando, de forma más acusada a partir de la guerra en Ucrania, prueba que hay que contar más cosas. Hay que contar, sobre todo, con los daños sociales que la transición energética comporta.

Vimos desde la frontera como una imposición al diésel fracasó en Francia porque la sociedad, o sectores significativos de la misma, no entendió la bondad de la propuesta. Los chalecos amarillos se han convertido en un símbolo que recuerdan a los que se manejan mejor con lo contable que con lo incontable, que la ecuación a resolver para realizar una exitosa transición energética es muy compleja. Y es compleja porque hay que resolver, a la vez, varios problemas entrelazados. La transición energética exige:

- Sustituir los combustibles fósiles por energías renovables.
- Realizar una revolución de la eficiencia energética y el ahorro.
- Que se arbitren políticas efectivas de compensación para evitar que los sectores más

vulnerables carguen con todo el daño que esos cambios tecnológicos, normativos y económicos comportan. La transición debe ser justa y debe ser vista como justa por la ciudadanía.

- Que se logre seducir a la mayoría de la población para que protagonice el cambio de hábitos, para que asuma como propio el futuro que ha aprobado la comunidad internacional y la Unión Europea (UE).

Para complicar la resolución de esta compleja ecuación se trata, además, de hacerlo en muy poco tiempo: los científicos del clima nos dicen que debemos reducir a la mitad nuestras emisiones para el año 2030. Ha habido mucha procrastinación para adoptar medidas efectivas para combatir el cambio climático. El pasado mes de junio se celebró la conmemoración del 50 aniversario de la Cumbre de Estocolmo y este año también se conmemora el 30 aniversario de la Cumbre de Río de Janeiro.

Son muchos años perdidos y ahora la emergencia climática nos obliga a hacer mucho en poco tiempo. Eso está generando, empleando una metáfora del mundo aeronáutico, turbulencias por «descender» muy rápido

hacia la estación término: una economía neutra en carbono.

Por otra parte, el contexto en el que esta tarea hercúlea debe desarrollarse la hace más difícil:

- El cortoplacismo electoral está muy generalizado: con mucha frecuencia los Gobiernos tienden a retrasar la adopción de medidas que pueden dañar sus expectativas electorales.
- Las grandes empresas y los inversores suelen estar muy preocupados por sus resultados bursátiles a corto plazo.
- La guerra en Ucrania ha desestabilizado los mercados energéticos, provocando tensiones de aprovisionamiento y acelerando la inflación en muchos lugares del planeta.
- La combinación de crisis energética, problemas con los cereales y fertilizantes de Ucrania y Rusia y la reiteración de fenómenos climáticos extremos está provocando un aumento de las hambrunas en distintas zonas del planeta.

No, no va a ser fácil resolver exitosamente la gran ecuación de la transición energética en este contexto tan enmarañado.

En este artículo ponemos el foco en la necesidad de hacer una transición justa, que contemple desde el principio los costes sociales de la transición y que articule políticas para acompañar a los colectivos que, de entrada, van a sufrir pérdidas significativas o que creen que van a sufrir pérdidas significativas por el proceso de transición energética.

Veamos, brevemente, un ejemplo. Hay muchos proyectos

de implantación de parques solares o eólicos en el territorio con contestación social y/o judicial. Muchos de ellos se producen, seguro, por mala gestión de los promotores o por falta de gestión de las administraciones públicas competentes. Pero otros conflictos se podrían evitar si las administraciones competentes hubieran promovido que la población entienda el porqué y el para qué del desarrollo de las renovables. No es comprensible que se gasten miles de millones de dólares en instalar paneles o molinos en las provincias de España, en «el *hardware*» de la transición, y no se invierta prácticamente ningún recurso económico en explicar el porqué y el para qué de esas instalaciones. Es decir: no se está invirtiendo en «el *software*» de la transición. Muchos de los colectivos que cuestionan el desarrollo de las renovables sufren daños ciertos y otros no entienden bien los beneficios del proceso. La resultante última es el freno social al desarrollo de las energías renovables.

Veamos otro caso. La subida de los carburantes fósiles es buena para la transición energética y es mala a corto plazo para los sectores de la población más vulnerables que no pueden absorber esta subida tan pronunciada y en tan poco tiempo.

Esta situación ha provocado que varios países hayan caminado en sentido contrario a la transición energética y hayan vuelto a «resubvencionar» los combustibles fósiles. Y lo han hecho para el conjunto de la población. Entre esos países está España. Otros países han circunscrito esas ayudas a los sectores más vulnerables, como un mecanismo de compensación social. Esa es la línea del Fondo Social del Clima.

Decíamos antes que había que resolver una ecuación difícil, pero la solución para afrontar las dificultades que tenemos –y las que vendrán– no es renunciar a realizar la transición energética. La transición energética es NECESARIA Y URGENTE. El gran tema es cómo hacerla para minimizar los daños a la ciudadanía más vulnerable. La alternativa no puede ser pararse. Dejar de caminar. Retroceder. Los daños de no hacer la transición energética son mucho mayores que los daños que se derivan de hacerla. Y, como ocurre con frecuencia en los casos de las enfermedades humanas más graves, cuanto más tarde actuemos, peor será el pronóstico para nuestra economía, para nuestra salud y para nuestro bienestar.

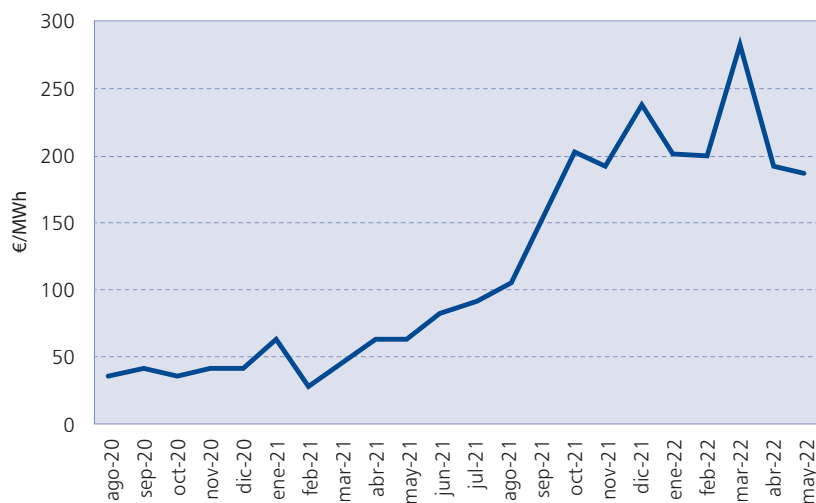
Los cirujanos siempre están en la valoración del mal menor. Esa es la situación que estamos viviendo. El mal menor es realizar lo antes posible la transición energética por el bien de los millones de personas que habitamos este planeta y por los millones y millones de nuestros descendientes. Es decir: de los hijos de nuestros hijos.

A continuación, profundizamos en tres de los grandes temas de la transición justa: la pobreza energética, la rehabilitación de viviendas sin dejar a nadie atrás y el desarrollo de las comunidades energéticas locales.

II. LA REFORMA DEL MERCADO ENERGÉTICO Y LAS MEDIDAS DE PROTECCIÓN A LAS FAMILIAS EN POBREZA ENERGÉTICA

Como se ha demostrado en la pandemia y en las recientes olas de frío y calor, la energía es un

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO
MAYORISTA



Fuente: Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

bien básico de primera necesidad por lo que es necesario garantizar el acceso a una energía limpia y asequible para todas las personas como enuncia el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7. De alguna forma, tanto nuestra Constitución, que reconoce el derecho a una vivienda digna, que no lo es sin energía, como la comunidad internacional, nos señalan con claridad que, en el fondo, la energía es un nuevo derecho humano.

Desde mediados de 2021, la escalada del precio de la energía, tanto del gas como de la electricidad, ha sido imparable. Pero desde el estallido de la guerra de Ucrania todos los récords han sido pulverizados y la previsión es que el aumento continúe hasta, al menos, 2023 (Euroactive, 2022). Esta volatilidad de precios de la energía han llevado a la inflación española a su nivel más alto en 37 años, con más de un 8 por 100 en mayo de 2022 (INE, 2022), aumentando la presión sobre los hogares, especial-

mente, los que se encuentran en situación de pobreza energética, y las empresas, fundamentalmente autónomos y pymes.

La crisis de precios puede poner en riesgo la electrificación de la demanda energética con fuentes de energías renovables que, junto con la eficiencia energética, son los pilares para hacer frente a la emergencia climática y lograr los objetivos de descarbonización que marca la Ley española de cambio climático: 23 por 100 de reducción de emisiones respecto a 1990 en 2030 y la neutralidad de carbono en 2050 (MITERD, 2021a). Por lo tanto, es necesario llevar a cabo una reforma del sistema eléctrico y de la conformación de nuestra factura, que facilite y permita la aceptación cultural de la electrificación. Además, se deben establecer nuevas medidas para la protección de los colectivos en situación de pobreza energética y priorizarles en las ayudas de rehabilitación energética de

viviendas y el autoconsumo para garantizar que la transición a un modelo descarbonizado no deje a nadie atrás.

Sin olvidar que «lo eléctrico» es una parte de un todo mucho más amplio: la energía global que consumimos. En su mayor parte todavía somos muy dependientes de los combustibles fósiles. Y en esta década deberíamos, como nos dicen los científicos del clima, reducir a la mitad nuestras emisiones de gases de efecto invernadero.

DIAGNÓSTICO: La pobreza energética en España

La pobreza energética es la situación en la que se encuentra un hogar en el que no pueden ser satisfechas las necesidades básicas de suministros de energía, como consecuencia de un nivel de ingresos insuficiente y que, en su caso, puede verse agravada por disponer de una vivienda ineficiente en energía (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico-MITERD, 2019). Esta situación provoca, entre otros, problemas de salud, especialmente en personas ancianas e infancia, al no poder mantener su vivienda a una temperatura adecuada. Este problema afecta también directamente a su economía doméstica, al tener que destinar una cantidad elevada de sus ingresos al pago de las facturas de energía teniendo que detraerlo de otras necesidades como pueden ser la alimentación, y también impacta en la educación infantil, ya que en ocasiones los hogares no reúnen condiciones para el estudio, como puede ser una iluminación o temperatura adecuada.

En 2020 esta situación afectaba a más de tres millones de ho-

CUADRO N.º 1

INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

INDICADOR PRIMARIO	2017	2018	2019	2020
Gasto desproporcionado 2M ¹ (% hogares)	17,3	16,9	16,7	16,8
Pobreza energética escondida HEP ² (% hogares)	10,7	11,0	10,6	10,3
Temperatura inadecuada en la vivienda en invierno ³ (% población)	8,0	9,1	7,6	10,9
Retraso en pago de facturas de suministros de la vivienda ⁴ (% población)	7,4	7,2	6,6	9,6

Fuente: MITERD (2021).

gares españoles (MITERD, 2021b) con un aumento de casi un 22 por 100 de media en todos los indicadores llegando a casi el 45 por 100 de incremento en el indicador que mide la población que no puede mantener su casa a una temperatura adecuada en invierno y la que se retrasa en el pago de sus facturas. Estas cifras responden claramente al impacto que el COVID-19 ha tenido en el empeoramiento de las condiciones de vida de los hogares españoles.

No obstante, es importante destacar que estos indicadores no reflejan el impacto de la escalada de los precios de la energía que arrancó en 2021. Por tanto, a fecha de hoy, es muy probable que el número de hogares en situación de pobreza energética sea mayor, ya que en España alrededor del 40 por 100 de los consumidores domésticos tiene tarifas de electricidad vinculadas de algún modo al precio del mercado mayorista (CONAMA, Eco-Unión, 2022) como es el caso del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) regulado por el Gobierno. Además, la situación de las familias que ya se encontraban en pobreza energética se ha visto agravada ya que en torno a un 38 por 100 (MITERD, 2021b) de estas personas que se benefician del bono social deben tener con-

tratada la tarifa PVPC. En algunos casos, especialmente los que tienen calefacción eléctrica, los descuentos del 60 por 100 y 70 por 100 que aprobó el Gobierno español en septiembre de 2021 como medidas de urgencia ya han sido absorbidos por el incremento continuado de los precios de la electricidad.

Desde 2013, «Ni Un Hogar Sin Energía», el programa de ECODES para hacer frente a la pobreza energética y ayudar a los hogares españoles a mejorar su eficiencia, ha ayudado a más de 14.500 familias a reducir sus facturas y mejorar el confort de sus hogares. La evolución de los datos recopilados en nuestros

diagnósticos energéticos a hogares refleja un empeoramiento de las diferentes variables y aspectos que causan la pobreza energética coincidiendo con las tendencias al alza del informe de indicadores publicado por el MITERD. Especialmente llamativos son el incremento de los hogares que no pueden mantener su vivienda a una temperatura adecuada ni en invierno ni en verano o de las familias atendidas con derecho a bono social que no lo percibían (ECODES, 2021).

Las causas de la pobreza energética

Entre los múltiples factores que desencadenan la pobreza energética juegan un papel destacado:

— La baja eficiencia energética de las viviendas y de los equipos consumidores de energía. España tiene más de 25,7 millones de viviendas, de las que el 53 por 100 se construyeron cuando no se aplicaba ninguna normativa de aislamiento térmico y eficiencia energética (Instituto

CUADRO N.º 2

EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES DE «NI UN HOGAR SIN ENERGÍA» (En porcentaje)

	TOTAL	2021	2020	2019	2018
Viviendas con humedades	37	42	37	32	27
Viviendas con infiltraciones de aire en puertas y/o ventanas	64	69	64	61	51
Familias que no pueden mantener la temperatura adecuada ni en invierno ni en verano	35	43	24	32	28
Viviendas con problemas en el frigorífico	40	40	47	37	38
Iluminación mayoritaria distinta de LED	79	77	81	79	80
Potencia contratada inadecuada	38	27	49	46	51
Familias con derecho a bono social que no lo perciben (sobre el total de familias atendidas)	57	63	54	56	39
Ahorro potencial €/año	175	200	178	151	118
Ahorro potencial % del gasto	25	25	32	20	25

Fuente: ECODES.

Nacional de Estadística-INE, 2011). Son precisamente estas viviendas las habitadas por personas con menos recursos para hacer frente a las facturas de energía.

- Los elevados precios de la energía, tanto de la electricidad como del gas.
- La falta de información y conocimiento de las familias para aplicar hábitos de consumo eficiente, optimizar sus contratos o aplicar medidas de microeficiencia energética o rehabilitación.
- La falta de recursos económicos de las familias para hacer frente a las facturas de suministros de energía y financiar rehabilitaciones de sus viviendas.

Una transición energética justa exige medidas que aborden estas causas para garantizar el derecho universal a una energía limpia y asequible para todos, priorizando a las familias en pobreza energética. Para ello, es crucial: la reforma del sistema de fijación de precios de la electricidad y de la conformación de la factura eléctrica en España; el desarrollo de nuevas medidas de protección al consumidor vulnerable, como una tarifa social; y la priorización de estos colectivos en el reparto de los fondos europeos para la rehabilitación energética de sus viviendas, el autoconsumo y la descarbonización de los sistemas de calefacción. De lo contrario serán las personas más vulnerables las que quedarán presas de la energía más cara y contaminante: los combustibles fósiles.

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética (MITERD,

2019) aprobada por el Gobierno español en 2019, recogía parte de estas medidas tales como: la mejora del conocimiento de la pobreza energética, la creación de un nuevo bono social energético universal y automático y un suministro mínimo vital, la protección en situaciones meteorológicas extremas, la rehabilitación energética de viviendas y el cambio de equipo para atajar el problema de forma estructural, la protección a los consumidores y concienciación social. Sin embargo, como revela el análisis realizado por ECODES en 2021, tras dos años de su aprobación, casi la mitad de las iniciativas propuestas no se han puesto en marcha y solo una cuarta parte se están desarrollando según los plazos previstos (ECODES, 2021).

Propuestas y oportunidades

La reforma del sistema eléctrico y la tarifa eléctrica claves para la descarbonización sin dejar a nadie atrás

El desarrollo de los mercados globales, con un significativo aumento de la demanda global de energía después del COVID-19, combinado con las incertidumbres geopolíticas y un mercado marginalista de fijación de precios de la electricidad altamente impactado por el precio de los combustibles fósiles, que no refleja el aumento de la presencia de tecnologías de generación más baratas como las energías renovables, están entre las principales causas de la espectacular escalada de los precios de la electricidad.

Todo ello ha llevado a que la propia Comisión Europea, tras meses de cerrazón, haya abierto la puerta a evaluar opciones para optimizar el diseño del mercado

eléctrico en el marco del plan REpowerEU para hacer frente a la crisis de la energía y lograr romper la dependencia del gas ruso.

Al sistema de fijación de precios en el mercado mayorista, en el caso de España, se une la concentración de una gran parte del mercado eléctrico en pocas empresas, que no favorece la competencia, y nuestra indescifrable factura de la electricidad, que solo alcanzan a comprender los expertos en la materia, compuesta por un reparto de costes donde prima la recaudación y no la eficiencia energética, que impide que el consumidor perciba que pueda ahorrar modificando sus hábitos o apostando por el autoconsumo.

La tarifa eléctrica en España tiene cuatro elementos: los costes de la energía, los costes regulados, los impuestos y los costes de comercialización. Antes de la puesta en marcha del plan de choque del Gobierno en septiembre de 2021, los costes directos de la energía sujetos a los vaivenes del mercado solo suponían en 2019 un 39 por 100 del precio de la electricidad (Fundación Renovables, 2021). Este plan de choque ha reducido los costes regulados e impuestos de manera temporal mientras dure la crisis energética. Los costes regulados e impuestos hacían que, aunque el mercado mayorista de fijación de precios de la electricidad sea igual en toda Europa, en 2019 España fuese el quinto país de la Unión Europea con la electricidad más cara para el consumidor doméstico (Unión Europea, 2019).

Las medidas adoptadas por el Gobierno en los últimos meses como una primera reducción del IVA de la factura eléctrica al 10 por 100 en septiembre de 2021

y una segunda rebaja al cinco por 100 el pasado mes de junio o la reducción del impuesto de generación de electricidad van en la buena dirección, pero son de carácter temporal. Es crucial ir más allá con reformas estructurales del mercado eléctrico y la tarifa que perduren en el largo plazo como las que se describen a continuación:

— *Reforma de la Ley 24/2013 del sistema eléctrico para evitar la concentración del sector, fomentar la transparencia y adaptarlo a la nueva realidad en la que las energías renovables tienen una mayor presencia en el mix eléctrico.* Acabar con la concentración de todas las actividades del sector (comercialización, generación y distribución) que están en manos de unas pocas empresas sería un primer paso necesario, ya que este hecho no propicia una real competencia. Además, se debería terminar también con la opacidad de cómo funciona tanto el mercado como todas las subvenciones ligadas a la energía. La actual crisis de alza de los precios de la electricidad ha precipitado un largo proceso de pérdida de confianza de la población española en los principales actores del sistema eléctrico. Esta situación es muy negativa para esas empresas y también para la causa climática. Necesitamos un sistema eléctrico con una gran proporción de energías renovables en muy poco tiempo, acompañado de las tecnologías de almacenamiento adecuadas que permitan disponer de energía de respaldo de origen renovable. Tenemos que dejar de consumir combustibles fósiles con rapidez y electrificar con

renovables, para eso se necesita la colaboración leal del sector eléctrico. Es tiempo de construir un nuevo esquema de relación, más transparente, con más competencia real.

— *Reforma del mercado marginalista de fijación de precios en el mercado sacando tecnologías de generación de electricidad con costes operativos estables* como son las energías renovables, las nucleares o la hidroeléctrica. El funcionamiento del mercado marginalista en la fijación del precio de la electricidad en el mercado mayorista, hora a hora, es el elemento más importante en la fijación del precio que se traslada al consumidor. El sistema marginalista de fijación de precios, que es común para todos los países europeos, fue diseñado cuando había una preponderancia del combustible fósil en la generación de electricidad sujeta a una alta variabilidad de precios y volatilidad. Esto hace que actualmente el precio lo esté marcando el gas natural, trasladando al consumidor final mayores costes que los de generación en las mayorías de las centrales que participan en el pool eléctrico, como, por ejemplo, las energías renovables más baratas.

El sistema marginalista depende de Europa y le corresponde a ella la reforma de este. No obstante, el Gobierno español, junto con el luso, ha realizado en los últimos meses una importante labor de presión para cambiarlo y de momento ha conseguido abrir la puerta a esta reforma con la aprobación de la «Excepción ibérica» por la que

se fija un precio máximo al gas que entra en el mercado mayorista, lo que se traduce en una rebaja de facturas de los consumidores de entre un 15 por 100 y un 20 por 100. Ha entrado en vigor el 15 de junio con carácter temporal hasta el 31 de mayo de 2023

Además, el Gobierno español tiene autonomía para establecer medidas para que parte de la demanda salga de este mercado y se fije con precios pactados a través de subastas de ciertas tecnologías que tienen costes operativos estables, no necesitan comprar derechos de emisión de CO₂ y puedan ofrecer precios cerrados a largo plazo. Un ejemplo son las recientes subastas de energías renovables que ha realizado el Gobierno recientemente o los *power purchase agreements* – *PPAs* (acuerdos de compra-venta de electricidad) entre empresas productoras de energía renovable y grandes consumidores. Esto permite conseguir precios más baratos que los del mercado mayorista, que se trasladan directamente al precio final del consumidor y redundan en la bajada de la factura.

— *Reformar la tarifa eléctrica para que responda al «pago por uso» eliminando los cargos y peajes incluidos en los costes regulados no asociados al consumo ni a la prestación del servicio* que no obedecen a la consideración de la electricidad como un bien de primera necesidad ni a criterios de transparencia. Por ejemplo, un porcentaje de los costes regulados incluidos en el precio de la electricidad corresponde a las redes de distribución y trans-

porte. Sería necesario valorar si estas infraestructuras han de ser pagadas de forma fija, como es actualmente o como un pago por servicio. Incluso sería bueno plantear si no deben ser pagados por los consumidores de electricidad o por los contribuyentes como un servicio público, como ocurre con la sanidad o la educación, para garantizar el acceso universal (Fundación Renovables, 2021). Los costes regulados también incluyen un porcentaje de retribución a las energías renovables, un porcentaje para los costes extrapeninsulares para compensar las desigualdades territoriales o el déficit de tarifa.

- *IVA superreducido para un «suministro mínimo vital» atendiendo a la consideración de la electricidad como un bien de primera necesidad y un derecho.* Como se ha mencionado, el pasado mes de junio el Gobierno aprobó una reducción del IVA de la factura de la electricidad al 5 por 100 que se prolongará hasta el 31 de diciembre de 2022. Esta medida va en la buena dirección, pero es de carácter temporal y no es progresiva. Se requiere un cambio de paradigma en la consideración de la electricidad para que pase a tener la categoría de un bien básico de forma permanente. Así, debería aplicarse un *IVA superreducido del 4 por 100* para el «suministro mínimo vital» en términos de potencia, ya establecido por el Gobierno en el Plan de choque de la factura de la electricidad, y para «consumo eléctrico mínimo vital» en términos de energía consumida. Este IVA superreducido se aplicaría a este «suminis-

tro y consumo mínimo vital» para todos los consumidores domésticos, garantizando el derecho y acceso básico a la electricidad. Para consumos y potencias superiores se mantendría el IVA del 21 por 100.

- *Reformar el impuesto de generación eléctrica para aplicarlo solo a las fuentes de generación no renovable (combustibles fósiles).* El impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) es del 7 por 100 y se considera un gravamen medioambiental que se aplica por igual a todas las fuentes de generación de electricidad tanto las que usan combustibles fósiles como las que usan fuentes renovables. Actualmente, este impuesto está suspendido dentro del plan de choque del Gobierno para la factura de la electricidad. Se propone reformar este impuesto para aplicarlo solo a las fuentes no renovables para cumplir con su función medioambiental, gravando a la generación de electricidad con combustibles fósiles.

Medidas de protección al consumidor vulnerable: mejorar el bono social, pero ir más allá con una tarifa social

El bono social es la principal medida de protección a las personas en situación de pobreza energética, pero se está mostrando ineficaz como prueba el hecho de que en 2021 un 63 por 100 de las personas atendidas por el programa Ni un hogar sin energía tenían derecho al bono social pero no lo estaban percibiendo (ECODES, 2021). Las causas principales son el desconocimiento del mecanismo por parte de las familias en

situación de vulnerabilidad, así como las enormes trabas burocráticas para obtenerlo. Además, el descuento solo se aplica a un límite de consumo de energía que es claramente insuficiente para mantener las condiciones de confort en una vivienda.

En los últimos meses, para dar respuesta a la escalada de precios, el Gobierno ha dado pasos para mejorar y ampliar la cobertura del bono social. Mientras dure la crisis, ha ampliado el descuento pasando del 25 por 100 al 60 por 100 para consumidores vulnerables y del 40 al 70 por 100 para consumidores vulnerables extremos que ha sido prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2022 y ha aumentado los criterios de renta aumentando los potenciales beneficiarios del bono social.

Se ha avanzado en la automatización de la concesión del bono social, una de las reivindicaciones del sector social ya recogida en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética de 2019, pero que no se había arrancado hasta ahora. Sin embargo, se da solo en parte. Se renuevan automáticamente los bonos sociales pasados los dos años, y se prevé una automatización de la concesión para las personas que reciben el ingreso mínimo vital. Pero es crucial que la puesta en marcha de la herramienta, pendiente según el BOE, se haga lo antes posible, y que se amplíe la automatización a todas las personas que pueden recibirlo por criterios de renta. Esto permitirá rebajar las cifras de las personas que pueden ser beneficiarios, pero que no lo solicitan por los problemas mencionados anteriormente.

Por último, se ha cambiado la unidad familiar por unidad de

convivencia como criterio para la solicitud del bono social lo que, en gran parte de los casos, aumentará el límite de ingresos permitido, facilitando el acceso potencial a mayor número de personas. No obstante, solo se considera unidad de convivencia a aquella formada por matrimonios o parejas de hecho, dejando fuera otros modelos familiares. Además, los límites de consumo siguen vinculados únicamente al número de menores y no al de todos los miembros de la unidad de convivencia.

A pesar de estos avances, consideramos que queda margen para mejorar el bono social introduciendo cuestiones como las siguientes:

- *Establecer límites a los términos de potencia que pueden contratarse*, según las características de la vivienda y su equipamiento. Deberían establecerse límites a la potencia contratada por los hogares para que no esté sobredimensionada, ya que es un gasto fijo todos los meses
- *Bonificación de una potencia mínima* como parte del bono social eléctrico además del descuento en el término de consumo. Consideramos que el bono social eléctrico debería servir como instrumento para garantizar el acceso a la energía por lo que proponemos la bonificación del 100 por 100 de una potencia mínima para los consumidores vulnerables y vulnerables extremos. Recomendamos que esta se sitúe en un punto a definir comprendido entre los 1,9 kW y los 2,5 kW.
- *Definición del «consumo mínimo vital»* en sustitución de

los límites fijos de consumo a los que se aplica el descuento del bono social. Este «consumo mínimo vital» debería definirse en función de las variables de localización climática y número de miembros de la unidad de convivencia.

- *Posibilidad de acceso al bono social a aquellas viviendas propiedad o gestionadas por las ONG y entidades sociales ocupadas por personas vulnerables*. La necesidad de figurar como titular del contrato impide a usuarios vulnerables residentes en viviendas de acogida o de alquiler social de organizaciones no gubernamentales y otras entidades sociales a acogerse al bono social. Su inclusión resulta esencial dada la situación de vulnerabilidad que viven estos hogares.
- *Establecer mecanismos para que los consumidores vulnerables en alquiler que cumplen los criterios del bono social, pero no son titulares del contrato de suministro, puedan solicitarlo*. Por ejemplo, presentado el empadronamiento en el punto de suministro.

Mientras el bono social sea el único mecanismo de protección en España para las familias en situación de pobreza energética, es necesario incidir y trabajar para mejorarlo. Sin embargo, sería importante ir más allá y avanzar en fórmulas más innovadoras, más eficientes, de fácil acceso, justas y equitativas como *una tarifa social de electricidad* como ya han hecho países como Portugal. Actualmente, el PVPC, tarifa en la que es obligatorio estar acogido para poder beneficiarse del bono social, se ve

fuertemente impactada por el mercado mayorista que fija los precios cada hora. Además, el coste del bono social es sufragado por todas las comercializadoras de electricidad que trasladan los costes a los consumidores. Se propone la creación de una tarifa social para la electricidad en la que el precio del kWh no esté sujeto a la variación de los precios del mercado, como sucede en el PVPC, y tenga un precio estable revisable de forma semestral. Se podría establecer una tarifa energética vinculada a la renta o una tarifa social base y una tarifa social reducida para consumidores vulnerables extremos.

Fondos y mecanismos ad hoc para que las familias en pobreza energética mejoren la eficiencia de sus viviendas e incorporen el autoconsumo

Se propone la creación de un fondo de urgencia público-privado para hacer frente a la pobreza energética que apoye a las familias vulnerables a hacer frente al pago de los suministros de energía, mejorar la eficiencia energética, rehabilitar sus viviendas, descarbonizar sus sistemas de calefacción y acceder al autoconsumo. Las aportaciones privadas a este fondo procederían, entre otras fuentes, de los «beneficios caídos del cielo» que están obteniendo las empresas energéticas como consecuencia del sistema marginalista de fijación de precios de la electricidad.

Es muy importante que parte de estos fondos se dediquen a la creación de oficinas de barrio o proximidad que informen y acompañen a las personas en situación de vulnerabilidad, como una ventanilla única para la identificación de las actuaciones a realizar en sus viviendas,

su implementación y la tramitación de las ayudas, atendidas por agentes sociales locales y cercanos a estos colectivos que gocen de su confianza y conozcan su realidad (organizaciones de consumidores, ONG sociales, ayuntamientos, comunidades energéticas). Las oficinas deberían tener un enfoque holístico que incluya tanto rehabilitación como información sobre hábitos, contratación de suministros y energías renovables.

III. LA REHABILITACIÓN ENERGÉTICA DE LO CONSTRUIDO

DIAGNÓSTICO

El sector de la edificación supone, aproximadamente, el 30 por 100 del consumo energético anual en España. En particular, el sector residencial supone el 17,1 por 100 del consumo total anual (Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana-MITMA, 2020). Si realmente queremos lograr los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la mejora de la eficiencia energética de nuestros edificios, y más en concreto, de nuestras viviendas, es una tarea necesaria y urgente. Pero hay muchas otras razones por las que rehabilitar nuestro parque residencial que van más allá de lo energético. En 2011, 3,4 millones de viviendas con cuatro plantas o más no tenían ascensor, y 1,8 millones de viviendas se encontraban en un estado ruinoso, malo o deficiente, lo que suponía el 13,5 por 100 y el 7 por 100 del parque residencial, respectivamente (MITMA, 2014). Una de las muchas cosas de la que nos ha hecho ser conscientes la pandemia del COVID-19 es de la importan-

cia que tienen nuestras viviendas, del tiempo que pasamos en ellas y del estado en el que se encuentran. Las condiciones de aislamiento térmico y acústico, de ventilación y de calidad del aire interior de nuestras viviendas tienen importantes implicaciones en nuestra salud, pudiendo dar lugar a un amplio abanico de enfermedades, y problemas de salud (Ortiz y Salom, 2016).

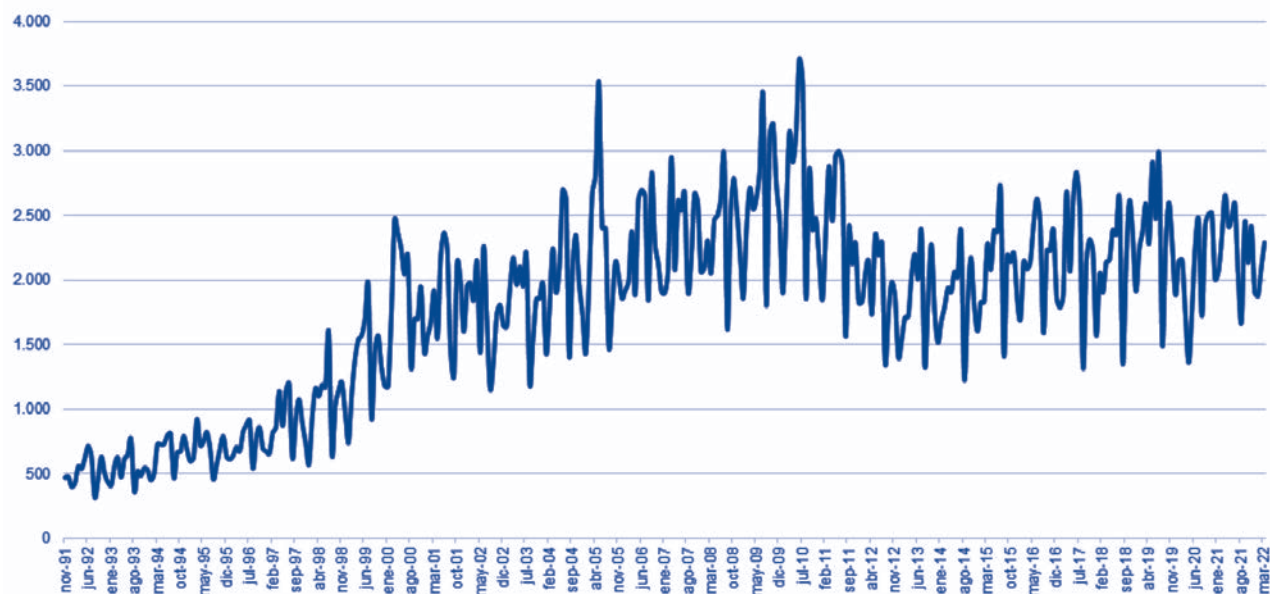
Es comprensible, por tanto, que el número de documentos, estrategias y ayudas aprobadas en los últimos años que buscan fomentar la rehabilitación de nuestro parque edificado haya sido considerable. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (MITERD, 2020) marcaba dos objetivos para 2030: mejorar la eficiencia energética de la envolvente térmica de un total de 1.200.000 viviendas y mejorar la eficiencia energética de los sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria de 300.000 viviendas/año de media. Desde 2014 se han publicado tres actualizaciones de la *Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España (ERESEE)*, cada una con objetivos más ambiciosos. En la *ERESEE* de 2014 (MITMA, 2014b) se planteaba como objetivo de su «escenario medio» el ahorro energético final entre 2014 y 2020 de 4.088 ktep en el sector residencial, es decir, 47.543,4 GWh, equivalente aproximadamente a rehabilitar 251.638.176 m² de vivienda desde una clase energética E a una clase energética A, unas 2.500.000 viviendas si limitamos este ahorro al sector residencial (1). La *ERESEE 2017* mantuvo los objetivos de la versión original del documento, pero la *ERESEE 2020* entroncó sus objetivos a

los de la *Estrategia a largo plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050*, aportando objetivos adicionales para 2040 y 2050, planteando un ahorro energético final entre 2020 y 2050 de 64.154 GWh, equivalente aproximadamente a rehabilitar 339.554.638 m² de vivienda desde una clase energética E a una clase energética A, unas 3.400.000 viviendas.

Para alcanzar estos objetivos, se han puesto en marcha numerosos programas de ayudas, como los Programas para Actuaciones de Rehabilitación Energética de Edificios Existentes (PAREER y PAREER-II), dotados en total con 325 millones de euros entre los años 2014 y 2020; el Programa de Rehabilitación Energética de Edificios (PREE), dotado con 300 millones de euros; el Programa de Rehabilitación Energética de Edificios en municipios de reto demográfico (PREE 5.000), dotado con 50 millones de euros; y los programas de ayuda en materia de rehabilitación residencial del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, dotados con 3.420 millones de euros.

Sin embargo, en los últimos cinco años (2017-2021) se emitieron visados para la dirección de obras de reforma o restauración de solo 26.600 viviendas por año, de media. Hay que entender que estos visados son necesarios para la ejecución de cualquier obra de rehabilitación que sea mínimamente profunda –que reduzca el consumo energético de la vivienda en al menos un 60 por 100– y que no cubren solo las rehabilitaciones energéticas –aquellas que principalmente mejoran el comportamiento energético del edificio– o

GRÁFICO 2

NÚMERO MENSUAL DE VISADOS DE DIRECCIÓN DE OBRA DE LOS COLEGIOS DE ARQUITECTOS TÉCNICOS PARA REFORMAS Y/O RESTAURACIONES ENTRE FINALES DE 1991 Y PRINCIPIOS DE 2022

Fuente: MITMA.

integrales –aquellas que, además de mejorar el comportamiento energético, mejoran otros aspectos como la accesibilidad o el uso del edificio–, sino que también contemplan cualquier modificación del edificio que no requiera de una ampliación sustancial de superficie, como podría, por ejemplo, ser la remodelación y reorganización de un piso.

Esta escasa rehabilitación de viviendas afecta también al ya vulnerable medio rural, en el que la falta de vivienda es uno más de los muchos factores que fomentan la despoblación de muchos municipios y, a la vez, dificultan su repoblación (Cruz Roja, 2020). Esta falta de vivienda hace aún más dolorosas desigualdades territoriales como la dificultad para acceder a servicios públicos como la educación y la sanidad, ya que dificulta la llegada de nuevos trabajadores para ejercer estos servicios.

También, como se ha mencionado anteriormente, es una de las causas de la pobreza energética ya que suelen ser las familias en situación de mayor vulnerabilidad las que habitan las viviendas más ineficientes.

Por último, en lo relativo al sector de la construcción, hay una desigualdad más que, aunque por suerte no se está reforzando con el paso de los años, está lejos de ser solventada. En 2012, existía en este sector una brecha de género sustancial, del 83,37 por 100 (Infante, Román y Traverso, 2012). Aunque el número de mujeres vinculadas a la construcción ha ido aumentando rápidamente desde los peores años de la crisis del sector entre 2008 y 2014 –pasando de 78.400 mujeres empleadas a principios de 2016 a 133.600 a principios de 2022–, y a su vez se ha ido reduciendo la brecha de género –pasando del 84,80

por 100 a principios de 2016 al 79,70 por 100 a principios de 2022– (INE, 2022), aún estamos muy lejos de llegar a algo cercano a la igualdad.

Es necesario que rehabilitemos nuestro parque residencial, nuestro parque edificado, nuestras ciudades y nuestros tejidos rurales; desde un punto de vista medioambiental, pero también desde un punto de vista social, pero no estamos siendo capaces de hacerlo, pese a llevar años invirtiendo cada vez más dinero para solucionar este problema. Una reactivación del sector de la construcción, dirigida esta vez hacia la rehabilitación, priorizando a las familias en situación de vulnerabilidad con una perspectiva territorial y de género cierta, pueden permitirnos mejorar nuestras condiciones de vida mucho más allá de las cuatro paredes de nuestro hogar.

Propuestas y oportunidades

La aprobación de la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas supuso un decidido paso a escala nacional desde lo público que se venía reivindicando desde hacía mucho tiempo en partes del sector de la construcción vinculadas a la rehabilitación (Parkinson, 2014). Esta ley introdujo elementos fundamentales, como la facilitación en la realización de operaciones de mejora de la eficiencia energética del edificio, la eliminación de trabas en cuanto a temas de propiedad y de inmovilidad de las comunidades de propietarios, y fórmulas de financiación que permitan la viabilidad de operaciones a gran escala a través de aumentos de edificabilidad o cambios de uso (De la Cruz, 2014).

Estas operaciones a mayor escala, llegando a la rehabilitación de barrios en su conjunto, han sido ampliamente recomendadas por expertos en el ámbito de la rehabilitación (Rubio y Molina, 2010). La ampliación del ámbito supone no solo una mejora en cuanto a la eficiencia en el uso de recursos y tiempo por las economías de escala que se dan, sino también permite realizar un análisis y diagnóstico más coherente, que introduzca factores espaciales y sociodemográficos que ayuden a resolver numerosas problemáticas con actuaciones coordinadas. Por contra, esta ampliación del ámbito requiere de una gran coordinación entre las políticas y departamentos sectoriales vinculadas a vivienda, acción social, planeamiento, medio ambiente, etc., que está siendo difícil alcanzar en la mayor parte de los casos. Sin embargo, alcanzar esta mayor coordinación intersectorial dentro de

la Administración traería consigo múltiples beneficios adicionales, por lo que, en cualquier caso, es un logro al que aspirar.

Otra oportunidad adicional vinculada con la rehabilitación energética a una cierta escala es la posibilidad de ejercer un mayor control sobre posibles procesos de gentrificación derivados de la rehabilitación energética de viviendas. Hay numerosos casos en los que procesos de rehabilitación residencial han llevado al desplazamiento forzado de habitantes originarios del distrito en el que se dan las rehabilitaciones. Por citar dos de ellos que han sido estudiados y son especialmente relevantes en relación a la rehabilitación energética, mencionaremos el caso del barrio polaco de Gdańsk, en el que se aprovecharon los incentivos para rehabilitación energética para explotar la brecha entre buena localización del distrito y bajo precio de la vivienda en el mismo, lo cual llevó al desplazamiento indirecto de parte de sus residentes (Bouzarovski, Frankowski y Tirado, 2018); y el caso del barrio Pankow, en Alemania, en el que diversas operaciones de mejora de la eficiencia energética de edificios residenciales de la zona llevaron a aumentos en el precio del alquiler en un 270 por 100 lo cual, lógicamente, impuso una presión inasumible para muchos de los inquilinos de la zona que se vieron forzados a desplazarse (Grossmann, 2019).

Para frenar estos procesos, desde las operaciones de rehabilitación a una mayor escala se pueden establecer mecanismos de control que eviten estas externalidades negativas de la rehabilitación. Un ejemplo de estos mecanismos es la «Ley de Pro-

tección del Entorno Social», aprobada en 2016 en el ámbito de Berlín, para, en determinadas zonas de la ciudad, denominadas *Milieuschutzgebiete*, poder proteger a la población residente, limitando algunas operaciones y aplicando un derecho municipal de tanteo (Consejo de Europa, 2020).

A su vez, enlazando con otro importante reto del futuro próximo, la conformación de comunidades energéticas puede servir como plataforma desde las que poner en marcha procesos de rehabilitación a una cierta escala. Esta figura jurídica, además de para los objetivos comúnmente vinculados a ellas, como es la producción descentralizada de energía renovables, puede ser utilizada para dar forma y base a actividades de rehabilitación de viviendas y edificios a una escala amplia, lideradas por la población y las organizaciones locales (REScoop.eu, 2021). Unas rehabilitaciones desarrolladas de esta manera permiten aumentar ampliamente los beneficios adicionales de la rehabilitación.

Buenas prácticas de rehabilitación

Un ejemplo de esta aproximación a la rehabilitación desde la ciudadanía y la comunidad se dio en el Proyecto de Regeneración de Broomhill, en Escocia. En él, se estableció una oficina del desarrollo comunitario para fomentar la sostenibilidad comunitaria del ámbito. Esta oficina establecía lazos entre las mejoras en los bloques residenciales y las posibles mejoras de las diferentes comunidades que vivían en el entorno. Desde esta oficina se desarrollaron actividades como un grupo de fomento del uso y reparación de bicicletas, el fomento a la formación y empleo

de la población de la zona en las obras de rehabilitación, o diversas actividades festivas para la obtención de fondos.

Tras las operaciones de rehabilitación se consultó a todos los agentes y vecinos vinculados en el proceso y se confirmaron diversos beneficios adicionales, más allá de la mejora en cuanto a eficiencia energética: se desarrolló enormemente la sensación de comunidad de la población local, siendo especialmente reseñable el impacto que tuvo en la población menor de edad, que a través del trabajo con las escuelas del barrio, les permitió interactuar con las organizaciones locales; se aumentaron las oportunidades de empleo en la zona, aunque no de forma suficiente como para compensar los grandes niveles de vulnerabilidad del ámbito; y se realizaron trabajos necesarios en el espacio público próximo (Anderson, Tokarczyk y O'Shea, 2019).

En España también hay numerosos ejemplos de proyectos de rehabilitación desarrollados conjuntamente en varios edificios, algunos de ellos con amplios beneficios que van más allá de la eficiencia energética. El entorno del Carrer Pirineus en Santa Coloma de Gramenet fue rehabilitado entre los años 2015 y 2018, y durante este proceso se realizó una inspección de los edificios a rehabilitar, se apoyó a los vecinos con la solicitud de las subvenciones —ofreciendo distintas cuantías a subvencionar en función de los ingresos de los hogares— y se licitaron las obras de rehabilitación conjuntamente para todo el ámbito. La intervención constó de una fase previa de análisis, una intensa fase de información a los vecinos, una fase de preparación con los mismos y, finalmente, una fase de ejecución

de las obras. A través de una intervención conjunta con un plan-teamiento estético atrevido, se consiguió que una operación de mejora de la eficiencia energética de las envolventes de varios edificios de viviendas contiguos supusiera un auténtico lavado de cara de la zona, mejorando la imagen y, a través del intenso proceso de información y preparación con los vecinos, la cohesión de la comunidad y la sensación de pertenencia de esta (Román-López *et al.*, 2021). Debemos destacar la importante implicación del Ayuntamiento de Santa Coloma de Gramenet durante todo el proceso, que lideró todas las fases y pudo coordinar sus distintas áreas y licitar las obras de rehabilitación en su conjunto.

Si bien está claro que las administraciones europeas, nacionales y autonómicas son elementos necesarios para poner en marcha una «ola de rehabilitaciones» que no deje a nadie atrás, no son elementos suficientes. Es en la colaboración y, sobre todo, liderazgo de las administraciones locales, cercanas a los territorios, a su población y a sus problemáticas, donde se encuentra la verdadera pieza clave de este rompecabezas. A su vez, estos ayuntamientos valientes deben contar con las organizaciones y empresas locales, asegurando que los beneficios adicionales de los procesos de rehabilitación se concentren en el territorio y puedan propagarse por él como una mancha de aceite.

IV. LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y EL AUTOCONSUMO

DIAGNÓSTICO

Alcanzar los objetivos de generación de energías renovables

de la ley española de cambio climático implica un cambio de paradigma en el modelo energético. Un cambio tecnológico en la forma de producir la energía, sustituyendo sistemas de producción basados en combustibles fósiles por sistemas renovables, pero también pasar de un modelo centralizado y rígido de generación masiva a un modelo distribuido y flexible que permita reducir las pérdidas en el transporte y también poder acomodar la oferta y la demanda de fuentes de generación que no tiene hasta el momento toda la estabilidad en el sistema que aportan algunas fuentes contaminantes. Este cambio se vio representado hace unos meses con la demolición de las tres emblemáticas torres de la central térmica de Andorra en Teruel. Un cambio que también contribuirá a la soberanía energética como país, minimizando nuestra dependencia. España es un país rico en recursos renovables, y debemos apostar por aprovecharlos.

Pero la tecnología por sí misma no nos va a salvar de esta. La transición energética requiere un cambio de paradigma también en lo social y en múltiples niveles, y este cambio social corre el peligro de no ser tan rápido como la urgencia climática requiere.

El autoconsumo. Una oportunidad para el empoderamiento con varias barreras que resolver.

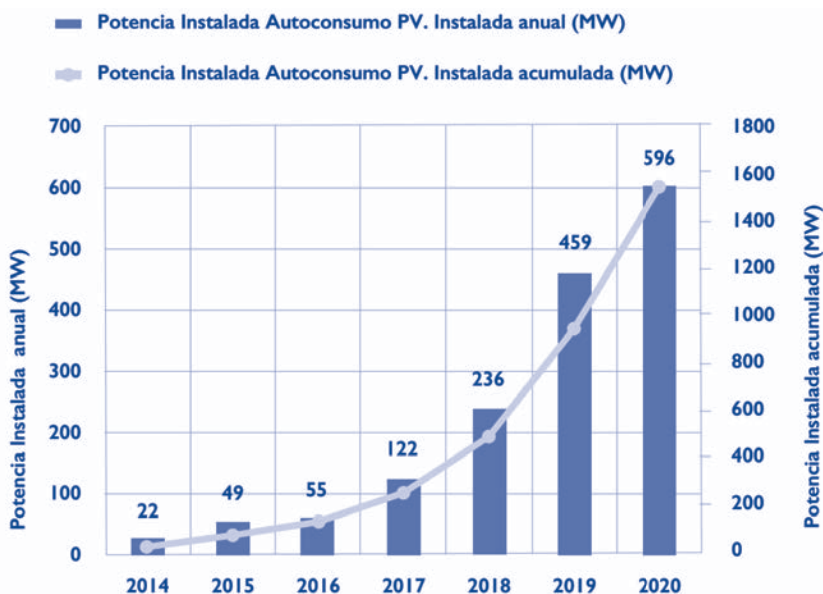
El autoconsumo es una de las principales palancas para poder lograr los objetivos de potencia instalada renovable establecidos dentro de la Medida 1.4 del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).



Instalación de autoconsumo colectivo en Zaragoza (ECODES).

GRÁFICO 3

POTENCIA INSTALADA DE AUTOCONSUMO



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a partir de datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf).

El Real Decreto 15/2018 en el que se derogó el conocido como «impuesto al sol» y el posterior Real Decreto 244/2019 por el que se regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el autoconsumo energético, ha generado

un nuevo escenario favorable para el desarrollo de la generación distribuida y el fomento de la participación ciudadana en un nuevo modelo energético. Una de las novedades que incluía este real decreto fue el autoconsumo compartido, una

modalidad que no era posible hasta entonces.

Con la implantación del autoconsumo se logra una mejor integración y aceptación de las infraestructuras energéticas en el territorio, se reducen las pérdidas por transporte y distribución, se aprovecha espacio urbano inutilizado, se fortalece y desarrolla la cadena de valor asociada al autoconsumo y la sociedad se concientiza energética y climáticamente (MITERD, 2021c).

El autoconsumo ya es una realidad en nuestro país, presentando cifras de crecimiento positivas año tras año. La tecnología solar fotovoltaica es la que mayor grado de desarrollo está teniendo en las instalaciones de autoconsumo. Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEf) en el año 2019 se instalaron 459 MW frente a los 235 MW instalados en el año 2018. En 2020, a pesar de la pandemia, se instalaron 596 MW, lo que supone un incremento del 30 por 100, destacando el incremento en el sector residencial que representa un 19 por 100 de los MW fotovoltaicos instalados.

A pesar de este gran crecimiento, existen ciertas barreras que pueden hacer frenar esta curva tan positiva. El mayor escollo se encuentra en las ciudades. En España, casi dos tercios de la población vive en pisos, siendo uno de los países de la Unión Europea donde más personas habitan dentro de un edificio de multivivienda vertical. Este hecho provoca que el espacio disponible en cubierta para poder albergar una instalación fotovoltaica sea, en muchas ocasiones, escaso. A este problema se añaden los posibles sombreamientos de otros edificios, y sobre

todo, las dificultades que conlleva tener que poner de acuerdo a la comunidad de propietarios y alcanzar las mayorías que exige la ley de propiedad horizontal.

Para que el autoconsumo penetre en los ámbitos urbanos, será necesario proponer alternativas que faciliten la participación de la ciudadanía resolviendo estas barreras, y eso pasa por la utilización de espacios comunes o cedidos para el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas colectivas mediante comunidades energéticas (CE).

Las comunidades energéticas. La fuerza de lo común

Uno de esos cambios que necesitamos se refiere a nuestros niveles de participación en actividades en beneficio de la comunidad. España es uno de los países con datos más bajos de Europa en participación activa en tareas comunitarias sobre aspectos sociales, culturales, educativos o de género, y se va a necesitar esa colaboración y participación entre personas para poder llevar a cabo proyectos energéticos colectivos. Esta falta de implicación ha generado un desequilibrio entre el fuerte desarrollo de los poderes políticos, legislativos, mediáticos o económicos, y el escaso desarrollo del potencial social. Equilibrar esta balanza es uno de los mayores retos al que nos enfrentamos, el cual trasciende a los aspectos energéticos y supone un auténtico cambio cultural.

Con el objetivo de colocar a la ciudadanía en el centro del nuevo modelo energético, y fomentar su participación activa, la Unión Europea definió en las Directivas Europeas de Energías Renovables y del Mercado Inte-



Sesión participativa de la Comunidad Energética del Valle de Hecho-Huesca (ECODES).

rior de la Electricidad dos nuevas figuras que están destinadas a ocupar un papel fundamental en los próximos años: las comunidades ciudadanas de energía (CCE), descritas en su artículo 16, y las comunidades energéticas renovables (CER), descritas en su artículo 22.

Estas nuevas figuras permiten la participación colectiva en la instalación y el uso de energías renovables. Las actividades y servicios que estas figuras recogen son varias: las ligadas a la generación de electricidad y su gestión, independientemente de la fuente de energía escogida (renovable o no) en el caso de las CCE, o las basadas en las energías renovables, independientemente de si son para uso eléctrico, térmico o de cualquier otra naturaleza, en el caso de las CE (alianza por el autoconsumo).

Aunque su transposición completa al ordenamiento jurídico español está pendiente de completarse, ambas aparecen recogidas bajo el nombre de comunidades energéticas locales (CEL) por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

De estas dos figuras, las comunidades de energía renovable son las que tienen un ámbito de actuación local y, por tanto, una repercusión más determinante en el fomento de la comunidad y desarrollo del territorio.

Según la definición de la directiva europea donde aparece, las CER son entidades jurídicas abiertas y voluntarias (normalmente en forma de asociaciones o cooperativas de usuarios) formadas por ciudadanos, administraciones públicas o pymes que se organizan con el objetivo de generar, usar y/o gestionar su propia energía renovable de forma local. En gran parte, la actividad que desarrollan es el autoconsumo colectivo de energía solar. Estas comunidades, de naturaleza democrática, persiguen obtener beneficios ambientales y sociales por encima de financieros a la comunidad donde se desarrolla.

Por lo tanto, el desarrollo exitoso de las comunidades energéticas en España va a pasar por un cambio en la implicación de la ciudadanía en este tipo de iniciativas, ya que requieren de participación, y espíritu de consenso que facilite su gobernanza.

¿Necesitamos consumir tanta energía?

Estas comunidades energéticas son también un espacio de diálogo en torno a la energía que necesitamos. Aquí está el otro cambio social al que debemos enfrentarnos. Debemos hacer una reflexión sobre la cantidad de energía que utilizamos, y fomentar el consumo consciente. Recuperar muchos aspectos de esa cultura y usos tradicionales y populares conocedores de los límites de los recursos naturales de los que disponemos. Dar el valor que merece poder cubrir todas nuestras necesidades energéticas y adquirir consciencia de que millones de hogares en España en situación de pobreza energética no pueden hacerlo. Las comunidades energéticas también son una oportunidad para hacer frente a esta problemática.

Las energías renovables y el territorio

Las zonas rurales, lejos de las grandes ciudades, ocupan un papel clave y determinante en el éxito de la transición energética. En algunas de estas zonas se concentraba gran parte de la generación eléctrica basada en fuentes fósiles, y que suponían un porcentaje muy alto de la actividad económica de esas zonas. Zonas que ven con incertidumbre su futuro y que son tratadas de forma especial dentro de la Estrategia de Transición Justa 2019 que es, junto a la Ley de Cambio Climático y Transición Energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), uno de los tres pilares del Marco Estratégico de Energía y Clima del Gobierno de España. El objetivo de esta estrategia es optimizar los resultados de la transición ecológica para el empleo y asegurar que las

personas y las regiones aprovechen al máximo las oportunidades de esta transición y que nadie se quede atrás.

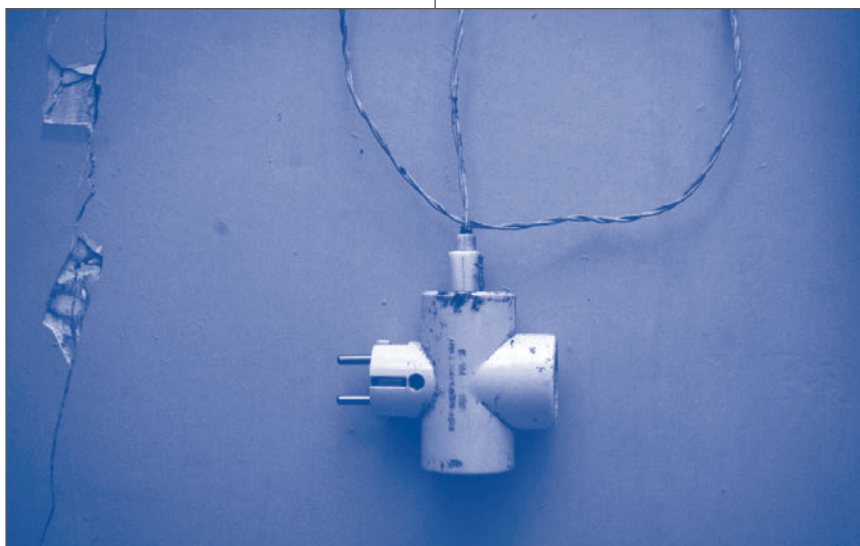
Pero la transición energética no solo va a afectar a estos territorios, los cuales van a sufrir toda una transformación de su modelo económico por lo que pierden y también por lo que ganan a cambio. Transitamos a un modelo distribuido, donde las fuentes de energía no se concentran en una zona ni en unas manos, sino que son libres y democráticas, como son el sol o el viento. Esta capacidad de disponer de estos recursos que tenemos en España está haciendo que proliferen proyectos de grandes dimensiones que, en muchas ocasiones, no tienen en cuenta el entorno y la opinión o consenso de las comunidades locales donde se quieren desarrollar. Esto está generando rechazo y disputa en varias zonas rurales, corriendo el peligro de que acaben contaminando la percepción de todo un sector, el renovable, impidiendo también el desarrollo de proyectos renovables razonables y respetuosos con el territorio.

La pobreza energética. Un problema al que debe enfrentarse la transición energética

Como hemos visto, este problema relaciona directamente aspectos sociales, como son la pobreza y la exclusión social, con problemas ambientales y de política energética, como es el precio de la energía doméstica, la eficiencia energética en el parque de viviendas residenciales, o el acceso a energía menos contaminante de forma asequible. La transición energética debe tener en cuenta esta situación y contribuir a que estas familias puedan cubrir sus necesidades energéticas de forma asequible, y aquí es donde el autoconsumo, unido a la eficiencia energética, debe tener un papel fundamental.

Propuestas y oportunidades

Los retos, por tanto, a los que nos enfrentamos no son solo tecnológicos, sino que tienen una componente social importante. Estos retos debemos transformarlos en oportunidades no solo para reducir nues-



Enchufe en una vivienda en situación de Pobreza Energética (ECODES).

tras emisiones de gases de efecto invernadero, sino también para generar un cambio de paradigma en la participación de la ciudadanía en el modelo energético, fomentar la comunidad, el desarrollo rural, el reconocimiento del derecho a la energía y la calidad democrática.

El autoconsumo como herramienta contra la pobreza energética

Una de las premisas fundamentales en la transición energética es no dejar a nadie atrás. Las personas en pobreza energética, en muchas ocasiones, solicitan ayudas de urgencia a los servicios sociales municipales y a las ONG para el pago de facturas de luz y gas. El pago de estas facturas por parte de los ayuntamientos o las entidades sociales supone una medida que resuelve una urgencia, pero no un problema, el cual, probablemente, vuelva a sufrir la persona solicitante en meses posteriores. Proporcionarles energía de forma gratuita mediante una instalación de energía fotovoltaica puede ser la herramienta que ayude a reducir su dependencia y a fomentar la participación activa de estas personas en el cambio de modelo energético, reduciendo sus facturas a la vez que reducen también sus emisiones de CO₂.

De este modo, transformaríamos un gasto público dirigido a pagar facturas de suministros energéticos que ayudan a financiar un modelo energético basado en combustibles fósiles por una inversión en generación de energía renovable, descentralizada y de proximidad, que ayude a reducir las facturas de electricidad de estas personas y su dependencia de los servicios sociales.

Buenas prácticas sobre autoconsumo y pobreza energética

La utilización de plantas de autoconsumo colectivo como elemento de inclusión, sustitutivo de ayudas de urgencia para el pago de facturas de energía ya es una realidad en ciudades como Nueva York donde la iniciativa del Estado SolarForAll proporciona energía solar a hogares vulnerables de forma gratuita.

En Zaragoza se desarrolla la iniciativa Barrio Solar impulsada por ECODES, el Ayuntamiento de Zaragoza y EDP Solar, consistente en dos instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo colectivo ubicadas en las cubiertas de dos pabellones municipales cedidos por el ayuntamiento, y en el que participan 200 vecinos y comercios del barrio del Actur-Rey Fernando consumiendo energía solar a cambio de una cuota mensual. Entre estos 200 vecinos, el 10 por 100 son familias en pobreza energética del barrio, seleccionadas por los servicios sociales municipales y que participan recibiendo energía solar de forma gratuita.

Comunidades energéticas como la de Monachil en Granada también plantean la incorporación de personas en pobreza energética a cambio de una cuota menor al resto de los socios, o el proyecto Energía Solar Per a Tothom de Ecoserveis, que plantea instalaciones municipales cuya generación sea exclusivamente destinada a proporcionar energía solar gratuita a familias vulnerables.

Las comunidades energéticas como herramienta de empoderamiento de la ciudadanía y desarrollo rural

Las comunidades energéticas tienen especial relevancia en el

medio rural, donde aunar fuerzas e intereses entre las personas que habitan estos territorios son fundamentales para definir una hoja de ruta que favorezca el desarrollo local y cree oportunidades que aseguren su futuro.

Buena práctica sobre comunidades energéticas y desarrollo rural

Los núcleos rurales, y especialmente los núcleos pequeños, son los que están liderando la penetración de esta nueva figura en el modelo energético.

Algunas de ellas son meramente instalaciones de autoconsumo colectivo que han necesitado establecer una figura jurídica propia para poder resolver algunos escollos legales o económicos, pero que no representan en su gobernanza la esencia participativa y democrática que tienen las comunidades energéticas en su ADN. Sí sucede así con otras, que han sabido ver a las comunidades energéticas como una oportunidad de desarrollo integral para sus pueblos, más allá de generar y compartir energía.

Entre las iniciativas más destacables en este sentido está la Comunidad Energética de Alumbra en Arroyomolinos de León. Arroyomolinos de León es un municipio de la provincia de Huelva, en Andalucía, con una población de 947 habitantes (INE, 2020) situado en el Parque Natural Sierra de Aracena y Picos de Aroche. La Comunidad Energética de Alumbra es impulsada por la Asociación MUTI, entidad que podemos enmarcar en el ámbito de las «nuevas ruralidades». Una red de personas con vínculo con el entorno rural, que apuestan por el desarrollo sostenible en lo económico, so-

cial y ambiental. Se caracteriza por su afán en tejer redes y alianzas público-privada ciudadanas. La energía se convirtió pronto en una de sus líneas de acción con más recorrido, al descubrir las vulnerabilidades del medio rural en este ámbito y sus implicaciones con el fenómeno de la despoblación (Red Eléctrica de España-REE, 2022),

Arroyomolinos de León es un municipio con una alta densidad de tejido asociativo y emprendimiento social, y una notable cultura energética tradicional. Como inicio del proceso se puso en marcha una oficina de la energía de ámbito municipal con personal de la Asociación MUTI. Esta oficina ha sido una fuente de concienciación y fomento de la cultura energética que ha servido de germen y crecimiento de la comunidad energética.

Se trata, pues, de un modelo de comunidad energética rural con un abordaje integral vinculado al reto demográfico, donde los habitantes puedan decidir qué energía necesitan para una vida digna, saludable y sostenible en sus municipios. La transición energética justa, inclusiva y democrática como vector fundamental de vertebración de las comunidades rurales. La actividad energética que va a desarrollar en una primera fase será el autoconsumo colectivo de energía fotovoltaica.

Las comunidades energéticas están llamadas a ser una de las figuras más relevantes para empoderar a la ciudadanía en el nuevo modelo energético sin dejar a nadie atrás. Generan espacios de diálogo en torno a la energía que fomenten la colaboración y la creación de comunidad. Este fomento del consenso tiene efec-

tos positivos que van más allá de la producción de energía limpia y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, ya que favorece que se generen más espacios de diálogo sobre otros temas, mejorando la calidad democrática y la cohesión del entorno donde se desarrollan.

V. EPÍLOGO

Lamentablemente, hay más temas sociales que deben ser resueltos en la transición energética. Enumeramos algunos de ellos:

- El transporte sostenible y la España rural que no goza de un transporte público eficaz
- El sector del transporte de mercancías por carretera, que verá menguada su cuota de mercado con el crecimiento del transporte por ferrocarril.
- Los empleos que se van a caer, en todo o en parte, por ejemplo, el de los talleres mecánicos de reparación de automóviles, y la necesidad de recualificación de estos trabajadores para que puedan encontrar empleo en otros sectores.

Muy posiblemente no conocemos del todo los impactos sociales de la transición energética. No conocemos bien los daños sociales que causará y no conocemos bien los sentimientos que esta transición está generando o puede generar. Hay que escuchar con ganas las razones y las emociones de los perdedores de la transición energética. Tanto si gritan en las calles como si murmuran en su cuarto de estar.

La transición energética será exitosa si logra, a la vez, cambiar

normativas, cambiar tecnologías, cambiar hábitos, compensar los daños a los sectores de la población afectados, hacerlo seduciendo a la mayoría y hacerlo en muy poco tiempo. La propia lectura de este corto párrafo da idea de su dificultad, pero nos ha tocado a esta generación la tarea hercúlea de lograrlo. Que todo el mundo sume. Que nadie se rinda anticipadamente.

NOTA

(1) Se toma 1tep como 11.630 kWh y se realiza una aproximación de 100 kWh de energía primaria a 72,92 kWh de energía final basándonos en los consumos del sector residencial en España publicados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE). A su vez, se toman 100 m² como superficie de vivienda, al ser aproximadamente la mediana del parque residencial español.

BIBLIOGRAFÍA

ALIANZA POR EL AUTOCONSUMO (2022). El autoconsumo ya está aquí: el despegue del empoderamiento de la ciudadanía. *Ambienta*, 131, pp. 24. Recuperado de: https://drive.google.com/file/d/1slUiqFf_AEcT-fnWHnRzK_7jdIXrqaQb/view?usp=sharing

ALIANZA POR LA REHABILITACIÓN DE VIVIENDAS SIN DEJAR A NADIE ATRÁS (2021). *Manifiesto de la Alianza por la rehabilitación de viviendas sin dejar a nadie atrás*. Recuperado de: <https://ecodes.org/hacemos/energia-y-personas/rehabilitacion-energetica-de-viviendas/alianza-por-la-rehabilitacion-de-viviendas-sin-deja-a-nadie-atras/manifiesto-de-la-alianza-por-la-rehabilitacion-de-viviendas-sin-dejar-a-nadie-atras>

ANDERSON, I., TOKARCZYK, T. y O'SHEA, C. (2019). *Transforming Broomhill: Community Regeneration Evaluation. River Clyde Homes*. Stirling: University of Stirling. Recuperado de: <https://www.stir.ac.uk/research/public-policy-hub/policy-briefings/>

BOUZAROVSKI, S., FRANKOWSKI, J. y TIRADO HERRERO, S. (2018). Low-Carbon Gentrification: When Climate Change Encounters Residential

Displacement. <i>International Journal of Urban and Regional Research</i>, 42(5), pp. 845-863. Recuperado de: https://doi.org/10.1111/1468-2427.12634 CONAMA, ECO-UNIÓN (2022). <i>Diálogo virtual CONAMA 2022: Precio de la energía: Respuestas a las tendencias inflacionistas en España y Europa</i>. Recuperado de: http://www.fundacionconama.org/wp-content/uploads/2022/05/precio-energia-2022.pdf CONSEJO DE EUROPA (2020). <i>Gestión de la gentrificación: resumen de políticas</i>. Recuperado de: https://rm.coe.int/gestion-de-la-gentrificacion-resumen-de-politicas/16809f9a7f CRUZ ROJA (2020). La vulnerabilidad social en el contexto de la España despoblada. Recuperado de: https://www2.cruzroja.es/web/cruzroja/-/n-21-la-espana-despoblada DE LA CRUZ, A. (2014). La Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas. <i>Ciudad y territorio: Estudios territoriales</i>, 46(179), pp. 29-40. Recuperado de: https://recyt.fecyt.es/index.php/CyTET/issue/view/3665 ECODES. (2021). <i>Dos años de estrategia contra la pobreza energética en España</i>. Recuperado de: https://ecodes.org/images/que-hacemos/03.Energia_y_personas/pdf/ECODES_-_Dos_años_de_Estrategia_Nacional_contra_la_Pobreza_Energética.pdf ECODES. (2022). <i>Informe de resultados de Ni Un Hogar Sin Energía 2021</i>. Recuperado de: https://ecodes.org/images/que-hacemos/03.Energia_y_personas/pdf/2021_Informe_Anuar_NiUnHogarSinEnergia.pdf Eurostat. (2019). <i>Precios de la electricidad para consumidores domésticos, segunda mitad de 2019</i>. Recuperado de: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/es&oldid=496140a-su-desarrollo-desde-el-objetivo-de-electricidad-de-la-demanda FUNDACIÓN RENOVABLES (2021). <i>¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica?</i>	<i>Ideas y propuestas para su desarrollo desde el objetivo de la electrificación de la demanda</i>. Recuperado de: https://fundacionrenovables.org/documento/que-hacemos-con-la-tarifa-electrica-ideas-y-propuestas-para-su-desarrollo-desde-el-objetivo-de-electricidad-de-la-demanda/ GOBIERNO DE ESPAÑA (2018). <i>Real Decreto Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores</i>. Recuperado de: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593 GOBIERNO DE ESPAÑA (2019). <i>Real Decreto Ley 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica</i>. Recuperado de: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089 GROSSMANN, K. (2019). Energy efficiency for whom? A conceptual view on retrofitting, residential segregation and the housing market. <i>Sociologia Urbana e Rurale</i>, 119, pp. 78-95. Recuperado de: https://doi.org/10.3280/SUR2019-119006 GRUPO DE ORGANIZACIONES AMBIENTALES (2022). <i>Propuestas para atender a los hogares en situación de vulnerabilidad en la actual crisis energética. Organizaciones ambientales y sociales</i>. Recuperado de: https://gestionfamiliar.es/propuestas-para-atender-a-los-hogares-en-situacion-de-vulnerabilidad-en-la-actual-crisis-energetica/ INFANTE, M., ROMÁN, M. y TRAVERSO, J. (2012). El sector español de la construcción bajo la perspectiva de género: Análisis de las condiciones laborales. <i>Revista de la Construcción</i>, 11, pp. 32-43. 10.4067/S0718-915X2012000100004. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/262621347_El_sector_espanol_de_la_construccion_bajo_la_perspectiva_de_genero_Analisis_de_las_condiciones_laborales INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (2022). <i>Encuesta de población activa. EPA. Primer trimestre 2022</i>. Consultada el 3 de junio de 2022. Recuperado de: https://www.ine.es/dyngs/INEbase/	es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736176918&menu=ultiD atos&idp=1254735976595 MEGARA (2021). <i>Manual para una comunidad energética rural</i>. Diciembre. Red Eléctrica Española (ed.). Recuperado de: https://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/innovacion-social/primer-modelo-autoconsumo-comunitario MITERD (2019). <i>Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética</i>. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf MITERD (2020). <i>Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030</i>. Enero 2020. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf MITERD (2021a). <i>Ley Española de Cambio Climático y Transición Energética</i>. (2021) Recuperado de: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 MITERD (2021b). <i>Actualización de los Indicadores de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética – 2021</i>. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-pobreza-energetica/default.aspx MITERD (2021c). <i>Hoja de Ruta del Autoconsumo</i>. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-de-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf MITMA (2014a). <i>Análisis de las características de la edificación residencial en España</i>. Noviembre. Recuperado de: https://www.mitma.gob.es/areas-de-actividad/arquitectura-vivienda-y-suelo/urbanismo-y-politica-de-suelo/observatorio-de-la-vulnerabilidad-urbana/analisis-de-las-caracteristicas-de-la-edificacion-residencial-en-espana-por-100CC-por-10083a MITMA (2014b). <i>Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España</i>
---	--	--

(ERESEE 2014). Recuperado de: https://www.mitma.es/ministerio/planes-estrategicos/estrategia-a-largo-plazo-para-la-rehabilitacion-energetica-en-el-sector-de-la-edificacion-en-espana/eresee_2014

MITMA (2019). *Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España (ERESEE 2020)*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_ltrs_2020.pdf

ORTIZ, J. y SALOM, J. (2016). *Estimación del efecto de la rehabilitación energética en la salud de las personas*. Recuperado de: <http://www.lacasa-queahorra.org/documentos/estimacionEfectoRehabilitacionSalud.pdf>

PARKINSON, M. (2014). Regeneración urbana integrada en 2014: nada nuevo bajo el sol y ¿Qué pasa con España? *Ciudad y territorio: Estudios*

territoriales, pp. 11-27. Recuperado de: <https://recyt.fecyt.es/index.php/CyTET/issue/view/3665>

RESCOOP.EU (2021). *Bringing the energy transition home: energy communities and the EPBD?* Recuperado de: <https://www.rescoop.eu/toolbox/bringing-the-energy-transition-home-energy-communities-and-the-epbd>

ROMÁN-LÓPEZ, E., GAYOSO-HEREDIA, M., CÓRDOBA-HERNÁNDEZ, R. y SÁNCHEZ-GUEVARA, C. (2021). Área de conservación y rehabilitación 1: Carrer Pirineus, Santa Coloma de Gramenet, Barcelona. *Ciudad y Territorio Estudios Territoriales*, 53(M), pp. 209-216. Recuperado de: <https://doi.org/10.37230/CyTET.2021.M21.12>

RUBIO DEL VAL, J. y MOLINA COSTA, P. (2010). Estrategias, retos y oportunidades en la rehabilitación de los polígonos

de vivienda construidos en España entre 1940 y 1980. *Ciudades: Revista del Instituto Universitario de Urbanística de la Universidad de Valladolid*, 13, pp. 15-37. Recuperado de: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3309081>

TAYLOR, K. (2022). LEAK: Energy prices will 'remain high and volatile until at least 2023', EU Commission says. *Euroactive*. Recuperado de: <https://www.euractiv.com/section/energy/news/leak-energy-prices-will-remain-high-and-volatile-until-at-least-2023-eu-commission-says/>

UNEF-UNIÓN ESPAÑOLA DE FOTOVOLTAICA (2022). *Informe Anual 2021 UNEF - Energía solar fotovoltaica, oportunidad para la sostenibilidad*. Recuperado de: <https://www.unef.es/es/descargar-documento/62f94cdf7c311cd2ae5e7293997ac727>

Resumen

En 2015, las Naciones Unidas aprobaron el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) número 7 para garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos para el año 2030. Sin embargo, los avances son lentos, y las previsiones indican que en muchos países no se alcanzará este objetivo, a menos que se realicen cambios sustanciales en el sector eléctrico, como el desarrollo de un Marco Integrado de Distribución, la planificación geoespacial integrada, la definición de modelos de negocio, marcos regulatorios y planes financieros viables y sostenibles, y el cambio de visión sobre el cocinado moderno, con la promoción del cocinado con electricidad.

Palabras clave: acceso universal a la energía, electrificación, Modelo Integrado de Distribución, planificación geoespacial integrada, cocinado moderno, cocinado con electricidad.

Abstract

In 2015, the United Nations approved the Sustainable Development Goal (SDG) number 7 to ensure universal access to affordable, reliable and modern energy services by 2030. However, progress is slow, and forecasts indicate that in many countries this objective will not be achieved unless substantial changes are made in the electricity sector, such as the development of an Integrated Distribution Framework, the integrated geospatial planning, the definition of viable and sustainable business models, regulatory frameworks and financial plans, and the change of vision on modern cooking, with the promotion of cooking with electricity.

Keywords: universal energy access, electrification, Integrated Distribution Framework, integrated geospatial planning, modern cooking, electric cooking..

JEL classification: Q47, Q48.

EL ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA

Eduardo SÁNCHEZ JACOB

Santos José DÍAZ PASTOR

Pablo DUEÑAS MARTÍNEZ

Julio EISMAN VALDÉS

Fernando DE CUADRA GARCÍA

Andrés GONZÁLEZ GARCÍA

Ignacio PÉREZ ARRIAGA

*Universal Energy Access Lab (Massachusetts Institute of Technology [MIT]
e Instituto de Investigación Tecnológica [IIT] de la Universidad Pontificia Comillas)*

I. INTRODUCCIÓN

EN 2015, las Naciones Unidas aprobaron la Agenda 2030 con sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), entre los que se encuentra el número 7 sobre garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, con la meta 7.1 de acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos para el año 2030. Esta meta se desagrega a su vez en el acceso a la electricidad y a servicios de cocinado.

La energía es un elemento habilitante del desarrollo, y no se podrán alcanzar los ODS si no se garantiza una cantidad mínima de energía para todos los habitantes del planeta. La Agenda 2030 insiste en no dejar a nadie atrás, con una interpretación del concepto «universal» en el sentido de todas y cada una de las personas, sin distinción.

El África subsahariana es la región del planeta con mayores carencias en acceso a la energía y con peores perspectivas para los próximos años, por lo que no es de extrañar que millones de africanos migren cada año para buscar una vida mejor. La meta 7.4

de la agenda exige a los países más desarrollados aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología. Más allá de consideraciones éticas, España debería estar volcada en apoyar el acceso a la energía en el África subsahariana, tanto para estabilizar la región y disminuir los riesgos geopolíticos como por el potencial que tiene la región para las empresas.

Ya casi en la mitad del plazo establecido para la consecución de la meta de acceso a la energía, los avances están siendo lentos, y las previsiones indican que en muchos países no se alcanzará dicha meta en el año 2030, a menos que en los próximos años se realicen cambios sustanciales en las políticas de estos países y en las instituciones que velan por el desarrollo.

Este artículo aborda algunos de estos cambios, con especial atención a los relacionados con el sector eléctrico, examinando la evolución y las perspectivas de acceso a la electricidad y el cocinado moderno, las principales barreras a superar, y qué medidas se deben poner en marcha para acelerar el proceso.

Para analizar la evolución que ha tenido lugar y las perspectivas de progreso se compara la situación en los años 2010 y 2020, así como las proyecciones para 2030, teniendo en cuenta la disrupción provocada por el COVID-19, desagregando la información por países y regiones, y discutiendo los métodos de medición, especialmente el enfoque multidimensional, conocido como *Multi-Tier Framework (MTF)*. Por otra parte, se describen las consecuencias de la falta de acceso, y especialmente su impacto sobre la pobreza, la salud, la educación, la igualdad de género, el medio ambiente, y el cambio climático.

Respecto a las barreras a superar en el ámbito eléctrico, se describen las áreas con menor acceso –que incluyen: i) las zonas rurales, remotas y poco pobladas; ii) los asentamientos urbanos precarios; y iii) los campos de refugiados–, así como los colectivos más vulnerables por tener un bajo poder adquisitivo o sufrir un desplazamiento forzoso. Se señalan como elementos críticos mejorar el funcionamiento del segmento de la distribución eléctrica y aumentar la inversión privada en redes de distribución. En el ámbito del cocinado moderno, se abordan las barreras relacionadas con: i) el nivel económico; ii) las estrategias poco acertadas de promoción de «cocinas mejoradas» (*ICS, improved cookstoves*), gas licuado del petróleo y tecnologías de bajo potencial; iii) la falta de un enfoque multitecnológico en el hogar; iv) la ausencia de una planificación rigurosa a nivel nacional; y v) la dificultad de las mujeres para influir en la agenda pública.

La sección dedicada a las propuestas empieza con una breve

descripción de los principales actores que participan en este sector, los principales consensos internacionales y algunos planteamientos prometedores. En el ámbito eléctrico, se presenta el Marco Integrado para la Distribución (*Integrated Distribution Framework, IDF*), un enfoque reciente que da respuesta a los retos de la distribución de electricidad «en la última milla», se establecen los principios necesarios para el éxito de la electrificación, se explica el potencial de las concesiones para garantizar la universalidad en los programas de electrificación, y finalmente se propone una taxonomía para medir el éxito de estos programas. En el ámbito del cocinado moderno o «cocinado limpio», se destaca la necesidad de una nueva visión sobre el cocinado, de un mayor liderazgo del sector energético en la resolución del problema, de una apuesta decidida por el uso de la electricidad para cocinar, y de una planificación integrada a nivel nacional. La sección termina con la descripción de algunas iniciativas que se están llevando a cabo desde España.

Entre las principales conclusiones del trabajo destaca la necesidad de un mayor compromiso político en cada país, y en particular del sector de la energía, que permita desarrollar nuevos instrumentos adaptados a las necesidades reales. Se propone el enfoque del *Integrated Distribution Framework* para la electricidad, y una nueva visión del cocinado que considere la biomasa como una fuente transitoria que debe desaparecer en el medio y largo plazo, y que apueste decididamente por el uso de la electricidad. La estrategia tiene que abordar de manera consistente aspectos técnicos,

regulatorios, financieros y sociales: es necesaria una planificación geoespacial integrada, un modelo de negocio y un marco regulatorio favorable, un plan financiero que muestre su viabilidad y sostenibilidad a largo plazo, y asegurarse de que el proceso de electrificación y el cocinado moderno responden a las necesidades reales de las comunidades.

II. SITUACIÓN DEL ACCESO

1. El acceso a la electricidad

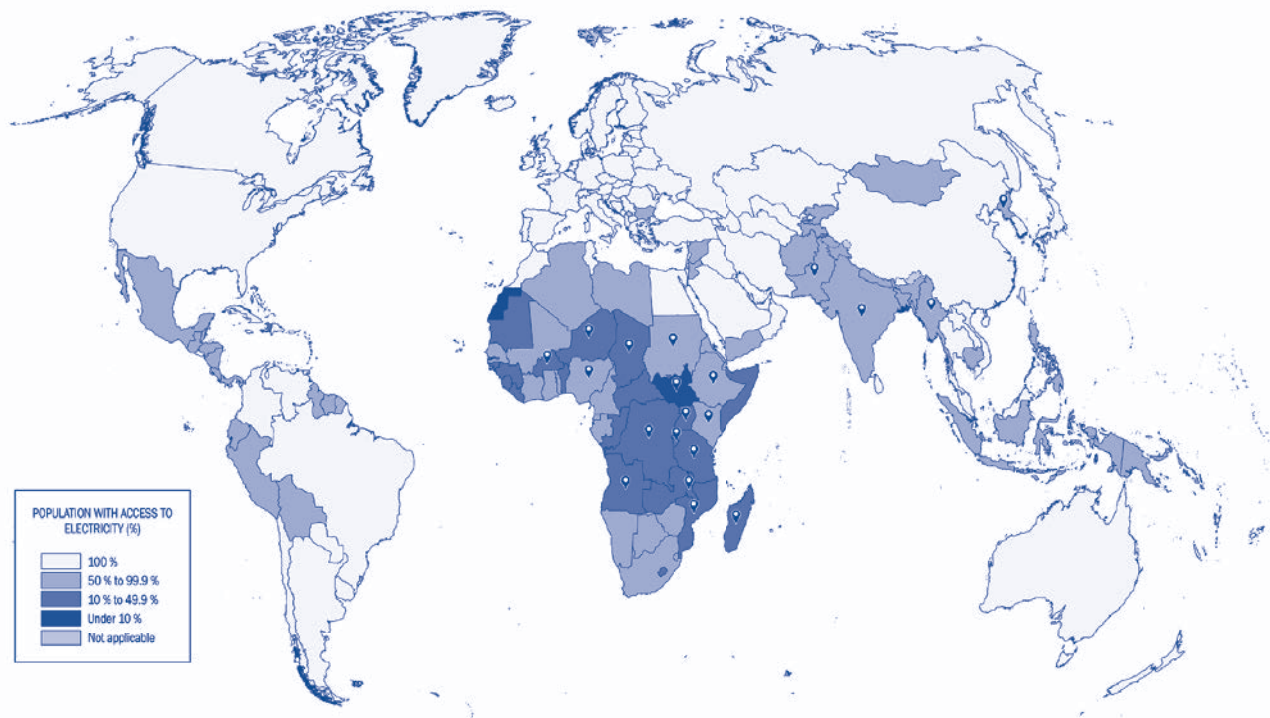
El acceso a la energía es ese «hilo de oro» que conecta el crecimiento económico, el desarrollo humano y la sostenibilidad medioambiental. A pesar de los recientes avances, el mundo no está en el camino de alcanzar el objetivo de acceso universal a la energía en materia de electricidad, y la región del África subsahariana es la que corre mayor riesgo de quedarse atrás.

La sociedad, en su conjunto, está aún lejos de garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos en 2030 –cumpliendo el *Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7 [1])* de la Agenda 2030 para el *Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas*–. Muchos no tienen acceso a la electricidad, o la calidad y fiabilidad del servicio es tan pobre que apenas mejora su vida cotidiana, y su consumo tiene un impacto económico insignificante.

La proporción de la población mundial con acceso a la electricidad (ODS 7.1.1) pasó del 83 por 100 en 2010 al 91 por 100 en 2020, lo que ha supuesto un aumento de aproximadamente 1.300 millones de personas en todo el mundo. El número de

MAPA 1

PORCENTAJE DE POBLACIÓN CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD EN 2020



Fuente: WB (2022).

personas sin acceso a la electricidad se redujo de 1.200 millones de personas en 2010 a 733 millones en 2020, pero las disparidades regionales siguen siendo amplias como se ve en el mapa 1.

Sin embargo, el ritmo del progreso en la electrificación se ha ralentizado en los últimos años, debido a la creciente complejidad de llevar el servicio a las poblaciones más remotas y pobres. Entre 2010 y 2018, un promedio de 130 millones de personas obtuvo acceso a la electricidad cada año, mientras que esa cifra se redujo a 109 millones entre 2018 y 2020, lo que puede estar en parte relacionado con la crisis del COVID-19 en 2020. El porcentaje de progreso anual fue de 0,8 por 100 entre 2010 y 2018 y se redujo al 0,5 por 100 entre 2018 y 2020. Aun

así, el incremento de la electrificación superó el crecimiento de la población a escala mundial, aunque en bastantes países la demografía sigue superando a la tasa de electrificación.

La crisis generada por el COVID-19 ha tenido un impacto negativo sobre el acceso a la energía ya que 90 millones de personas en África y en los países en desarrollo de Asia han dejado de tener servicio por falta de pago, y el despliegue de minirredes se ha ralentizado (IEA, 2021).

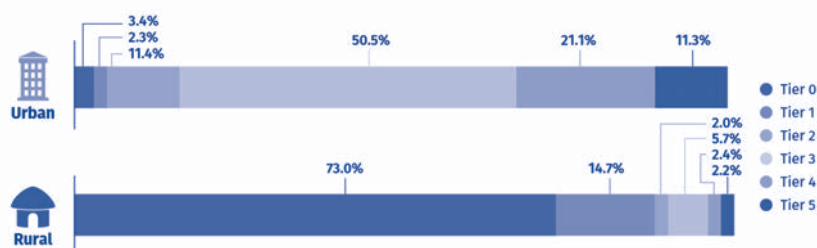
Medir el acceso a la electricidad

La complejidad del acceso a la electricidad no puede medirse únicamente a través de un simple índice cuantitativo, como, por ejemplo, el porcentaje de la población que carece de servicio

eléctrico. Hoy en día, la mayoría de los expertos coincide en que es necesario un enfoque multidimensional, y varias instituciones han hecho aportaciones en este sentido. En las últimas décadas, se han desarrollado excelentes índices para medir el acceso a la energía a través de esta perspectiva multidimensional. El mejor ejemplo es probablemente el conocido *Multi-Tier Framework*, o *MTF*, desarrollado por el Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial.

En lo que respecta a la electricidad, el *MTF* evalúa el acceso en un país utilizando los siguientes atributos: i) capacidad; ii) duración; iii) fiabilidad; iv) calidad; v) asequibilidad; vi) legalidad; y vii) salud y seguridad. Sobre la base de estos atributos, se definen ni-

GRÁFICO 1
EL ACCESO A LA ELECTRICIDAD EN ETIOPÍA A TRAVÉS DE LA
PERSPECTIVA DEL ENFOQUE MTF



Fuente: ESMAP (2018a).

veles de cero a cinco mediante la definición de umbrales (ESMAP, 2015) y se estudian en diferentes contextos (por ejemplo, urbano y rural; hogares, empresas e instalaciones comunitarias). Este enfoque permite una caracterización más precisa del acceso a la electricidad en un país, que va mucho más allá del simple porcentaje de hogares electrificados, como puede observarse en el gráfico 1 para Etiopía.

Otros informes de instituciones que trabajan en este tema hacen un seguimiento de las inversiones en acceso universal y, en algunos casos, comparan estos gastos con los necesarios para alcanzar el ODS 7.1 (SEforALL, 2021; WB, 2022). No obstante, en estos documentos, los datos suelen agregarse para regiones muy amplias, sin una granularidad por países, o por las diferentes actividades dentro del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución). Sin embargo, estas actividades tienen un impacto muy diverso sobre los procesos de electrificación y están sujetas a diferentes condiciones en términos de regulación y riesgo para los agentes. Además, como ya se ha mencionado, la gran mayoría de estos estudios se centra en los gastos de inversión, mientras

que los proyectos de electrificación requieren grandes gastos operativos para proporcionar la permanencia del servicio. Es necesario un enfoque que analice la totalidad de los gastos para la financiación de los proyectos.

2. El acceso al cocinado moderno

La Organización Mundial de la Salud (OMS) mide desde hace décadas el acceso a tecnologías de cocinado limpio (2) a través de una base de datos que actualmente contiene más de 1.400 encuestas de 171 países. Para medir el progreso de la meta 7.1 en el ámbito del cocinado, la Comisión Estadística de las Naciones Unidas eligió el indicador «Proporción de la población cuya fuente primaria de energía son los combustibles y tecnologías limpias» (Naciones Unidas, 2017). De esta manera, se aprovechaba el sistema de medición ya establecido y con el que informaban muchos países. Sin embargo, este indicador no mide adecuadamente la meta establecida, ya que no aporta información sobre la asequibilidad y la fiabilidad de los servicios de cocinado.

Para tener una medida más adecuada, el programa ESMAP

del Banco Mundial (ESMAP, 2015) estableció una versión del MTF adaptada al cocinado limpio, que tiene seis atributos: i) emisiones de la combustión (monóxido de carbono y material particulado inferior a 2,5 micras); ii) eficiencia energética; iii) tiempo dedicado a la adquisición de combustibles y preparación de las cocinas; iv) seguridad; v) asequibilidad económica; y vi) disponibilidad de los combustibles. Para cada uno de estos atributos, se estableció una escala de seis valores, con el valor cero para indicar el nivel inferior de acceso y el cinco para indicar el superior.

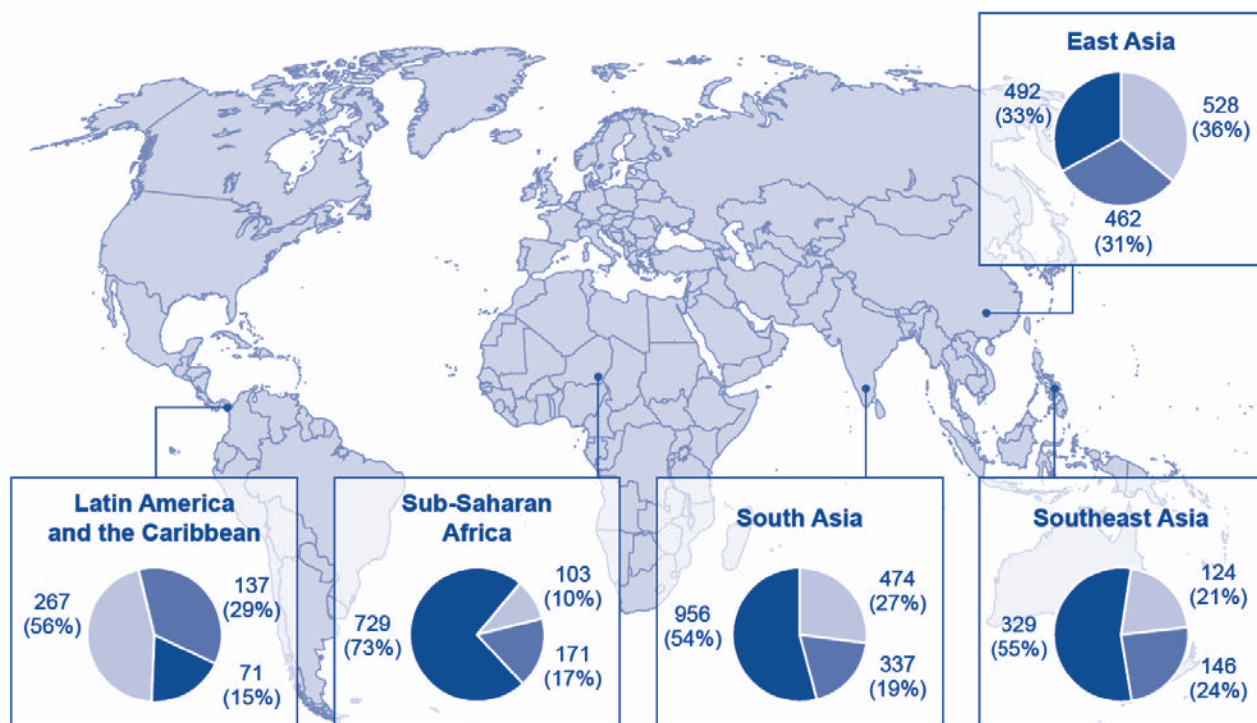
A partir de esta clasificación, se ha establecido una nueva métrica de acceso. Así, se define el acceso a servicios energéticos de cocinado moderno cuando todos los atributos tienen un valor cuatro o cinco (3), se define el acceso a servicios mejorados de cocinado cuando todos los atributos tienen un valor superior a dos pero alguno es inferior a cuatro, y se considera que no hay acceso cuando algún atributo tiene valores cero o uno (ESMAP, 2020b).

Según el informe de progreso del ODS 7 (WB, 2022), en 2020, aproximadamente un tercio de la población mundial no tenía acceso a cocinado limpio (entre 2.100 y 2.700 millones de personas). Sin embargo, si se mide el acceso a cocinado moderno, esta cifra sube a más de la mitad de la población mundial (aproximadamente 4.000 millones de personas), con un mayor número de personas sin acceso en el continente asiático, pero con un mayor porcentaje de población sin acceso en el África subsahariana, como se muestra en el gráfico 2.

En la última década, el acceso a cocinado limpio se ha incremen-

GRÁFICO 2

POBLACIÓN CON ACCESO A SERVICIOS ENERGÉTICOS DE COCINADO MODERNO (AZUL CLARO), A SERVICIOS MEJORADOS DE COCINANDO (AZUL MEDIO) Y SIN ACCESO (AZUL OSCURO), POR REGIONES GEOGRÁFICAS



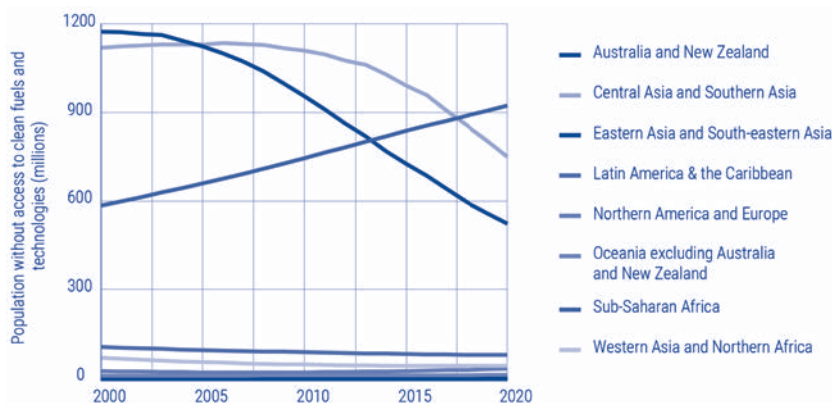
Fuente: ESMAP (2020b).

tado un 1,2 por 100 por año. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por los cinco países más poblados que tenían un bajo acceso (China, India, Indonesia, Brasil y Paquistán). Por regiones geográficas, existen grandes diferencias en la evolución del acceso. Así, en Asia central y del sur se ha mejorado a un ritmo del 2,5 por 100 anual, en Asia oriental y del sudeste al 2,1 por 100, en África subsahariana al 0,48 por 100, y en América Latina y el Caribe apenas al 0,3 por 100.

Considerando el número absoluto de personas sin acceso a cocinado limpio por regiones (gráfico 3), se puede observar que en Asia se está produciendo un descenso rápido, la situación en América Latina y el Caribe está prácticamente

GRÁFICO 3

EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN SIN ACCESO A TECNOLOGÍAS DE COCINADO LIMPIO POR REGIONES

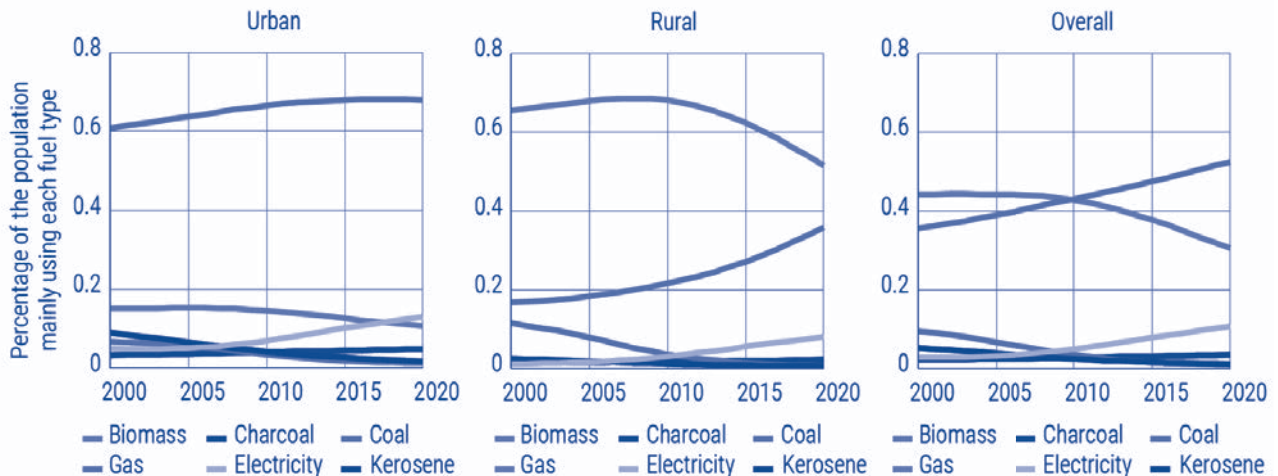


Fuente: WB (2022).

estancada, y la situación en África empeora a un ritmo de 20 millones de personas al año, debido

a que nacen más personas cada año que las que van accediendo a las tecnologías limpias.

GRÁFICO 4

PRINCIPALES FUENTES DE ENERGÍA PARA COCINAR EN LAS ZONAS URBANAS Y RURALES DE PAÍSES DE INGRESOS MEDIOS Y BAJOS

Fuente: WB (2022).

Por otra parte, existe una gran diferencia en las tasas de acceso a cocinado limpio entre la población que vive en zonas urbanas (86 por 100 de media mundial y 29 por 100 en el África subsahariana) y la que vive en zonas rurales (48 por 100 de media mundial y 7 por 100 en el África subsahariana). También existe un patrón distinto de uso de combustibles: mientras en las zonas urbanas predomina el uso del gas, en las zonas rurales domina la biomasa. El uso de electricidad y carbón vegetal es significativo en los entornos urbanos, pero mucho menor en los rurales (gráfico 4).

Con la tendencia actual, se estima que en 2030 un cuarto de la población mundial seguirá sin acceso a cocinado limpio, principalmente en los países de ingresos bajos y medios. La población sin acceso en el África subsahariana se incrementará notablemente, pasando de los 923 millones en 2020 a los 1.100 millones en 2030 (IEA, 2022). Por tanto, dada la situa-

ción actual y la tendencia, se puede concluir que el gran reto de acceso al cocinado limpio en los próximos años será el África subsahariana, y especialmente sus zonas rurales.

3. Las consecuencias de la falta de acceso

Niu *et al.* (2013) demostraron que a escala nacional existe una causalidad bidireccional de largo plazo entre el consumo de electricidad y el desarrollo humano, y más específicamente entre el consumo de electricidad y el PIB per cápita, el gasto per cápita, la tasa de urbanización, la esperanza de vida al nacer y la tasa de alfabetización de adultos.

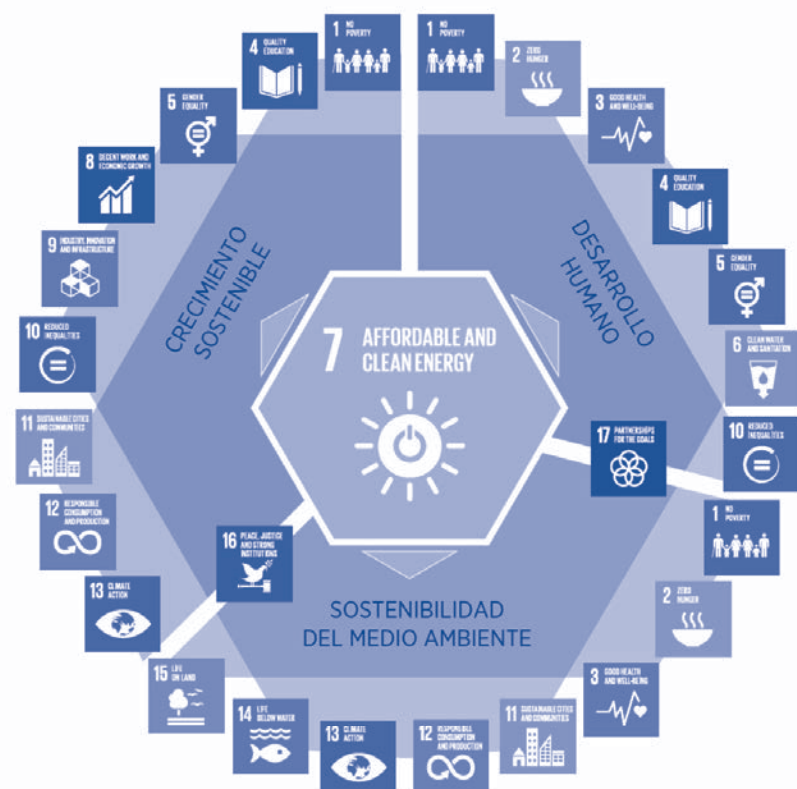
Dado el carácter transversal de la energía, la consecución de la meta 7.1 es un elemento crucial para lograr el cumplimiento de la Agenda 2030 en su conjunto (gráfico 5), en particular en lo que atañe a la erradicación de la pobreza y el hambre, la provisión de agua lim-

pia y saneamiento, la salud, la igualdad de género y la lucha contra el cambio climático. La meta 7.1 es clave también para la creación de oportunidades que favorezcan el empleo y el desarrollo económico. La falta de electricidad en los hogares implica perpetuar o profundizar la situación de pobreza al tener que iluminarse por la noche con velas, queroseno o baterías, no poder cargar los teléfonos móviles, no poder usar equipos electrónicos como radios, televisores u ordenadores, no disponer de electrodomésticos que facilitan las tareas del hogar o no poder conservar la comida en un frigorífico (SEGIB, ARIAE y MAUE, 2021).

A su vez, la falta de acceso al cocinado moderno tiene unas consecuencias sociales y ambientales que suponen unas pérdidas estimadas en dos billones de dólares anuales (ESMAP, 2020b).

En el ámbito de la salud, el humo de las cocinas provoca cardiopatías isquémicas, acciden-

GRÁFICO 5

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLES VINCULADOS AL ACCESO AL ODS 7

Fuente: IRENA (2017).

tes cerebrovasculares, neumonías, enfermedades pulmonares obstructivas crónicas y cáncer. Según (Bennitt *et al.*, 2021), 2,31 millones de personas murieron en 2019 como resultado de la contaminación del aire provocada por la biomasa utilizada para cocinar, lo que supone el 4 por 100 de todas las muertes a nivel mundial. La OMS eleva esta cifra de muertes hasta los 3,2 millones de personas (IEA, 2022). Además de las muertes, estas mismas fuentes estiman en torno a noventa millones los años de vida perdidos anualmente por esta causa.

Otro impacto importante del uso de leña para cocinar es el

tiempo que se necesita para recoger la leña, encender las estufas, cocinar y limpiar, lo que en la mayoría de los casos supone varias horas al día. Los impactos en la salud y en el uso del tiempo afectan más a las mujeres y niñas que a los hombres, ya que en todos los países son las mujeres las que asumen mayoritariamente las tareas de cocinado (ESMAP, 2014).

Desde el punto de vista ambiental, se estima que entre el 27 por 100 y el 34 por 100 de la leña para cocinar o producir carbón vegetal se obtiene de forma insostenible; es decir, a un ritmo mayor que el de la regeneración natural (Clean Cooking

Alliance, 2021). En muchos lugares se agrava el problema de la deforestación, y sus impactos asociados de erosión del suelo, pérdida de biodiversidad, pérdida de fuentes de agua, o aumento del riesgo de inundaciones y corrimientos de tierra.

Las emisiones provocadas por el uso de biomasa para cocinar representan en torno a una gigatonelada, el 2 por 100 de las emisiones globales de CO₂ equivalente, lo que está en el mismo orden de magnitud que las emisiones del sector de la aviación o el transporte marítimo. Sesenta y siete países ya han incluido objetivos relacionados con la energía doméstica o el cocinado limpio en las contribuciones determinadas a nivel nacional que presentaron en la COP26 del año 2021 (Clean Cooking Alliance, 2021).

Más de la mitad de las emisiones mundiales de carbono negro (hollín) provienen del uso doméstico de biomasa. Este contaminante tiene un potencial de calentamiento entre 460-1.500 veces mayor que el CO₂, y su permanencia en la atmósfera oscila entre unos pocos días y varias semanas, por lo que su reducción es una manera efectiva de mitigación con resultados en el corto plazo (Clean Cooking Alliance, 2021)

III. ENTENDIENDO LAS BARRERAS DE ACCESO

1. Barreras de acceso a la electricidad

La mayor parte de la población sin acceso a la electricidad vive en zonas rurales, especialmente en zonas remotas y con poca población. La extensión de la red se va haciendo cada

vez más costosa al ir cubriendo las zonas menos pobladas, y en algunos países de América Latina las tasas de cobertura están estancadas desde hace años, o avanzan muy lentamente, porque no se asume el coste de electrificar la denominada «última milla» (SEGB, ARIAE y MAUE, 2021).

En entornos urbanos o periurbanos, las mayores carencias de acceso se encuentran en los grandes asentamientos irregulares dotados de pocas infraestructuras y donde es frecuente que las viviendas no tengan título de propiedad. Aunque las mayores carencias se encuentran en los países de rentas medias y bajas, donde una de cada cuatro personas vive en asentamientos informales o precarios (United Nations, 2022), también se dan casos en países de rentas altas, como los miles de personas que llevan más de dos años sin suministro eléctrico en la Cañada Real de Madrid (Defensor del Pueblo, 2021), o los campamentos de trabajadores agrícolas irregulares en Almería.

Otro gran colectivo con dificultades de acceso son los desplazados forzosos o refugiados, cuyo número crece cada año y ha alcanzado los 100 millones en 2022. La situación supuestamente transitoria de estas poblaciones, sumada en algunos casos a la hostilidad de las comunidades de acogida, dificulta la inversión en sistemas energéticos.

En zonas donde hay acceso físico a la electricidad, los colectivos de menores ingresos tienen dificultades para pagar la factura. Según el Banco Mundial, la mitad de la población mundial vive por debajo de la línea de pobreza, y más del 10 por 100 en

la pobreza extrema, con menos de 1,9 dólares por persona y día. Además, los porcentajes de pobreza están aumentando a raíz de la pandemia del COVID-19 y el incremento de los precios de la energía y de los alimentos a causa de la guerra en Ucrania (Banco Mundial, 2022). Esta exclusión económica o «pobreza energética» no es exclusiva de los países de renta media, y por ejemplo en España, en 2020, un 16,1 por 100 de los hogares tenía un gasto desproporcionado, un 11,2 por 100 un consumo insuficiente, un 9,6 por 100 tenía retrasos en el pago de facturas, y un 10,9 por 100 temperatura inadecuada (Romero et al., 2020).

La viabilidad del sector eléctrico y su capacidad para atraer la inversión privada depende en gran medida de la fortaleza del segmento de la distribución. Por un lado, los generadores y los operadores de transmisión dependen de las empresas de distribución para disponer de un cliente fiable en la demanda y el pago. Por otro lado, es la empresa a cargo de la distribución quien se encuentra más cerca de los consumidores y, de este modo, influye directamente en la calidad del servicio prestado y en la eficacia de los procesos minoristas (incluida la facturación y un uso adecuado de la electricidad como factor de desarrollo). No es casualidad que los sectores de distribución de casi todos los países con bajo acceso se encuentren en condiciones desastrosas técnica y financieramente.

La prioridad principal es reparar el segmento de la distribución

Muchos de estos países caen en un círculo vicioso, a menudo iniciado por los Gobiernos que

fijan las tarifas por debajo del coste del suministro de energía. Esto puede ser necesario por la situación socioeconómica de las poblaciones, los excesivos costes de generación y las elevadas pérdidas técnicas. El ciclo se caracteriza por la falta de inversión en infraestructuras y en la comercialización a los consumidores por parte de la empresa de distribución, lo que lleva a un descenso de la satisfacción de los consumidores y de su disposición a pagar, a una disminución de los ingresos y a un endeudamiento crónico, que a su vez agrava la falta de inversión.

Esta situación inhibe la capacidad de las empresas de distribución para actuar como entidades fiables para la generación y la transmisión, lo que conduce a mayores costes mayoristas; también inhibe su capacidad para emprender esfuerzos intensivos en capital para ampliar la infraestructura y los servicios de electricidad a las zonas rurales.

La mala calidad del servicio fomenta la deserción, lo que a su vez erosiona aún más los ingresos. En Nigeria, por ejemplo, se calcula que el 86 por 100 de las empresas poseen o comparten generadores diésel, que utilizan para satisfacer casi la mitad de su demanda de electricidad. La solidez y ubicuidad de este ciclo es lo que lleva a sostener que el mal funcionamiento de la distribución está en el centro del desafío del acceso a la energía.

El fracaso de la distribución es más notable en la última milla, la más cercana al cliente final. Tradicionalmente, los países de todo el mundo han recurrido a los subsidios cruzados entre los consumidores urbanos y rurales —así como entre los diferentes

grupos de consumidores, o a los subsidios directos a las empresas de servicios públicos tradicionales— para mantener bajas las tarifas eléctricas rurales y cubrir al mismo tiempo el coste total del suministro eléctrico. Estos enfoques pueden ser eficaces para la electrificación de la última milla (que es notablemente más difícil y costosa por unidad de energía eléctrica servida) en muchas partes de América del Sur y Central, así como en el sur y sudeste asiático, con una alta proporción de clientes electrificados. Sin embargo, los países con elevados porcentajes de población no electrificada a menudo no pueden permitírselo, especialmente cuando esta población está dispersa en zonas rurales o aisladas donde la electrificación es cara. Muchos países intentan hacer asequible la electricidad fijando tarifas artificialmente bajas, con las previsibles consecuencias negativas para la fiabilidad de la red y para la salud financiera de sus empresas de servicios públicos, así como con efectos paralizantes sobre la inversión privada.

La deficiente situación financiera de las compañías de distribución de muchos países de bajo acceso debe ser subsanada, lo que requerirá una fuerte acción gubernamental respaldada por los organismos de desarrollo regionales e internacionales. Si bien se han privatizado algunas distribuidoras, la mayoría siguen siendo de propiedad pública, y los nuevos acuerdos financieros tendrán que adaptarse a estas condiciones iniciales. Algunos países, como la India, están tratando de resolver los problemas heredados del sector asumiendo la deuda de las compañías de propiedad pública y vinculando el futuro apoyo a reformas estructurales, incluida la racionalización de las tarifas y la mejora de los parámetros operativos (por ejemplo, las pérdidas de distribución y la facturación).

En algunos países se ha buscado una mayor participación del sector privado para mejorar la eficiencia operativa y la gestión, así como para facilitar nuevas inversiones en la distribución, utilizando enfoques que han ido desde las concesiones a largo plazo hasta la privatización directa. Aunque estos enfoques han tenido un éxito parcial, no se puede presumir que las distribuidoras tengan los recursos e incentivos necesarios para invertir en electrificación rural, dado el elevado coste que supone la conexión y el servicio de los clientes rurales con un consumo limitado.

Aumentar la inversión privada en la red

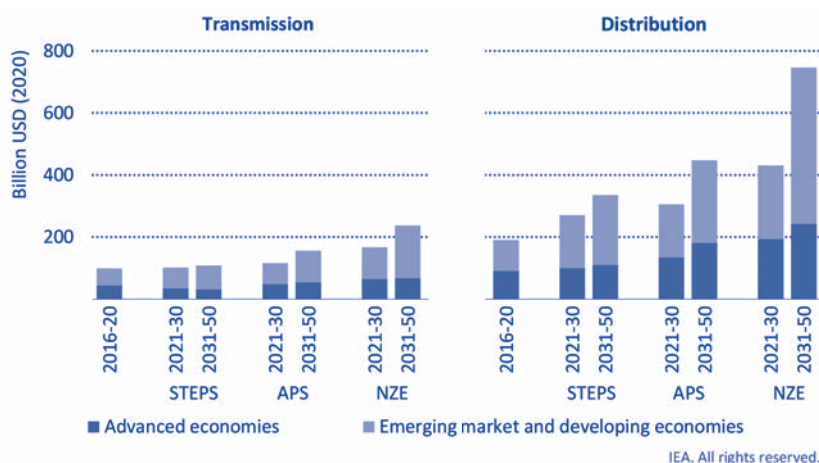
Según la Agencia Internacional de la Energía, durante la próxima década, la inversión en redes debe aumentar sustancial-

mente para mantener y mejorar la fiabilidad de la red, apoyar las transiciones de energía limpia y proporcionar acceso a la electricidad para todos.

En el *Escenario de emisiones netas cero para 2050 (NZE)*, por sus siglas en inglés), el único escenario que plantea que el 100 por 100 de acceso a la electrificación se alcance en 2030, la inversión en las redes de transmisión y distribución pasa de menos de 300.000 millones de dólares de media al año en los últimos cinco años a 630.000 millones de dólares al año (IEA, 2021).

Como vemos en el gráfico 6, en todos los escenarios, al menos el 60 por 100 de las inversiones hasta 2050 se realizan en países con mercados emergentes y en desarrollo, donde millones de nuevos consumidores siguen conectándose a la red y los usos finales están cada vez más electrificados. En los países con economías más desarrolladas, las inversiones se centran en gran medida en garantizar la fiabilidad

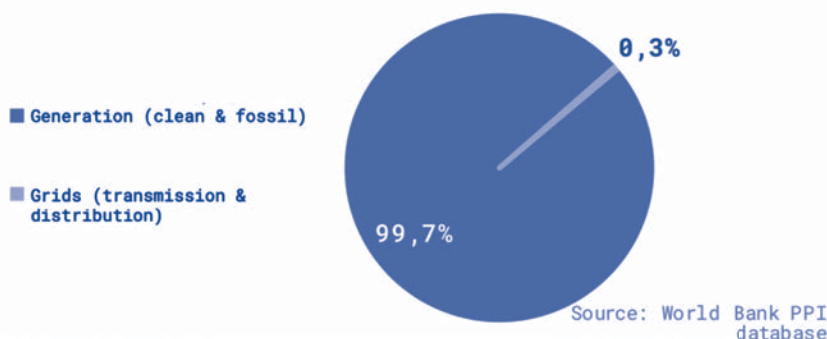
GRÁFICO 6
INVERSIÓN MEDIA ANUAL EN REDES ELÉCTRICAS POR ESCENARIO, 2016-2050



Fuente: IEA (2021).

GRÁFICO 7

INVERSIONES PRIVADAS EN EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD DE DIEZ PAÍSES DE ÁFRICA (ARGELIA, ETIOPIA, GHANA, KENIA, MARRUECOS, SUDÁFRICA, TANZANIA, UGANDA Y ZAMBIA) EN EL PERÍODO 2010-2020



Fuente: RES4Africa (2021).

de la red durante la transición a un sector eléctrico descarbonizado que se enfrenta a una mayor demanda. Las interconexiones tienen un papel que desempeñar en todas las regiones para satisfacer las crecientes necesidades de flexibilidad, maximizar el uso de los recursos disponibles, y garantizar la fiabilidad general del sistema.

En el caso del desarrollo de la red en África, de los 41.000 millones de dólares de inversiones privadas registradas en el sector eléctrico durante la última década, menos de un 1 por 100 se ha dirigido a las redes (véase el gráfico 7 que representa una muestra amplia de países africanos). A diferencia de los países en desarrollo de Sudamérica y el sur y sudeste asiático, que han experimentado con éxito la presencia de inversiones privadas en el sector de las redes, los flujos de capital privado en los sectores de transmisión y distribución africanos son prácticamente nulos.

Históricamente, la inversión en redes ha sido realizada por las compañías eléctricas públicas.

Sin embargo, en muchos países, estas inversiones se han visto frenadas por grandes deudas y problemas de liquidez por lo que, al tener que priorizar los escasos recursos financieros disponibles, la red ha quedado relegada a un segundo plano.

Como resultado de esta falta de inversión en redes, en algunos países con bajo nivel de acceso la generación centralizada supera la demanda conectada a la red, mientras gran parte de la población no tiene acceso. Esto crea una situación paradójica en la que la producción se reduce, y las tarifas son elevadas porque deben pagar la capacidad instalada de generación se use o no.

Las redes son, por tanto, el principal cuello de botella en el esfuerzo de electrificación de África. A diferencia de las actividades de generación y transmisión, donde las recetas a aplicar son conocidas, existe un verdadero desconcierto sobre qué hacer con la distribución. En líneas generales, podría afirmarse que será necesario un trabajo de planificación eficiente, la apertura a los inversores privados, la

creación de modelos de negocio viables y una regulación eficaz que permita retribuir adecuadamente los costes de una distribución eficiente, utilizando subsidios adecuadamente diseñados donde sea necesario.

2. Barreras de acceso al cocinado moderno

La primera causa de la falta de acceso al cocinado moderno es la pobreza material. El poder adquisitivo es el factor que más influye en la elección de las tecnologías para cocinar. Existen otros factores de índole cultural, social o educativa, pero en todos los países, los segmentos de población con más poder adquisitivo utilizan tecnologías de cocinado más modernas, y los segmentos con menos recursos tienden a recolectar leña de forma gratuita, o comprar los combustibles más económicos, principalmente leña y carbón vegetal.

Contemplado el cocinado limpio como sector, la especialista del Banco Mundial Yabey Zhang considera que las tres principales dificultades a las que se enfrenta son que se trata de un sector «huérfano», ya que a pesar de que afecta a la salud, la energía, el medio ambiente, el cambio climático o la mejora de las condiciones de vida de las mujeres, desde ninguno de estos ámbitos se asume este sector como propio, y, por tanto, es ignorado en las políticas nacionales e internacionales; es un sector «invisible», ya que los impactos son desconocidos o no están presentes en las políticas nacionales; y un sector «caro», ya que cocinar es una actividad intensiva en energía, y la energía en general es costosa. Por otra parte, la mayoría de las iniciativas puestas en marcha se

han planteado a pequeña escala, lo que dificulta la reducción de costes por economías de escala.

Desde el punto de vista tecnológico, históricamente ha habido dos enfoques básicos para avanzar hacia el cocinado limpio, que se podrían resumir en «hacer lo asequible limpio», es decir, que la leña y el carbón vegetal, que son generalmente económicos, produzcan menos contaminación, o «hacer lo limpio asequible», es decir, que el gas y la electricidad y otras fuentes de bajas emisiones tengan un coste relativamente bajo para que sean asequibles a la mayor parte de la población. Durante cincuenta años se han llevado a cabo miles de proyectos siguiendo la primera estrategia, a través de lo que se denomina «cocinas mejoradas» (*ICS, improved cookstoves*), con resultados muy limitados (Smith y Sagar, 2014), lo que ha supuesto una enorme pérdida de tiempo y de recursos económicos. De hecho, se siguen financiando proyectos de este tipo, a pesar de que no cumplen las directrices de la OMS sobre contaminación del aire interior, y que en el mejor de los casos solo suponen un ahorro en el consumo de biomasa.

La estrategia de hacer lo limpio asequible ha estado dominada por el subsidio del gas licuado del petróleo (GLP), lo que ha conseguido que se extienda su uso en muchos países, pero a costa de un elevado gasto público y el deterioro de la balanza de pagos cuando debe ser importado. El uso de electricidad para cocinar ha sido descartado hasta hace poco en la mayoría de los países, por considerarse que solo estaba al alcance de las poblaciones urbanas de mayor poder adquisitivo, y por la baja

fiabilidad del suministro eléctrico en muchas zonas rurales.

También se ha dedicado una considerable cantidad de recursos y tiempo a la promoción de tecnologías que, aun siendo limpias, tienen muy bajo potencial de diseminación, como el biogás procedente de residuos agrícolas o del ganado (que está limitado por la materia prima y el coste del proceso de producción), las cocinas gasificadoras de pellets (que requieren pararse y vaciarse cada poco tiempo) o las cocinas solares (que no se adaptan a los platos y los horarios de cocinado de ningún país).

En el ámbito de la promoción del cocinado existen muchos actores, pero la mayoría de escala pequeña, y falta una planificación estratégica que facilite el alineamiento y la coordinación entre ellos.

Otra dificultad es la tendencia a sustituir las cocinas tradicionales por una sola tecnología que sirva para todas las tareas, en lugar de promover el uso de varias tecnologías, aplicando la tecnología más adecuada y eficiente para cada tarea (cocer legumbre, freír, calentar agua, recalentar comida, etc.). Desde este planteamiento simplista, hasta ahora se ha sistematizado poca información sobre cómo, cuánto o cuándo se cocina en un contexto determinado, lo que dificulta el despliegue de estrategias más sofisticadas. Afortunadamente, esta situación está cambiando en los últimos años con la elaboración rigurosa de diarios de cocina en distintos países (Leary, Batchelor y Scott, 2019).

Por último, hay que tener en cuenta que las mujeres, que son las principales responsables del cocinado, históricamente han

tenido muy poca capacidad de influir en la agenda pública sobre los problemas que les afectan.

IV. PROPUESTAS PARA AVANZAR

Los principales actores en juego

La multiplicidad y diversidad de actores exige un importante esfuerzo de coordinación para alinear los esfuerzos hacia las líneas de actuación de mayor impacto y recorrido.

El principal actor sobre el que gira todo es el potencial usuario. En cualquier plan de electrificación, los usuarios deben ser informados con detalle y participar en las soluciones y decisiones propuestas. El empoderamiento de las comunidades es crítico, lo cual requiere su capacitación y organizar su participación en los proyectos. Es muy importante que conozcan las nuevas posibilidades que les brinda el acceso a la electricidad y que entiendan por qué deben abonar una tarifa que sea asequible. Para garantizar la sostenibilidad de un proyecto es importante que las comunidades beneficiadas lo sientan como propio.

El sector eléctrico está y debe estar regulado, aunque en ocasiones se encuentre mal regulado. En la provisión de electricidad a través de la red, el responsable último es el Estado, que delega esta responsabilidad en una o varias empresas, públicas, privadas o mixtas, encargadas de una o varias actividades y sujetas o no a cierta competencia en caso de haberse iniciado un proceso de liberalización. Sin embargo, en el ámbito de la electrificación aislada, son muchas veces las propias comunidades y las orga-

nizaciones sin ánimo de lucro o las ONG las que llevan a cabo la electrificación a través de pequeños proyectos que requieren una metodología adaptada a cada contexto. En los últimos años, cada vez van ganando más peso las empresas que venden equipos o kit solares por los canales de comercialización tradicionales.

En el sector del cocinado, la distribución de leña y carbón se realiza por micro o pequeñas empresas, con un enfoque de mercado, mientras que en la distribución de GLP predominan medianas o grandes empresas, en muchos casos reguladas por el Estado. Las cocinas de leña o carbón son fabricadas generalmente por pequeñas empresas locales, mientras que las cocinas de gas y electricidad son producidas por medianas y grandes empresas.

Las instituciones de cooperación internacional al desarrollo han apoyado tradicionalmente tanto a los Estados como al sector empresarial y las ONG en el ámbito del acceso a la energía. Sin embargo, los fondos de que disponen son inferiores en varios órdenes de magnitud a las necesidades reales, lo que exige que los proyectos que se financien tengan una lógica estratégica que trascienda el impacto directo, ya sea modificando el entorno de operación, demostrando la viabilidad de nuevas soluciones, o apalancando inversión privada.

Las principales entidades que apoyan el acceso a la energía con fondos son las instituciones financieras internacionales, como el Banco Mundial y los bancos regionales, la Comisión Europea, los países donantes, ya sea a través de sus agencias de cooperación (como la alemana GIZ, la estadounidense USAID

con su programa Power Africa, o la española AECID) o de sus instrumentos financieros (como el banco de desarrollo alemán KfW o el fondo de promoción del desarrollo español FOMPRODE), y las fundaciones, ya sean ligadas a personas o familias (Rockefeller, Gates, Tony Blair) o a empresas (como Shell o Enel). En los últimos años, también empieza a haber financiación de fondos climáticos, como el Fondo Verde para el Clima.

En el ámbito de la incidencia política destacan las organizaciones multilaterales ligadas a las Naciones Unidas (como Sustainable Energy for All, el Programa de la Naciones Unidas para el Desarrollo, el Programa Mundial de Alimentos, o la Comisión Económica para África), la Agencia Internacional de la Energía, la Agencia Internacional de la Energía Renovable, y organizaciones regionales como la Comisión Económica para África.

Por último, existe un gran número de asociaciones empresariales (como, por ejemplo, la Africa Minigrid Developers Association), asociaciones de reguladores (como la iberoamericana ARIAE), y ONG.

Los consensos internacionales

En los foros internacionales sobre acceso a la energía se han establecido unos consensos básicos orientados a facilitar el acceso universal. Por ejemplo, en el Diálogo de Alto Nivel sobre Energías de Naciones Unidas (United Nations, 2021), se destacó la necesidad de reforzar los marcos normativos, mejorar la inclusión social y económica de los colectivos más vulnerables, alinear los costes, la fiabilidad, la calidad y la asequibilidad de los servicios,

o aumentar, catalizar, aprovechar y redirigir la financiación.

A nivel regional, los planteamientos tienen más concreción. Por ejemplo, la Plataforma de Alto Nivel para la Inversión Sostenible en África (SEI Platform, 2020), apunta la necesidad de aumentar la integración regional, modificar los subsidios a los combustibles fósiles, y apostar decididamente por las minirredes.

En el ámbito latinoamericano, las prioridades son llegar a la «última milla», principalmente a través de soluciones fuera de red, ir más allá del acceso básico, garantizar el suministro a los servicios públicos, fomentar usos comunitarios y productivos de la electricidad, lograr una mayor fiabilidad en el acceso y asequibilidad, y establecer tarifas sociales y subsidios. También se destaca la necesidad de cambiar la visión sobre el cocinado limpio, de innovar en modelos de negocio, sistemas de pago, planificación conjunta de políticas, financiación «verde» y participación de los usuarios, y de potenciar a las mujeres como actores fundamentales del cambio (SEGIB, ARIAE y MAUE, 2021).

1. Claves para conseguir el acceso universal a la electricidad

Los retos identificados en el segmento de la distribución —el endeudamiento crónico, la inviabilidad financiera y la necesidad de una visión a medio y largo plazo del modelo de negocio de la distribución— exigen una respuesta acorde al problema.

A continuación, se describe el concepto del *Integrated Distribution Framework* (4) que en opinión de los autores ofre-

ce una solución convincente —a falta de ser validada ampliamente en la práctica— a los retos de distribución a los que se enfrentan actualmente muchos países que tratan de conseguir el acceso universal. Tanto el enfoque general como la aplicación de dicho enfoque en cualquier país concreto, deberán satisfacer los requisitos que se enuncian a continuación.

Los principios necesarios para el éxito de la electrificación

Cualquier enfoque sólido de la electrificación a gran escala debe atenerse a cuatro principios básicos: el acceso universal a la electricidad, el tratamiento integrado de los tres modos de electrificación, la viabilidad financiera del modelo de negocio y la focalización en el desarrollo de las comunidades electrificadas. Estos principios se aplican de forma diferente, según el contexto de cada país.

- I. Primero, el compromiso de un acceso universal que no deje a nadie atrás. Esto exige la permanencia (sostenibilidad) del suministro por medio de un marco regulatorio y modelos de negocio que garanticen la existencia de una entidad responsable última de proporcionar el acceso en el territorio nacional, tanto «por defecto» —si nadie se hace cargo— como «suministradora de último recurso» —si el actual suministrador abandona—.
- II. Segundo, la integración eficiente y coordinada de soluciones dentro y fuera de la red (es decir, extensiones de red, minirredes y sistemas autónomos) tanto técnicamente como en su financiación. Todo

ello requiere una planificación integrada y modelos de negocio adecuados para todos los tipos de consumidores del territorio de servicio definido.

- III. Tercero, un modelo de negocio financieramente viable para la distribución, que necesariamente ha de basarse en una remuneración basada en el coste eficiente de proporcionar el servicio. Esto requerirá normalmente algún tipo de concesión de distribución para proporcionar seguridad jurídica y garantizar la participación de inversores externos y, sobre todo, privados, así como subvenciones para la financiación de la brecha de viabilidad, es decir, la diferencia entre la remuneración regulada según el coste eficiente y los ingresos a partir de tarifas asequibles.

- IV. El desarrollo de las comunidades como prioridad del proceso de electrificación, para garantizar que el acceso genere múltiples beneficios socioeconómicos. Este principio vincula la ampliación del acceso a la prestación de servicios públicos críticos (por ejemplo, salud y educación) y a diferentes usos finales con valor económico.

Para alcanzar el acceso universal de forma eficiente, rápida y de manera que se maximice el impacto social de la electrificación, es crucial el cumplimiento estricto y conjunto de estos cuatro principios fundamentales. Todos los principios son importantes y funcionan colectivamente para lograr el objetivo. Los principios pueden ser parcialmente aplicados a lo largo del proceso, pero en última instancia todos deben estar presentes. Pa-

recen sencillos, pero no lo son. Su poder reside en ponerlos en práctica de forma colectiva y rigurosa para lograr una transformación duradera de todo el sector de la distribución.

Utilizar las concesiones para garantizar la universalidad en los programas de electrificación

Lograr el acceso universal para 2030 requerirá que los programas de electrificación, ya sea a escala nacional o territorial, garanticen la inclusividad en todos los aspectos. En lo que respecta a la implementación, una empresa o entidad similar a una compañía de servicios públicos debería ser responsable de proporcionar a la población de un territorio un nivel mínimo de acceso y fiabilidad. La seguridad jurídica y la viabilidad de la entidad serán necesarias para atraer capital externo en el marco de acuerdos a largo plazo, como un contrato de concesión.

Las concesiones son un método probado en diversos formatos en el África subsahariana, el sur y sudeste asiático, y América Latina. Es importante señalar que una concesión no es una privatización: el modelo básico de concesión conserva la propiedad previa de la distribución, pero transfiere el control total sobre las decisiones de gestión e inversión durante el plazo de la concesión. Las concesiones en régimen de colaboración público-privada también se han aplicado con éxito, sobre todo en la India, donde el Estado mantiene una participación —típicamente minoritaria— en la entidad concesionaria a largo plazo.

La eficacia de una concesión depende de su diseño. Una concesión bien definida debe

conducir a un modelo de negocio viable. Por ejemplo, desde 2005, la concesión de distribución de Uganda a una entidad privada (Umeme) ha aportado, durante veinte años, importantes beneficios al movilizar capital privado en la distribución, reducir las pérdidas técnicas y comerciales, mejorar los servicios y añadir nuevas conexiones dentro de su área de servicio. Un sólido acuerdo de concesión ha garantizado un entorno de inversión estable y un flujo de ingresos a través de medidas como: i) la fijación previa de los rendimientos de las inversiones de capital (en dólares estadounidenses); ii) el establecimiento de cuentas de depósito en garantía para el pago de las obligaciones del Gobierno; iii) la concesión de derechos para realizar las modificaciones necesarias en el sistema de distribución (sujeto a la aprobación del plan de inversión); y iv) la dotación de provisiones para las inversiones aún no recuperadas a través de las tarifas en el momento de la transferencia.

Sin embargo, la electrificación rural no está dentro de los objetivos principales de la concesión de Umeme. A pesar de esto, la experiencia de Uganda proporciona una base sólida para ampliar el alcance de las concesiones e incluir el acceso universal como uno de los objetivos principales. Los estrictos requisitos de universalidad en los acuerdos de concesión que establecen obligaciones de suministro y apoyo al crecimiento de la demanda de los hogares y otros sectores económicos deberían complementarse con garantías adicionales para mantener la viabilidad del modelo de negocio.

Por lo general, las concesiones de distribución que conllevan

un mandato de electrificación universal implicarían a un conglomerado de entidades dirigidas por un operador experimentado. Este operador firmaría un acuerdo de concesión con la empresa de servicios públicos (de propiedad pública o no, integrada verticalmente o no) u organismo público para gestionar completamente la actividad de distribución durante un período de tiempo determinado. El concesionario tendrá el mandato de lograr la electrificación universal en una fecha determinada, satisfaciendo la demanda estimada mediante la combinación de soluciones de menor coste, lo que puede implicar la participación de empresas privadas de desarrollo de servicios fuera de la red (minirredes o sistemas individuales).

El concesionario debe ser remunerado con regulación a coste de servicio e incentivos basados en el rendimiento. Por lo general, pagará un canon de alquiler por el uso de los activos de distribución existentes, recibiendo el valor residual de las inversiones de capital al final del período de concesión si no hay renovación.

Es esencial reconocer que el historial de concesiones para estimular una electrificación rural más rápida en el África subsahariana ha sido dispar. Entre los distintos tipos de concesiones diseñadas con una tecnología específica (extensiones de red, minirredes, sistemas solares domésticos), las centradas en los servicios públicos han tenido casos de éxito (por ejemplo, en Uganda, Camerún y Costa de Marfil) y han logrado mejoras en el rendimiento operativo, la reducción de la carga fiscal y el aumento de la densidad de

electrificación. Además, cuando se les incentiva a contribuir a ampliar el acceso, estas concesiones han logrado resultados positivos.

Las concesiones centradas exclusivamente en la electrificación rural (a través de tecnologías o zonas específicas) a menudo no han tenido éxito debido a varios factores, entre ellos: i) el diseño de la concesión y la seguridad jurídica que proporciona; ii) la garantía de la remuneración del coste del servicio; y iii) las asimetrías de información sobre la naturaleza de la demanda y el coste real del servicio. Entre estos factores destaca la falta de viabilidad para acometer la electrificación rural y atraer la inversión del sector privado. Sin embargo, se han dado algunos casos de éxito (por ejemplo, en Argentina, Perú y Marruecos).

En este sentido, se defiende que se puede aplicar un enfoque eficaz de concesión de servicios públicos con la disponibilidad de una planificación integrada basada en el Sistema de Información Geográfica, soluciones energéticas descentralizadas y rentables, y un diseño de concesión sólido viable a través de una regulación de coste de servicio (para todos los modos de electrificación) con el fin de aumentar el acceso y mejorar los servicios para las zonas conectadas, beneficiándose de décadas de experiencias en el África subsahariana, sur y sudeste asiático, y América Latina.

Taxonomía del éxito de la elaboración de un programa nacional de electrificación

El primer paso de la elaboración de un programa nacional de electrificación debe ser una

planificación integrada que contemple simultáneamente todos los modos de electrificación. La solución de mínimo coste que suministraría la demanda especificada será una combinación de nuevas extensiones de la red principal, minirredes no conectadas a esta red y sistemas fotovoltaicos aislados. Para ello pueden utilizarse datos georreferenciados de las demandas a suministrar y de las redes existentes, y los modelos de cálculo asistidos por ordenador actualmente disponibles. Una planificación tecnoeconómica integral, asistida por ordenador, permite mantener el plan al día con datos actualizados o diferentes hipótesis con mínimo esfuerzo y proporciona, como subproducto, un prediseño, con lista de materiales y equipos a utilizar, y todos los costes, totales y desglosados por categorías.

El siguiente paso es la decisión, por parte del Gobierno y de las administraciones públicas correspondientes, de la asignación de la responsabilidad de ejecutar el plan a determinadas entidades, y de la especificación del modelo o modelos de negocio a utilizar, con las regulaciones correspondientes. Aunque todas las iniciativas de electrificación son bienvenidas, un suministro eléctrico universal nunca será posible en zonas rurales con escasos recursos y difícil acceso si se deja a la libre iniciativa privada. Los donantes privados –las ONG o fundaciones– carecen de los recursos necesarios para acometer un plan nacional de electrificación completo y las empresas nunca proporcionarán un servicio eléctrico con costes elevados a usuarios que no lo pueden pagar.

Una solución, tal vez la única realmente efectiva para un plan

nacional de electrificación, es la asignación de concesiones a empresas que incluyan la responsabilidad de proporcionar servicio universal en un territorio definido, de acuerdo con un determinado plan de electrificación y, como se detalló antes, con unos objetivos de nivel de acceso mínimo, fiabilidad y calidad de servicio, incluyendo el suministro mediante sistemas aislados. La autoridad reguladora debe establecer la remuneración a las empresas según los criterios tradicionales de coste de servicio (incluyendo un retorno adecuado al capital invertido), así como tarifas reguladas asequibles para los usuarios. Como estas tarifas asequibles estarán normalmente por debajo de la remuneración establecida, el regulador debe determinar la cantidad de subsidio a recibir por la empresa suministradora. De esta forma, es posible conseguir que todos los usuarios tengan servicio eléctrico con una calidad prefijada. Llama la atención que en muchos países existen subsidios que solo se aplican a los usuarios conectados a la red, sin considerar a los usuarios suministrados con minirredes o con sistemas autónomos, normalmente más vulnerables.

El tercer y último paso en el proceso de electrificación es el desarrollo del plan de negocio y el plan financiero, esto es, determinar cómo se va a financiar el plan tecnoeconómico de electrificación, tal como se ha concebido. Los aspectos más importantes que hay que considerar en el plan de negocio son, por una parte, que el coste de las inversiones será elevado durante algunos años hasta que la electrificación sea completa; mientras que la vida económica de los activos físicos y las tarifas y

subsidios que los han de pagar, en general, se extenderán durante más años, en particular los cables, transformadores, postes, y paneles solares. Este asincronismo entre costes incurridos e ingresos regulados conduce a que las tarifas, en general, no serán suficientes para cubrir los costes durante el período inicial de fuertes inversiones y que, por tanto, se necesitarán subsidios durante los primeros años. El Gobierno correspondiente habrá de intervenir complementando la financiación donde y cuando sea necesario, tal vez con el apoyo de instituciones financieras de desarrollo. En la mayor parte de los países iberoamericanos, dada la elevada proporción de población con acceso a la electricidad, es posible cubrir una parte importante de los subsidios con un sobrecargo en las tarifas eléctricas, especialmente de aquellos con un estatus económico o nivel de consumo más elevado (Eras-Almeida et al., 2017).

2. Claves en el acceso universal al cocinado moderno

Para promocionar el cocinado moderno se han descrito decenas de acciones; una revisión de las más importantes se puede encontrar en (Sánchez-Jacob, 2021). Más allá de estas acciones y de los consensos internacionales expuestos anteriormente, aquí se presentan cuatro medidas que, en opinión de los autores, tienen potencial para cambiar estructuralmente la situación en los próximos años.

Una nueva visión sobre el cocinado

Bien sea por desconocimiento, por inercia, o por falta de

ambición, en muchos países se asocia el cocinado limpio a la sustitución de cocinas tradicionales de leña y carbón vegetal por cocinas mejoradas de biomasa. Todavía no se ha tomado conciencia del impacto negativo de la biomasa en la salud de las personas (sobre todo de las mujeres), el cambio climático, y el medio ambiente.

La nueva visión debe ser el cocinado con la electricidad y el gas como fuentes de energía principales, considerando la biomasa como una fuente transitoria que debe desaparecer en el medio y largo plazo.

La transición se debe promover introduciendo progresivamente nuevas tecnologías en cada hogar. Durante un tiempo convivirán las tecnologías antiguas y las nuevas en un proceso de apilamiento (*stacking*), pero en la medida que aumente el poder adquisitivo, la educación, la sensibilización, y el acceso a la electricidad y el gas, las tecnologías limpias irán ganando peso hasta que desplacen totalmente a la biomasa.

Por otra parte, es necesario cambiar la narrativa sobre las cocinas tradicionales (Batchelor *et al.*, 2019). El discurso sobre el cocinado limpio ha estado basado en sus ventajas ambientales, en la salud, o en la vida de las mujeres. Siendo esto importante, la experiencia demuestra que no es suficiente. La nueva narrativa de promoción del cocinado moderno debe tener en cuenta también la aspiración de muchas mujeres a estilos de vida modernos, el cambio demográfico y la urbanización, las ventajas económicas, o la mayor disponibilidad de electricidad.

Un liderazgo desde el sector energético

El cocinado moderno es un sector que a pesar de que afecta a ámbitos como la salud, la energía, el medio ambiente, el cambio climático o la equidad de género, desde ninguno se asume como propio. Para solventar este problema, ESMAP (2020b) propone la creación de coaliciones de alto perfil de líderes políticos para priorizar el acceso al cocinado moderno en ámbitos globales y nacionales, o de espacios interministeriales para desarrollar una estrategia de inversión única, o espacios de diálogo entre el sector de la cocina limpia y el sector eléctrico. Estas iniciativas, siendo necesarias, no garantizan el liderazgo a largo plazo para cambiar las tendencias actuales.

La dimensión energética del cocinado es innegable. Los ministerios de energía, los reguladores y las empresas, tienen las capacidades y los recursos necesarios para planificar, impulsar y gestionar la transición al cocinado moderno. Además, al tener ya competencias en el sector eléctrico y el GLP, están en la mejor posición para la integración de la transición dentro de las políticas energéticas. La adopción de la transición al cocinado limpio como un objetivo del sector energético para los próximos años permitiría movilizar recursos políticos, humanos, técnicos y financieros para acelerar el proceso.

Una apuesta decidida por el uso de electricidad

El acceso a la electricidad es mayor y evoluciona a un ritmo más rápido que el acceso al cocinado limpio, por lo que unir el

cocinado limpio a la electricidad ayudaría a igualar los niveles de acceso y ritmos. Por otra parte, el uso de electricidad para cocinar en zonas todavía no electrificadas permitiría reducir el coste medio de la electricidad, ampliar la extensión de la red, y aumentar el uso de la capacidad de la red, que a veces es muy reducido (Sánchez-Jacob, 2021). En el caso de las micro-redes aisladas, el uso de electricidad para cocinar provoca un cambio sustancial en el perfil de demanda, una mayor tasa de utilización, y el ahorro en emisiones de efecto invernadero abre nuevas oportunidades para la financiación (Bilich, Sanassee y Archambault, 2021). En países con exceso de capacidad de generación eléctrica en la red, como por ejemplo Kenia (IEA, 2022), el cocinado con electricidad permitiría la generación de nuevos ingresos para el sector eléctrico y la reducción de importación de GLP. En el caso de electrificación con sistemas fotovoltaicos aislados solo habría que ampliar la potencia de los paneles solares y no del resto de los elementos, y usar ollas eléctricas a presión con aislamiento térmico.

Aunque el uso de GLP y gas natural tiene menor impacto climático que el uso de leña y carbón vegetal, no dejan de ser combustibles fósiles que producen gases de efecto invernadero en su producción y combustión. En una lógica de avance hacia sociedades neutras en carbono en 2050, la opción más ventajosa climáticamente será el uso de electricidad producida con energías renovables.

La utilización de electricidad es una tendencia natural en los

países más desarrollados, y por ejemplo en España la utilizan el 75 por 100 de los hogares, un 70 por 100 de forma exclusiva y un 5 por 100 junto con el gas (CNMC, 2020). Una ventaja del uso de electricidad es que permite la utilización de múltiples equipos que se ajustan a las distintas tareas de cocinado, como placas de inducción o infrarrojos, hornos microondas, tostadoras, o calentadores de agua, y permite una introducción progresiva de las tecnologías.

En los países en desarrollo, donde gran parte de la energía para cocinar se dedica a la cocción de legumbres, las ollas eléctricas a presión pueden reducir el consumo de energía a un 10 por 100 de la usada con métodos tradicionales, lo que permitiría realizar todas las tareas de cocinado con menos de 2 kWh al día por hogar (ESMAP, 2020a). En (Sánchez-Jacob, 2021) se pueden encontrar 57 medidas para potenciar el uso de electricidad para cocinar.

Una planificación integrada a nivel nacional

El compromiso político debe reflejarse en la integración de la demanda de energía para cocinar en los planes de desarrollo de infraestructuras energéticas nacionales. A diferencia de lo que sucede en el sector eléctrico, donde se usan herramientas que permiten el diseño de infraestructuras al menor coste, en el sector del cocinado moderno todavía no existen estas herramientas. Por otra parte, la planificación conjunta del cocinado moderno y la electrificación permitiría encontrar sinergias, como es la reducción del coste medio de la electricidad.

3. Aportaciones desde España

En 2014, algunas organizaciones que trabajaban en el acceso universal a la energía decidieron crear una plataforma que denominaron Mesa de Acceso Universal a la Energía (MAUE), para poner en común experiencias, coordinar sus actividades y unir sus esfuerzos de difusión y concienciación sobre el tema.

Actualmente la MAUE está formada por ocho organizaciones de diferentes ámbitos: el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas (IIT-Comillas), el Centro de Innovación en Tecnologías para el Desarrollo Humano de la Universidad Politécnica de Madrid (ItD-UPM), la Fundación acciona.org, la Fundación Energía sin Fronteras (EsF), la Fundación de Ingenieros del ICAI (FICAI), Trama Tecno Ambiental (TTA), Plan International, y Waya Energy. Cada una de estas organizaciones tiene características distintivas propias. Así, y sin ser competencias exclusivas, TTA está especializada en minirredes, y Waya Energy en planificación integrada de acceso en zonas no servidas. FICAI es capaz de movilizar voluntarios especializados para apoyar proyectos de acceso y cooperación tecnológica, y acciona.org en diseño e implementación de modelos sostenibles y asequibles de suministro (Luz en Casa). Plan International pone el foco en los aspectos de infancia y género en la energía, y EsF apoya mediante voluntariado especializado a proyectos de acceso a la energía, dentro y fuera de España, incluyendo los de pobreza energética. Por último, además de las actividades formativas y de investigación en el ámbito académico, el ItD-

UPM se caracteriza por facilitar la colaboración de diferentes entidades en proyectos complejos, y el IIT-Comillas, a través de su participación en el Universal Energy Access Lab MIT-IIT, se focaliza en la integración de los diferentes aspectos de energización con una visión global y a gran escala.

En el V Plan Director de la Cooperación Española 2018/2021 (MAEC, 2018), vigente en la actualidad, la meta 7.1 de acceso a la energía no es una prioridad, aunque sí lo es la meta 7.2 de promoción de fuentes renovables de energía. No obstante, desde la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) se apoya la realización de varios proyectos de acceso, algunos de ellos como cooperación delegada de la Comisión Europea, como, por ejemplo, el que se realiza en la comarca indígena Ngäbe Buglé de Panamá, o en los campos de refugiados de Etiopía, y otros con fondos propios como las licitaciones anuales para cofinanciación de innovación. También se han venido realizando talleres de acceso universal a la energía y encuentros de intercambio de experiencias para personal técnico latinoamericano sobre la temática, en los centros de formación que la AECID tiene en La Antigua (Guatemala) y Santa Cruz de la Sierra (Bolivia) (CNMC *et al.*, 2016) en colaboración con ARIAE y MAUE.

Existen otras muchas ONG, fundaciones empresariales y algunas empresas que llevan a cabo proyectos de electrificación puntuales que son de gran ayuda para la población beneficiada. Está claro que en España se dispone de conocimientos y experiencia para aportar un mayor

apoyo al acceso universal de la energía, de forma más coordinada y con un plan específico.

En la actualidad se está elaborando el VI Plan Director, lo que supone una oportunidad para actualizar el discurso sobre el acceso a la energía y marcar nuevas metas (5).

V. CONCLUSIONES

Como hemos reflejado a lo largo de este artículo, si se quiere realmente cumplir el ODS 7.1, hay que utilizar en cada país unos medios conmensurables con la magnitud del problema, y que se adecuen a las condiciones específicas de cada caso. Si los instrumentos actuales no lo están consiguiendo habrá que utilizar otros, que respondan a las necesidades reales en cada país, aunque siempre respetando los principios básicos imprescindibles, que por ejemplo se explicitan en el marco del *IDF (Integrated Distribution Framework)*.

El acceso universal a la electricidad será posible para el 2030 solo si se intensifican los esfuerzos y se aplica una metodología que ha sido contrastada por la experiencia: planificación geoespacial integrada que considere todos los modos de electrificación y su coordinación mutua, definición de un modelo de negocio y un marco regulatorio favorable que atraigan a los agentes que puedan realizar el plan sin dejar a nadie atrás, un plan financiero que muestre su viabilidad y sostenibilidad a largo plazo en un período razonable de tiempo y, finalmente, asegurarse de que el proceso de electrificación atiende las necesidades reales de las comunidades, les ayuda a crecer económicamente –tanto a escala familiar

como de la comunidad entera– facilitando los usos productivos y comunitarios de la electricidad. Es, asimismo, imprescindible la voluntad política de llevar a cabo el plan de electrificación, y la designación de una entidad local del Gobierno que lidere el proceso.

Por otra parte, el acceso al cocinado limpio está más retrasado que el acceso a la electricidad, y si no se toman nuevas medidas, las previsiones indican que la población sin acceso en el África subsahariana se incrementará notablemente en los próximos años, pasando de los 923 millones en 2020 a los 1.100 millones en 2030.

El cocinado limpio es un sector «huérfano», ya que a pesar de que afecta a la salud, la energía, el medio ambiente, el cambio climático o la mejora de las condiciones de vida de las mujeres, desde ninguno de estos ámbitos se asume como propio, y, por tanto, acaba siendo ignorado en las políticas nacionales e internacionales. Es un sector «invisible», ya que los impactos son desconocidos o no están presentes en las políticas nacionales. Finalmente, es un sector «caro», ya que cocinar es una actividad intensiva en energía, y la energía en general es costosa.

Para cambiar la tendencia actual en el sector del cocinado limpio, además de los principios generales de mayor compromiso político y financiación, es necesaria una nueva visión que considere la biomasa como una fuente transitoria que debe desaparecer en el medio y largo plazo, y que apueste decididamente por el uso de la electricidad. Un compromiso mayor del sector energético en la resolución del problema

puede movilizar nuevos recursos y capacidades que marquen la diferencia con la situación actual, y para ello es necesario contar con una planificación integrada a nivel nacional con sinergias entre el avance de la electrificación y el cocinado limpio. Como en cualquier plan de energización, la participación de los potenciales usuarios es crítica para la sostenibilidad de los proyectos.

Finalmente, las aportaciones al acceso universal desde España deberían incrementarse, dadas las capacidades técnicas desarrolladas por múltiples entidades, y debe superarse el planteamiento de proyecto para desarrollar un plan de actuación con visión de conjunto.

NOTAS

(1) Este objetivo tiene dos indicadores. El indicador 7.1.1 mide la proporción de la población con acceso a la electricidad y el indicador 7.1.2 mide la proporción de la población que depende principalmente de combustibles y tecnologías limpias.

(2) La definición de los combustibles y tecnologías de cocinado limpio ha ido evolucionando con el tiempo. En la actualidad comprende las tecnologías que utilizan electricidad, gas licuado del petróleo (GLP), gas natural, biogás, alcohol, o directamente la radiación solar (WB, 2022:57). Estas tecnologías cumplen las directrices de la Organización Mundial de la Salud sobre la calidad del aire en los hogares (WHO, 2014).

(3) Con la métrica del *MTF*, el cocinado limpio serían los combustibles y tecnologías que tienen un valor cuatro o cinco en los atributos de emisiones de la combustión y de eficiencia energética, sin tener en cuenta el resto de los atributos. De esta manera, el cocinado moderno siempre es limpio, pero no al contrario. En este artículo se utiliza el término cocinado moderno para referirse a la meta establecida en el ODS 7. Sin embargo, algunos datos se refieren a cocinado limpio por no estar disponibles los equivalentes para cocinado moderno.

(4) El Marco Integrado de Distribución (*Integrated Distribution Framework*, o *IDF*) ha sido desarrollado por la MIT Energy Initiative para la Global Commission to End Energy Poverty y está siendo aplicado o evaluado en varios países, ver <https://www.endenergypoverty.org>

(5) El documento *Propuestas para incorporar el acceso universal a la energía en la cooperación española* elaborado por la MAUE (MAUE, 2017) es una base para iniciar la reflexión.

BIBLIOGRAFÍA

BANCO MUNDIAL (2022). *Pobreza. Panorama general*. Recuperado de: <https://www.bancomundial.org/es/topic/poverty/overview>

BATCHELOR, S., BROWN, E., SCOTT, N. y LEARY, J. (2019). Two birds, one stone—reframing cooking energy policies in Africa and Asia. *Energies*, 12(9), 1591. <https://doi.org/10.3390/en12091591>

BENNETT, F. B., WOZNIK, S. S., CAUSEY, K., BURKART, K. y BRAUER, M. (2021). Estimating disease burden attributable to household air pollution: New methods within the Global Burden of Disease Study. *The Lancet Global Health*, 9, S18. [https://doi.org/10.1016/S2214-109X\(21\)00126-1](https://doi.org/10.1016/S2214-109X(21)00126-1)

BILICH, A., SANASSEE, W. y ARCHAMBAULT, A. (2021). *On- and Off-(micro)grid PV Electric Cooking: Field data for integrated energy access in Haiti*. EarthSpark International. MECS. Modern Energy Cooking Services. Retrieved from: <https://mecs.org.uk/wp-content/uploads/2021/02/EarthSpark-Final-Report-LEIA.pdf>

CLEAN COOKING ALLIANCE (2021). *Clean Cooking Critical to Achieving COP26 Climate Goals*. Retrieved from: https://cleancooking.org/wp-content/uploads/2021/11/Clean-Cooking-NDCs-Factsheet_COP26.pdf

CNMC (2020). *Panel de Hogares. 4.º trimestre de 2019*. Recuperado de: <http://data.cnmc.es/datagraph/>

CNMC, ARIAE, AECID y MAUE (2016). *El acceso universal a la energía. La electrificación rural aislada. Visión en Iberoamérica*. Madrid, España: Thomson - Civitas Aranzadi.

DEFENSOR DEL PUEBLO (2021). *El Defensor del Pueblo recuerda a las administraciones que hay que tomar medidas urgentes para restablecer el suministro eléctrico en la Cañada Real de inmediato*. Recuperado de: <https://www.defensordelpueblo.es/noticias/defensor-del-pueblo-recuerda-las-administraciones-tomar-medidas-urgentes-restablecer-suministro-electrico-la-cañada-real-inmediato/>

[es/noticias/defensor-del-pueblo-recuerda-las-administraciones-tomar-medidas-urgentes-restablecer-suministro-electrico-la-cañada-real-inmediato/](https://www.defensordelpueblo.es/noticias/defensor-del-pueblo-recuerda-las-administraciones-tomar-medidas-urgentes-restablecer-suministro-electrico-la-cañada-real-inmediato/)

ERAS-ALMEIDA, A., FERNÁNDEZ, M., EISMAN, J., MARTÍN, J. G., CAAMAÑO, E. y EGIDO, M. A. (2019). Lessons Learned from Rural Electrification Experiences with Third Generation Solar Home Systems in Latin America: Case Studies in Peru, Mexico, and Bolivia. *Sustainability*, 11(24), 7139. <https://doi.org/10.3390/su11247139>

ESMAP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (2014). *Clean and improved cooking in Sub-Saharan Africa*. The World Bank Group: Washington, DC, USA. Retrieved from: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22521>

ESMAP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (2015). *Beyond Connections - Energy Access Re-defined*. Technical report 008/15. Retrieved from: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/24368/Beyond0connect0d000technical0report.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

ESMAP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (2018a). *Ethiopia: Beyond Connections - Energy Access Diagnostic Report Based on the Multi-Tier Framework*. Retrieved from: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/30102/129100.pdf?sequence=5&isAllowed=y>

ESMAP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (2018b). *Mini Grids and the Arrival of the Main Grid: Lessons from Cambodia, Sri Lanka, and Indonesia*. Technical report 013/18. Retrieved from: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/29018/134326.pdf?sequence=6&isAllowed=y>

ESMAP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (2020a). *Cooking with Electricity: A Cost Perspective*. Washington, D.C. World Bank Group. Retrieved from: [https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/34566/Cooking-](https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/34566/Cooking-with-Electricity-A-Cost-Perspective.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

[with-Electricity-A-Cost-Perspective.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/34566/Cooking-with-Electricity-A-Cost-Perspective.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

ESMAP, ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (2020b). *The State of Access to Modern Energy Cooking Services*. Washington, D.C. World Bank Group. Retrieved from: <http://documents.worldbank.org/curated/en/937141600195758792/The-State-of-Access-to-Modern-Energy-Cooking-Services>

GCEEP, GLOBAL COMMISSION TO END ENERGY POVERTY (2021a). *Report on Electricity Access*. Retrieved from: <https://www.endenergypoverty.org/s/GCEEP-ALLReports-Full-2020-3.pdf>

GCEEP, GLOBAL COMMISSION TO END ENERGY POVERTY (2021b). *A business plan to achieve full electrification in Rwanda under the Integrated Distribution Framework (IDF)*. Retrieved from: <https://www.endenergypoverty.org/s/2021-electrification-in-rwanda-integrated-distribution-framework.pdf>

HARPER, P. (2015). *Public-private partnerships and the financial cost to governments: Case study on the power sector in Uganda*. https://jubileedebt.org.uk/wp-content/uploads/2015/08/Uganda-case-study_08.15.pdf

HOSIER, R., BAZILIAN, M. y LEMONDZHA, T. (2017). *Increasing the potential of concessions to expand rural electrification in sub-Saharan Africa*. World Bank Group. Live Wire 2017/76. Retrieved from: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26570>

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2021). *World Energy Outlook 2021*. Retrieved from: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2022). *Africa Energy Outlook 2022*. Retrieved from: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6fa5a6c0-ca73-4a7f-a243-fb5e83ecfb94/AfricaEnergyOutlook2022.pdf>

IRENA (2017). *Rethinking Energy: Acelerar la transformación energética mundial*. Retrieved from: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jan/IRENA_Rethinking_2017_Summary_

ESP.PDF?la=en&hash=8D28A5D7C7F8BA3234FA1384A96976807E FE1CD6

JACQUOT, G. PÉREZ-ARRIAGA, I., NAGPAL, D. y STONER, R. (2020). Assessing the potential of electrification concessions for universal energy access: Towards integrated distribution frameworks. *Global Commission to End Energy Poverty, Working Papers Series*. Retrieved from: https://www.endenergypoverity.org/2020-report#block-yui_3_17_2_1_1605653660080_25157

LEARY, J., BATCHELOR, S. y SCOTT, N. (2019). *Cooking Diaries 3.0 Protocols*. MECS. Modern Energy Cooking Services. Retrieved from: <https://mecs.org.uk/wp-content/uploads/2020/12/Cooking-Diaries-3.0-Protocols-JL-9-9-19-LOW-RES.pdf>

MAEC, MINISTERIO DE ASUNTOS EXTERIORES Y COOPERACIÓN (2018). *V Plan Director de la Cooperación Española 2018 / 2021*. Madrid, España: MAEC.

MESA DE ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA (2017). *Propuestas para incorporar el acceso universal a la energía en la Cooperación Española*. Recuperado de: <https://accesouniversalalaenergia.files.wordpress.com/2020/02/propuestas-para-incorporar-el-e2809cacceso-universal-a-la-energ3adae2809d-en-la-cooperac3b3n-espac3b3la.pdf>

NACIONES UNIDAS (2015). *Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible*. Resolución A/RES/70/1 de la Asamblea General. Recuperado de: https://unctad.org/system/files/official-document/ares70d1_es.pdf

NACIONES UNIDAS (2017). *Anexo. Marco de indicadores mundiales para los Objetivos de Desarrollo Sostenible y metas de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*. Resolución A/RES/71/313 de la Asamblea General. Recuperado de: [https://unstats.un.org/sdgs/indicators/Global por 10020Indicator por 10020Framework_A.RES.71.313 por 10020Annex.Spanish.pdf](https://unstats.un.org/sdgs/indicators/Global%20Indicator%20Framework_A.RES.71.313%20Annex.Spanish.pdf)

NIU, S., JIA, Y., WANG, W., HE, R., HU, L. y LIU, Y. (2013). Electricity consumption and human development level: A comparative analysis based on panel data for 50 countries. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53, pp. 338-347. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.024>

PÉREZ-ARRIAGA, I. J., NAGPAL, D., JACQUOT, G. y STONE, R. (2020). Integrated Distribution Framework: Guiding principles for universal electricity access. *Global Commission to End Energy Poverty Working Paper*. Retrieved from: <https://static1.squarespace.com/static/5d371cb401986300013881d3/t/5fc69ef13c6ccf69f34825fa/1606852340478/2020-integrated-distribution-framework-guiding-principles.pdf>

PÉREZ-ARRIAGA, I., DÍAZ-PASTOR, S., MASTROPIETRO, P. y DE ABAJO, C. (2022). *The Electricity Access Index Methodology and Preliminary Findings*. Rockefeller Foundation - MIT-Comillas Universal Energy Access Lab. Retrieved from: https://static1.squarespace.com/static/5d371cb401986300013881d3/t/6282b0e6b51ff239d919d958/1652732137154/2021-05-05_The_Electricity_Access+Index_Methodology_and_Preliminary_Findings_v1_1-REVIEW.pdf

RES4AFRICA FOUNDATION y PwC. (2021). *Private Sector Participation in African Grid*. Retrieved from: <https://www.res4africa.org/s/PrivateSectorParticipationinAfricanGridDevelopment-RES4AfricaNovember20212.pdf>

ROMERO, J. C., BARRELLA, R., CENTENO, E. y MARIÑO, L. (2022). *Informe de indicadores de pobreza energética en España 2020*. Cátedra de Energía y Pobreza. ICAI. Universidad de Comillas. Recuperado de: https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/65128/Informe_Indicadores_2020_EyP_v8.pdf?sequence=1&isAllowed=y

SÁNCHEZ-JACOB, E. (2021). *Accelerating the implementation of electric cooking in low- and middle- income countries*. Universidad Politécnica de Madrid. Retrieved from: <https://oa.upm.es/69801/5>

EI PLATFORM, AFRICA-EUROPE HIGH-LEVEL PLATFORM FOR SUSTAINABLE ENERGY INVESTMENTS IN AFRICA (2020). *Report - Scaling-up energy investments in Africa for inclusive and sustainable growth*. Retrieved from: https://africa-eu-energy-partnership.org/wp-content/uploads/2020/03/11-2019-SEI-Platform-Report-ExecutiveSummary_05_draft.pdf

SEFORALL Y CLIMATE POLICY INITIATIVE (2021). *Energizing Finance: Understanding the Landscape - 2021*. Retrieved from: <https://www.seforall.org/system/files/2021-10/EF-2021-UL-SEforALL.pdf>

SECRETARÍA GENERAL IBEROAMERICANA (SEGIB), ASOCIACIÓN IBEROAMERICANA DE ENTIDADES REGULADORAS DE LA ENERGÍA (ARIAE) y Mesa de Acceso Universal a la Energía (MAUE) (2021). *Alcanzar la última milla. ODS en Iberoamérica. Energía asequible, segura, sostenible y moderna para todas las personas*. SEGIB-ARIAE. Recuperado de: <https://www.segib.org/?document=ods-7-en-iberoamerica-alcanzar-la-ultima-milla-energia-asequible-segura-sostenible-y-moderna-para-todas-las-personas>

SMITH, K. R., y SAGAR, A. (2014). Making the clean available: Escaping India's Chulha Trap. *Energy Policy*, 75, pp. 410-414. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.024>

UNITED NATIONS (2021). *Report of the High-Level Dialogue on Energy*. Retrieved from: https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2021/11/report_of_hlde_by_secretariat_n.pdf

UNITED NATIONS (2022). *The Sustainable Development Goals Report. 2022*. Retrieved from: <https://unstats.un.org/sdgs/report/2022/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2022.pdf>

WB, THE WORLD BANK (2022). *TRACKING SDG 7: The Energy Progress Report 2022*. Retrieved from: <https://trackingsdg7.esmap.org/>

WORLD HEALTH ORGANIZATION (2014). *WHO guidelines for indoor air quality: household fuel combustion*. World Health Organization. Retrieved from: <https://apps.who.int/iris/handle/10665/141496>

Resumen

Las políticas de energía y clima adoptadas por la UE desde los años ochenta del siglo XX han sentado las bases para proponer el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050, alineando intereses y valores de la Unión y reforzando su posición de líder mediante el ejemplo en el ámbito internacional. Para alcanzar dicho objetivo, se presenta en 2019 el Pacto Verde Europeo (PVE) al que acompaña en 2021 el paquete «Objetivo 55» que incluye numerosas medidas legislativas y ejecutivas, revisiones de medidas preexistentes y nuevos fondos que tratan de limitar el impacto de la descarbonización en los más vulnerables. Guiada por el PVE, la UE enfrentaba la pandemia con el mayor paquete de recuperación verde de su historia, que se espera facilite el cumplimiento de los objetivos de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima. Más recientemente, la respuesta de la UE a la invasión rusa de Ucrania, con REPowerEU, aumenta la ambición renovable de manera muy significativa. Todo ello en un contexto de incertidumbre radical y deterioro de las expectativas económicas. Así, algunos de los retos a los que se enfrenta la UE para cumplir con sus objetivos de descarbonización incluyen: asegurar la seguridad del suministro, diversificar fuentes energéticas y proveedores, reducir la dependencia energética de Rusia, adaptarse a la volatilidad de los precios de la energía y asegurar la aceptación de las políticas de descarbonización.

Palabras clave: cambio climático, política climática, política energética, Pacto Verde Europeo, Fit for 55.

Abstract

The energy and climate policies implemented by the EU since the 1980s laid the foundations for adopting the climate neutrality goal by 2050, aligning the interests and values of the Union and strengthening its position as a directional leader. To achieve this goal the EU put forth the European Green Deal (EGD) in 2019. The EGD is accompanied by the «Fit for 55» package which includes numerous legislative and executive measures, updating pre-existing measures and new instruments that seek to limit the impact of decarbonisation policies on the most vulnerable citizens. Guided by the EGD, the EU is tackling the pandemic with the largest green recovery package in its history, which is expected to facilitate the achievement of the targets set in the Integrated National Energy and Climate Plans. More recently, the EU response to the Russian invasion of Ukraine, with REPowerEU, significantly increases the Union renewable ambition. All this in a context of radical uncertainty and deteriorating economic expectations which exacerbate the challenges the EU faces in meeting its decarbonisation goals: ensuring security of supply, diversifying energy sources and suppliers, reducing energy dependence from Russia, adapting to volatile energy prices and ensuring acceptance of decarbonisation policies.

Keywords: climate change, climate policy, energy policy, European Green Pact, Fit for 55.

JEL classification: Q48, Q54, Q58.

LA UNIÓN EUROPEA RUMBO A LA NEUTRALIDAD CLIMÁTICA: CON BRÚJULA Y DERIVA

Lara LÁZARO TOUZA

Centro de Enseñanza Superior Cardenal Cisneros (adscrito a la UCM) y Real Instituto Elcano

Gonzalo ESCRIBANO FRANCÉS

Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED)

y Programa de Energía y Clima del Real Instituto Elcano

I. INTRODUCCIÓN

LA Unión Europea (UE) se ha marcado el objetivo de ser «el primer continente» climáticamente neutro en 2050. Una tarea titánica para el tercer mayor consumidor de energía del mundo (BP, 2021) y el tercer mayor emisor de gases de efecto invernadero (1). El objetivo de alcanzar emisiones netas nulas a mediados de siglo, unido al arsenal de políticas climáticas y energéticas, alinea los valores e intereses (2) de la UE y da respuesta a tres retos simultáneos: el cambio climático, la seguridad energética y la definición de un modelo económico competitivo a nivel global para el futuro. No obstante, la transición hipocarbónica, como cualquier transformación estructural del modelo de desarrollo, va a ser costosa, especialmente para los sectores intensivos en emisiones y para los más vulnerables.

Los pilares sobre los que se sostiene el deseo de liderar la transición hacia una economía baja en carbono en la UE son: 1) la evidencia científica de los impactos crecientemente extremos y potencialmente irreversibles del cambio climático (Pötner *et al.*, 2022; Lenton *et al.*, 2019); 2) la experiencia de la UE en energías renovables (3), unida a una reducción significativa en el coste de las mismas en la última década (4); 3) el deseo de posicionarse de manera competitiva en la

economía hipocarbónica; 4) la evolución de compromisos climáticos en el seno de Naciones Unidas —en parte facilitados históricamente por la UE—; 5) el éxito en la disociación de las emisiones y del crecimiento económico de la UE entre 1990 y 2020 (5); 6) la preocupación de los ciudadanos por el cambio climático como uno de los problemas más serios (EC, 2021a); y 7) un escenario geopolítico volátil aquejado de una incertidumbre radical desde la pandemia y, más recientemente, con la invasión rusa de Ucrania.

Factores que aminoran la velocidad de la transición en la UE incluyen: 1) la actual coyuntura económica, con previsiones de deterioro del crecimiento económico, altos niveles de inflación y deuda, y con tipos de interés al alza que encarecen las inversiones; 2) la necesidad de negociar los objetivos de descarbonización con un «club» de socios muy diversos en cuanto a sus matrices energéticas y preferencias (6); 3) las narrativas por parte de los sectores más intensivos en emisiones en favor de una transición más pausada, con tiempo suficiente para la adaptación de los consumos energéticos, eminentemente fósiles (7) (véase el cuadro n.º 1); 4) la dificultad de descarbonizar completamente y de manera acelerada todos los sectores, especialmente el sector industrial, el transporte, la edificación y la agricultura; 5)

CUADRO N.º 1

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES EN PORCENTAJE (8)

	2019						2020					
	PETRÓLEO	GAS	CARBÓN	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICA (RENOVABLE)	OTRAS RENOVABLES	PETRÓLEO	GAS	CARBÓN	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICA (RENOVABLE)	OTRAS RENOVABLES
Mundial	33	24,17	27,11	4,29	6,48	4,96	31,27	24,70	27,18	4,30	6,85	5,69
UE	38,15	23,18	12,05	11,23	4,66	10,72	35,93	24,54	10,60	10,96	5,45	12,50

Fuente: Autores en base a datos de BP (2021).

la dificultad de acelerar el despliegue de renovables debida, entre otros, a procesos para la concesión de permisos que se dilatan en el tiempo, en parte por la falta de personal en la Administración en países como España; 6) la oposición ciudadana creciente al despliegue masivo de renovables, a las que se les pide responsabilidad con el territorio y con los ciudadanos; y 7) el problema no resuelto de la transición justa.

Para dar respuesta al problema del cambio climático, y con el objetivo de asegurar el suministro de una energía sostenible y asequible, la UE ha respondido históricamente tanto en el ámbito internacional como a través de sus políticas internas. En el ámbito global la UE ha desplegado una diplomacia climática activa, yendo de menor a mayor unidad en las posiciones de los Estados miembros y teniendo un impacto desigual en el proceso de negociaciones climáticas internacionales desde la adopción de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1992. Internamente, la UE cuenta en la actualidad con 40 leyes sobre el clima, 12 políticas climáticas, 58 casos de litigios relacionados con el clima y 31 objetivos climáticos (GRI, 2022).

La energía, por su parte, ha sido un elemento vertebrador

de la construcción europea, si bien, como en otros ámbitos, la UE se ha debatido entre la soberanía de los Estados miembros y la integración. Dos de los tres tratados fundamentales de la UE hacen referencia a la energía: el Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) de 1951 y el Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom) de 1957. No obstante, durante décadas la energía se consideraba un ámbito de actuación esencialmente nacional debido a que los mercados energéticos dependen de infraestructuras que se construían a nivel nacional (con limitadas interconexiones), a la importancia de la energía para la seguridad nacional y la consecuente reticencia de los Estados miembros a ceder soberanía en este ámbito (Hutha, 2021) (9).

Tras un proceso de integración de la política climática y energética que se afianza a mediados de la pasada década, el futuro de la acción en materia de clima y energía viene determinada por el Pacto Verde Europeo (PVE). Dicho pacto constituye el mayor paquete de medidas para la transición hipocarbónica de la UE. Desde la aprobación de la Ley Europea del Clima, que hace vinculante el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050, hasta la estrategia «de la granja a la mesa» o la de

economía circular, el PVE es la brújula que guiará la actividad económica y el nuevo modelo de desarrollo de la UE en el siglo XXI, con el permiso de pandemias y guerras. Las medidas propuestas dentro del PVE afectan también a las relaciones externas de la Unión a través, por ejemplo, de la propuesta del establecimiento de un impuesto de carbono en frontera (Carbon Border Adjustment Mechanism), complejo de diseñar y de aplicar para que sea compatible con la Organización Mundial del Comercio (OMC), que ayude a nivelar el terreno de juego empresarial a nivel global y sea íntegro en términos ambientales (es decir, reduzca de manera efectiva las emisiones de gases de efecto invernadero).

Para avanzar hacia la consecución de los objetivos del PVE, en 2021 la Comisión Europea propone el paquete «Objetivo 55», más conocido como *Fit for 55*, cuyo propósito es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 por 100 en 2030 con respecto a los niveles de emisiones de 1990. Un paquete que en el momento de redactar este artículo se está negociando en las instituciones europeas.

Las nuevas propuestas y las revisiones de iniciativas existentes contenidas en el *Fit for 55* afectan tanto a los instrumentos de mercado existentes como a medidas de mandato y control

o de persuasión. Así, el *Fit for 55* incluye medidas de precios, objetivos, reglas y mecanismos de apoyo a la transición en los ámbitos de energía y clima. Algunas de las propuestas clave del paquete *Fit for 55* incluyen: la modificación y extensión del mercado europeo de emisiones –unido al Fondo Social para el Clima para limitar el impacto de las políticas de descarbonización en los más vulnerables–, la revisión de la regulación sobre el reparto de esfuerzo para los sectores no incluidos en el mercado europeo de emisiones (10), la reforma de los estándares para vehículos, el abandono (*phase-out*) del vehículo con motor de combustión interna en 2035, los nuevos objetivos de penetración de renovables y de eficiencia energética y los cambios en la fiscalidad energética, entre otros.

El presente artículo hace un breve repaso de algunos de los elementos clave que han estructurado la política climática y energética de la UE, interconectadas desde los años noventa del siglo XX (Economidou *et al.*, 2020). Para ello, se centra fundamentalmente en los objetivos de reducción de emisiones, de eficiencia energética y de renovables; analiza los objetivos futuros de dichas políticas e identifica retos para alcanzar las metas. El artículo finaliza con las conclusiones más relevantes del análisis.

II. REGRESO AL FUTURO DE LA POLÍTICA CLIMÁTICA Y ENERGÉTICA DE LA UE

En el ámbito internacional, la UE ha sido un líder direccional (mediante el ejemplo) en materia climática desde los años noventa, pasando a ser un líder mediador y que facilita la negociación entre las partes a medida que se

reducía su peso en las emisiones globales. Guiada por la ciencia, la UE ha propuesto objetivos de reducción de emisiones crecientemente ambiciosos en el seno de las negociaciones climáticas internacionales. La UE también ha ratificado y permanecido en todos los acuerdos climáticos internacionales, a diferencia de países como Canadá o EE. UU. Además, la UE ha cumplido con sus compromisos de reducción de emisiones, de eficiencia energética, de penetración de renovables y de financiación climática internacional hasta la fecha (EEA, 2022b). Lo anterior ha sido así a pesar de la asimetría entre Estados miembros con respecto a sus niveles de desarrollo, de su desigual ambición climática, y pese a no hablar siempre con una sola voz en las negociaciones climáticas internacionales.

Internamente, e intrínsecamente ligado al proceso internacional, la UE ha pasado por varias fases en el «ciclo de atención» del cambio climático y de la transición energética (Downs, 1972; Jordan *et al.*, 2010).

En cuanto a la dimensión exterior de la política energética se observa la ausencia de política energética exterior a finales del siglo XX. Más adelante, hacia 2006, se empieza a considerar la necesidad de incluir la energía en la política exterior (Herránz-Surrallés, 2015), avanzando más recientemente hacia la plena incorporación de la energía en la política exterior. Así, en 2022 se publican simultáneamente el *Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante* como estrategia energética exterior de la UE y REPowerEU como respuesta a la invasión rusa de Ucrania. Los objetivos de esta estrategia incluyen: la reducción

en la demanda, el aumento del ahorro, la eficiencia energética, el mayor despliegue de renovables, el apoyo a Ucrania, una mayor integración del mercado energético, la reparación de la infraestructura energética y el desarrollo de partenariados para el hidrógeno verde (EC, 2022b).

A la preocupación por el cambio climático le sigue una apuesta recurrente por el liderazgo climático internacional, el establecimiento de objetivos de reducción de emisiones, la penetración de renovables y el establecimiento de objetivos de eficiencia energética crecientemente ambiciosos (11), tras intensas negociaciones entre los Estados miembros. La UE además ha transitado desde una inicial disociación entre objetivos y políticas (Jordan *et al.*, 2010) hacia una expansión de las políticas de reducción de emisiones a todos los ámbitos de actividad, lo cual ha supuesto una relativa y gradual convergencia en las políticas de transición entre los Estados miembros.

Más concretamente, en una *primera fase*, previa a 1988, se enuncia la preocupación científica por el cambio climático. Tras el informe *Fitzsimmons*, la preocupación científica comienza a permear el imaginario político europeo. Se publica la primera comunicación de la Comisión Europea sobre cambio climático, se propone aumentar la eficiencia energética (con objetivos no vinculantes) y reducir la deforestación. Comienzan a diseñarse iniciativas, que se pondrán en marcha en la década de los noventa, como ALTENER para promocionar las energías renovables y la directiva SAVE como la primera «gran política» para el fomento de la eficiencia

energética (Jordan *et al.*, 2010; Economidou *et al.*, 2020).

En la *segunda fase*, entre 1988 y 1992 se produce el primer intento de liderazgo climático de la UE. Tras la publicación del primer informe de evaluación del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), la mitigación del cambio climático se convierte en objetivo de la política energética de la UE, junto con la seguridad de suministro y la competitividad (Economidou *et al.*, 2020). Durante esta fase, la UE propone objetivos de estabilización de emisiones y se produce el fracaso en la adopción de un impuesto energético y sobre el carbono en 1992 (COM [92] 226 final), evidenciando la brecha entre compromisos y medios para alcanzarlos. La UE rubrica, también en 1992, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), a pesar de cierta falta de coordinación entre los Estados miembros y habiendo abogado por la estabilización de las emisiones de los países desarrollados en 2000 con respecto a 1990, objetivo que no fue incluido en el texto final de la Convención.

Durante la *tercera fase*, entre 1992 y 1997, y tras la entrada en vigor de la CMNUCC, la UE propone el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media global en 2 °C que ha guiado la acción climática hasta que en 2021 el Pacto Climático de Glasgow actualizara *de facto* la ambición climática estableciendo 1,5 °C como el objetivo a cumplir en cuanto al aumento medio de temperatura a nivel global. A mediados de los noventa las renovables son percibidas como la solución a tres problemas: el cambio climático, la seguridad

energética y la competitividad, una visión que perdura hasta la actualidad. Durante esta fase se ponen en marcha ALTENER y SAVE (1993/76/EEC) (12), la directiva sobre requerimientos de eficiencia energética para frigoríficos y congeladores (1996/57/EC), además de aprobarse, entre otras, la directiva de etiquetado energético (92/75/EC). En esta fase se adopta el primer paquete energético, a caballo entre esta fase y la siguiente, que pone en marcha iniciativas para la liberalización del mercado interno de la electricidad y el gas y supone la adopción de dos directivas: primera directiva de electricidad (96/92/EC) y primera directiva del gas (98/30/CE).

En la *cuarta fase*, entre 1997 a 2001, la UE se embarca en un segundo intento de liderazgo climático. El Consejo decide ratificar el Protocolo de Kioto, a pesar del primer *default* climático de EE. UU. (Lázaro Touza, 2018), apoyando reducciones del 15 por 100 de las emisiones en 2010, que se quedarían en al menos un 5 por 100 en el primer período de compromiso, 2008-2012 (Oberthür y Dupont, 2021).

Internamente, se establecen los acuerdos de reducción de emisiones entre los Estados miembros para el cumplimiento del Protocolo de Kioto, con un ambicioso compromiso por parte de la UE (-8 por 100 de las emisiones en 2012 frente a las emisiones de 1990) con el que cumpliría sobradamente, alcanzando una reducción del 19 por 100 en 2012 con respecto a los niveles de emisión de 1990 (EC, no fechado a). En 2000 se adopta el primer programa europeo sobre cambio climático cuyo objetivo era cumplir con Kioto de manera eficiente y que serviría

de base para el desarrollo del mercado europeo de emisiones (EC, no fechado b). Además, en 1998 se llega a un acuerdo voluntario con los fabricantes de coches para limitar las emisiones a 140 gCO₂/Km para vehículos nuevos en 2008. A partir de 2000 se suceden varios planes de acción para fomentar la eficiencia energética.

En la *quinta fase*, entre 2001 y 2005, destaca el fortalecimiento del marco de políticas para reducir las emisiones de la UE. En 2001 se aprueba la Directiva de Energías Renovables (2001/77/EC) cuyo objetivo es el aumento de la penetración de renovables con objetivos indicativos establecidos por los Estados miembros para alcanzar una penetración de renovables del 12 por 100 en el consumo energético nacional (y un 22,1 por 100 en la electricidad procedente de renovables en la UE) en 2010. Se desarrolla uno de los instrumentos estrella de la UE, el Régimen Europeo de Comercio de Emisiones (*EU ETS*, por sus siglas en inglés) que, pese al exceso de oferta estructural que ha derivado en reiterados ajustes para lograr una señal de precio significativa, logró reducir las emisiones de los sectores incluidos en dicho mercado (13) en un 41 por 100 con respecto a los niveles de emisión de 2005 (EEA, 2022b).

En 2003 se adopta el segundo paquete energético que ahonda en la liberalización del mercado eléctrico y de gas y que contiene dos directivas (la segunda directiva de electricidad -2003/54/CE- y la segunda directiva del gas -2003/55/EC- y una regulación -1228/2003-) sobre condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad.

Hasta 2005 la UE apoyó sin ambages el proceso de negociaciones climáticas, que deja de impulsar EE. UU. al no ratificar el Protocolo de Kioto en 2001. Durante esta fase, la UE ejerce un liderazgo basado en los objetivos propios y en el establecimiento de alianzas, apoyando a Rusia en su objetivo de acceder a la OMC a cambio de su compromiso de ratificar el Protocolo de Kioto, lo cual permitió la entrada en vigor de dicho protocolo el 16 de febrero de 2005.

La sexta fase se extiende desde el año 2005 a 2015. Esta etapa se caracteriza por el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones en el marco del Protocolo de Kioto, por la adopción del Acuerdo de París y por el establecimiento de objetivos de descarbonización hasta 2030. Los primeros avances significativos de la política energética común datan de 2007, con el apoyo de los Estados miembros al primer plan de acción energética cuya comunicación (Una Política Energética para Europa) establecía la seguridad, la sostenibilidad y la competitividad como los mayores retos en el ámbito energético (Mengolini y Masera, 2021). También en 2007 los líderes europeos se proponen el objetivo de ser una economía baja en emisiones y eficiente. Este compromiso se materializa en los objetivos 20-20-20: reducir las emisiones en un 20 por 100 en 2020 en relación con las emisiones de 1990, aumentar la cuota de renovables en un 20 por 100 y mejorar la eficiencia para lograr un ahorro de energía primaria del 20 por 100 en comparación con un escenario tendencial. Dichos compromisos se incluirían en el paquete de energía y clima 2020 adoptado en 2009. El ter-

cer paquete energético continúa con la liberalización e integración de los mercados energéticos. El paquete contiene dos directivas (directiva de la electricidad –2009/72/EC– y directiva del gas –2009/73/EC–) y tres regulaciones (estableciendo la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía –713/2009–, la regulación sobre las condiciones para el acceso a la red para intercambios transfronterizos –715/2009– y la regulación sobre condiciones para el acceso a las redes de gas –715/2009–). Según EEA (2022b) la UE cumplió sobradamente con los objetivos a 2020. Para la consecución del objetivo de eficiencia energética en 2006 lanza el segundo plan de acción de eficiencia energética.

En el ámbito internacional, en 2009 (COP15, celebrada en Copenhague) la UE respaldó la propuesta de que los países desarrollados redujeran sus emisiones entre un 25 por 100 y un 40 por 100 en 2020 con respecto a los niveles de 1990. También propuso, atendiendo al principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas, que los países en desarrollo redujeran sus emisiones entre un 15 por 100 y un 30 por 100 en 2020 con respecto a un escenario de emisiones tendencial (Oberthür y Dupont, 2021).

En Copenhague no hubo acuerdo entre las partes para la adopción de un acuerdo climático que sucediera al Protocolo de Kioto, ni se establecieron compromisos de reducción de las emisiones, como sí se hiciera en el Protocolo de Kioto para los países desarrollados. No obstante, tanto los países desarrollados como algunos de los países en desarrollo empezaron a proponer objetivos climáticos volunta-

rios y se establecieron las bases del Acuerdo de París (14) (Lázaro Touza, 2010). Conscientes del fracaso diplomático de las negociaciones en Copenhague y de su peso decreciente en las emisiones mundiales (15), la UE ajusta su estrategia de liderazgo (fragmentado) según Parker, Karlsson y Hjerpe (2017) y abraza un papel de *lediator* (líder y mediador) que establece alianzas con China, EE. UU. y Canadá, entre otros (Bäckstrand y Elgström, 2013).

En 2011, la Comisión presenta una hoja de ruta para una economía de bajas emisiones en 2050 (EC, 2011). Los objetivos seguían siendo lograr que la energía fuera segura, asequible y sostenible en términos ambientales. La hoja de ruta establecía una reducción de las emisiones del 40 por 100 en 2030, del 60 por 100 en 2040 y entre el 80 por 100 y el 95 por 100 en 2050 en comparación con los niveles de emisiones de 1990. En consonancia con la hoja de ruta de 2011, en 2014 se establece el marco 2030 de clima y energía con el objetivo de reducir las emisiones en un 40 por 100 en 2030 en comparación con las emisiones de 1990, integrando la política energética y climática (EUCO, 2014). Se acuerda también aumentar el uso de las energías renovables hasta alcanzar el 27 por 100 del consumo energético final. Por último, se decide aumentar el objetivo de eficiencia energética hasta alcanzar un 27 por 100 en 2030 con respecto al consumo esperado.

Se podría argumentar que en 2015 la UE fue uno de los actores clave, junto con EE. UU. y China, para la adopción del Acuerdo de París. Formó parte de la Coali-

ción de la Alta Ambición (High Ambition Coalition), apoyando la inclusión en el acuerdo del límite de aumento medio de la temperatura en 1,5 °C a nivel global con respecto a la temperatura medida preindustrial, el establecimiento de la neutralidad climática en la segunda mitad de siglo y, conscientes de la insuficiencia de los compromisos climáticos, apoyó los ciclos de revisión de las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) quinquenales. Internamente, en 2015 la Comisión presenta el paquete de la Unión de la Energía (EC, 2015), parcialmente en respuesta a la anexión rusa de Crimea, pero con objetivos más amplios (Siddi, no fechado). Los objetivos de la Unión de la Energía eran el aumento de la seguridad energética, la creación de un mercado de la energía integrado, mejorar la eficiencia energética y reducir la demanda de energía, descarbonizar la economía y apoyar la innovación y la competitividad.

III. EL FUTURO DE LA POLÍTICA CLIMÁTICA Y ENERGÉTICA DE LA UE: PARÍS, NEUTRALIDAD CLIMÁTICA E INCERTIDUMBRE RADICAL

A partir de 2016, se establecen las bases de la neutralidad climática global y de la UE, con una integración creciente de la energía y el clima en las políticas de la UE. En este mismo año se publica el cuarto paquete energético, «Paquete de energía limpia para todos los europeos» (más tarde conocido como paquete de invierno tras su aprobación en 2019). En este paquete se adoptan ocho actos legislativos sobre eficiencia energética, renovables, gobernanza y diseño del mercado eléctrico, entre otros.

Tres de los elementos más destacables de esta séptima fase de la política climática y energética se detallan a continuación.

1. La entrada en vigor del Acuerdo de París y el diseño de reglas para su implementación

Tras la ratificación del Acuerdo de París y la entrada en vigor del mismo en noviembre de 2016, la UE llegó a Katowice en 2018 con el objetivo de liderar las negociaciones para obtener unas reglas robustas, claras y onmicomprensivas para la implementación del Acuerdo de París. El propósito era asegurar la integridad ambiental y acabar con la bifurcación entre países desarrollados y en desarrollo, observando el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas (16). Tras la alineación de China con la visión de la UE, Katowice resultó en unas reglas básicamente uniformes para las Partes del Acuerdo de París con avances significativos en: transparencia, provisión de información, medición de las emisiones, análisis del impacto de las políticas e implementación de las mismas (Parker y Karlsson, 2018). Quedaban, no obstante, elementos importantes por cerrar en el libro de reglas del Acuerdo de París: el artículo 6 sobre instrumentos de mercado y no de mercado, los horizontes temporales de los compromisos climáticos o las tablas y formatos para informar sobre el progreso logrado, clave para el análisis y la comparabilidad de la acción climática de las partes del Acuerdo de París.

Tras los tímidos avances en la COP25 en Madrid, la UE se proponía salir de la COP26 en Glasgow habiendo cumplido tres objetivos: mantener la posibilidad de limitar el aumento medio

de la temperatura en 1,5 °C con respecto a la era preindustrial (ambición), alcanzar los 100.000 millones de dólares de financiación climática internacional anual (solidaridad) y cerrar los elementos del Acuerdo de París que quedaron pendientes en Katowice (credibilidad). La valoración del Pacto Climático de Glasgow fue relativamente positiva por parte de la UE (EC, no fechado c), a diferencia de la valoración negativa de la sociedad civil (CAN, 2021). La Agencia Internacional de la Energía, por su parte, anunciaba que si se cumplen todos los compromisos de descarbonización, incluyendo aquellos relativos a alcanzar las emisiones netas nulas, más alejados en el tiempo y más inciertos, el aumento de la temperatura media global podría situarse en 1,8 °C por encima de la temperatura media preindustrial (Birol, 2021); lejos del 1,5 °C pero sustancialmente mejor que los ~2,7 °C a los que estamos abocados con las políticas actuales (Climate Action Tracker, 2021).

La política climática internacional de cara al futuro requiere el cumplimiento de los objetivos de París de reducción de emisiones, adaptación al cambio climático, el apoyo a los países en desarrollo para el cumplimiento de sus objetivos de mitigación y adaptación, la alineación de los flujos financieros con un desarrollo bajo en emisiones y resiliente al cambio climático y la gestión de las pérdidas y los daños, entre otros. El cuadro n.º 2, a continuación, resume algunos de los resultados más relevantes de la COP26 y del Pacto Climático de Glasgow que establece la hoja de ruta de la acción climática concertada a nivel global.

CUADRO N.º 2

COP 26 Y DEL PACTO CLIMÁTICO DE GLASGOW

Mitigación, adaptación y pérdidas y daños

El Pacto Climático de Glasgow actualiza de facto la ambición del Acuerdo de París (OECC, 2021). Para ello, hace referencia a 1,5 °C como el nivel de aumento de la temperatura que limitaría los peores impactos del cambio climático. Se incluye, asimismo, la recomendación del IPCC para conseguir dicho objetivo: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 45 por 100 en 2030 con respecto a los niveles de emisiones de 2010. Conscientes de que las emisiones provienen en un 75 por 100 del sector energético, Glasgow incluye una llamada a la reducción del carbón sin captura y almacenamiento de carbono y de los subsidios «ineficientes» a los combustibles fósiles. En Glasgow se establece también un programa de trabajo de mitigación que a futuro podría incluir los compromisos sectoriales alcanzados en Glasgow. Se actualiza, además, el sistema de revisión de compromisos que pasa a ser anual. Dado que la última actualización disponible del informe de síntesis sobre los compromisos (NDC) indica que en 2030 las emisiones crecerán en un 13,7 por 100 con respecto a los niveles de 2010 en lugar de reducirse en un 45 por 100 (UNFCCC, 2021), la tarea futura es ingente.

Se establece también un programa de trabajo de dos años para el establecimiento del Objetivo Global de Adaptación. Se comienza a operacionalizar la Red de Santiago de Pérdidas y Daños como institución para la asistencia técnica en la materia. Queda pendiente para 2022 el programa de trabajo de la Red de Santiago de Pérdidas y Daños para concluir su estructura operativa e institucional. Además, no se ha atendido la petición de los países en desarrollo relativa a la necesidad de establecer un instrumento de financiación (llamada facilidad de pérdidas y daños).

Financiación

Si bien la brecha entre los compromisos de financiación climática internacional y los desembolsos seguía siendo de 20.400 millones de dólares en 2019 (17), se establecía un plan para cumplir con el objetivo de financiación: el *Climate Finance Delivery Plan: meeting the \$100 billion goal* (UK COP26, 2021). El objetivo del plan era avanzar de manera sustancial en la consecución del objetivo de los \$100.000 millones en 2022 para cumplir con el objetivo en 2023, en lugar de en 2020 como se acordó en Copenhague y se reconoció en París (UN, 2015).

En 2020, la contribución de la UE excedía los €23.200 millones, siendo el mayor donante, y prometía otros 4.000 millones de euros hasta 2027. La petición de los países en desarrollo y del grupo africano de negociadores (*African Group of Negotiators, AGN*) de cara a la COP27 de Sharm-el-Sheik es que se alcancen los 100.000 millones, que la financiación sea adicional a la Ayuda Oficial al Desarrollo y que se incremente de acuerdo con sus necesidades (18). En Glasgow se pide a los países desarrollados que dupliquen la financiación para la adaptación en 2025 con respecto a los niveles de financiación para la adaptación de 2019.

Libro de reglas de implementación del Acuerdo de París

En cuanto al tercer gran objetivo de Glasgow de finalizar el libro de reglas del Acuerdo de París, los avances fueron significativos (y largamente esperados). Se cerró el artículo 6 que establece las reglas de los mecanismos de mercado y no de mercado (si bien quedan elementos operativos por determinar); se establece un marco común de transparencia con tablas y esquemas comunes para informar sobre emisiones, absorciones, progreso con respecto a objetivos y apoyo (recibido o prestado) y se anima a los países a que sus compromisos (llamados contribuciones determinadas a nivel nacional, NDC) a partir de 2030 se establezcan en períodos quinquenales, pero con duración de diez años, acompañándose con el proceso de revisión global (Global Stocktake, GST) cuya primera iteración tendrá lugar en 2023.

Otros elementos

La COP26 afianza el papel de los actores no estatales (empresas, Gobiernos subestatales, sociedad civil, etc.) en la acción climática. Son destacables en este ámbito las campañas *Race to Zero* (que aglutina actores comprometidos con reducir sus emisiones a la mitad en 2030) y *Race to Resilience* (cuyo objetivo es mejorar la resiliencia ante los impactos climáticos). Además, se presenta el *Glasgow Financial Alliance for Net Zero* (GFANZ), una alianza de actores del sector financiero que aúna las iniciativas existentes y que compromete a sus miembros a alcanzar la neutralidad en emisiones en 2050, a establecer un objetivo de descarbonización en 2030, a guiarse por criterios basados en la ciencia y a informar sobre sus progresos. Para evaluar los progresos hacia las emisiones netas nulas el secretario general de Naciones Unidas ha creado un grupo de alto nivel para el desarrollo de estándares que permitan medir y evaluar los compromisos de los actores no estatales. Por otro lado, en la COP26 se presentaron numerosas iniciativas sectoriales y temáticas como el compromiso mundial sobre el metano (*Global Methane Pledge*), la declaración de transición justa o los compromisos para descarbonizar la energía, el acero y proteger los bosques.

Fuente: Los autores.

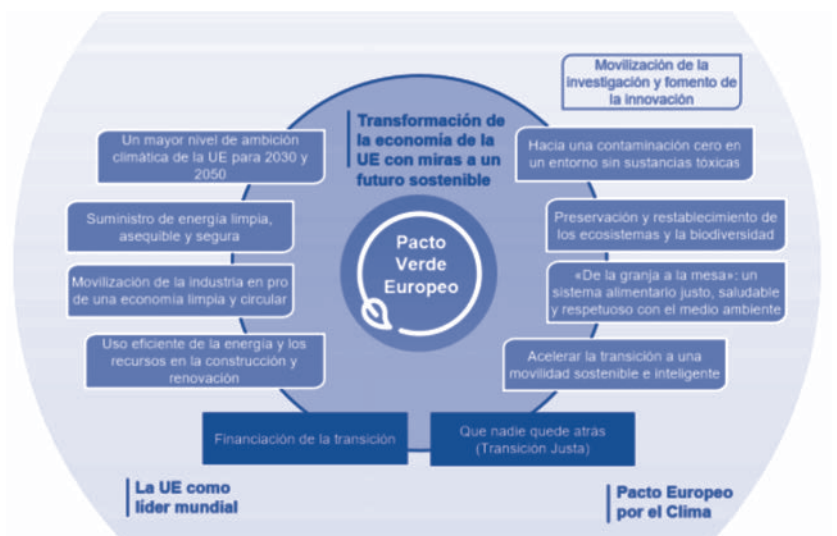
2. El Pacto Verde Europeo y el paquete de implementación (*Fit for 55*)

La Comisión, capitaneada por Ursula von der Leyen, presenta el Pacto Verde Europeo (PVE) en 2019 (EC, 2019). El PVE es la nueva estrategia de crecimiento y de competitividad de la UE. Su objetivo fundamental es convertir a la UE en «el primer continente climáticamente neutro en emisiones en 2050», desacoplado el crecimiento económico del uso de los recursos, manteniendo o aumentando el capital natural (haciendo un guiño al paradigma de sostenibilidad fuerte (Neumayer, 2013) y no dejando a nadie atrás.

El PVE persigue multitud de objetivos: proporcionar seguridad energética; financiar una transición hipocarbónica inclusiva y justa; establecer una interlocución continua con los ciudadanos en la cocreación de medidas aceptables de acción climática (por ejemplo a través de iniciativas como el Pacto Europeo por el Clima); implementar un modelo de economía circular para la industria; acelerar la transición del sector del transporte; asegurar un sistema alimentario sostenible; reducir la contaminación; proteger la biodiversidad; y mantener el liderazgo climático de la UE a nivel global. Los gráficos 1 y 2 resumen las iniciativas incluidas en el Pacto Verde Europeo y del *Fit for 55*, un año después de ser presentado.

Con el fin de alcanzar el objetivo del Pacto Verde Europeo, se publica en 2021 el paquete Objetivo 55 (más conocido como *Fit for 55*) que se apoya en cuatro instrumentos: precios, objetivos, normas y medidas de apoyo.

GRÁFICO 1
PACTO VERDE EUROPEO



Fuentes: EC (2019: 4).

GRÁFICO 2
IMPLEMENTANDO EL PACTO VERDE EUROPEO: OBJETIVO 55
(FIT FOR 55)



Fuente: Consejo de la Unión Europea (2022).

Entre las principales iniciativas que pueden afectar al despliegue de las energías renovables propuestas en el paquete *Fit for 55* figuran las actualizaciones de la Directiva sobre fiscalidad de la energía, la Directiva sobre energías renovables y la Directiva sobre eficiencia energética, entre otras. Si se aprueban, estas iniciativas podrían conducir a un aumento de los objetivos de la UE en materia de energías renovables y eficiencia energética. Algunas de las medidas ejecutivas y legislativas del PVE y del *Fit for 55* se resumen a continuación en el cuadro n.º 3.

Las últimas estimaciones sobre las inversiones necesarias para cumplir con el Pacto Verde Europeo ascienden a 520.000 millones de euros anuales (390.000 millones de euros a la descarbonización de la economía, especialmente el sector energético, y 130.000 millones de euros al cumplimiento del resto de objetivos ambientales). El cuadro n.º 4 desglosa las inversiones tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda.

Con el objetivo de financiar el Pacto Verde Europeo, la UE anunció en 2020 la movilización de 1 billón (20) de euros hasta 2030 a través del Plan de Inversión del Pacto Verde Europeo (con aportaciones tanto del presupuesto europeo como de otros instrumentos asociados). El gráfico 3, a continuación, resume las fuentes de financiación del Pacto Verde Europeo.

Además de la financiación pública, y para ayudar a alinear la financiación privada con el proceso de descarbonización, la UE ha desarrollado diversos instrumentos: la taxonomía de finanzas sostenibles (con una

CUADRO N.º 3

ALGUNAS INICIATIVAS Y PROPUESTAS CLAVE DEL PACTO VERDE EUROPEO Y DEL *FIT FOR 55*

INICIATIVA LEGISLATIVA O EJECUTIVA	REFERENCIA	OBJETIVOS	COMENTARIOS
Ley Europea del Clima	Reglamento (UE) 2021/1119	Convertir en legalmente vinculantes los objetivos del Pacto Verde Europeo. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 por 100 en 2030 con respecto a 1990. Alcanzar la neutralidad climática en 2050.	Para proporcionar asesoramiento científico independiente sobre medidas, objetivos y coherencia con la Ley se establece el Consejo Científico Asesor Europeo sobre Cambio Climático (ESABCC).
Revisión de la Directiva de fiscalidad de la energía	COM (2021) 563 final	Adaptar la fiscalidad energética a los objetivos de descarbonización y garantizar el funcionamiento del mercado interior.	Revisión incluida en el paquete Objetivo 55 (<i>Fit for 55</i>). La actual Directiva de fiscalidad ambiental no fomenta la reducción de emisiones. Se propone que la fiscalidad esté relacionada con el contenido energético y no con la cantidad consumida.
Revisión del mercado europeo de emisiones (ETS)	COM (2021) 551 final	Revisar el ETS para su adaptación a los nuevos objetivos de descarbonización. Se propone una reducción del 61 por 100 de las emisiones en los sectores ETS (19) en 2030 frente a las emisiones de 2005 (vs. el 43 por 100 actual). Se propone una reducción de 117 millones de permisos y una disminución del factor de reducción lineal que pasa a ser el 4,2 por 100 anual (vs. 2,2 por 100 actual). Se incluye el transporte marítimo. Se propone un mercado europeo de emisiones adicional para el sector del transporte por carretera y la edificación, que, si bien están cubiertos por la regulación del reparto de esfuerzo (que requiere que los sectores no ETS reduzcan las emisiones en un 30 por 100 en 2030 con respecto a los niveles de 2005), no están sujetos a un precio de CO ₂ a nivel europeo.	Para limitar el impacto del nuevo ETS en los consumidores vulnerables se propone el establecimiento del Fondo Social para el Clima (FSC) (COM [2021] 568 final) que se usaría para mejorar la eficiencia energética en edificios e integrar renovables, apoyar la movilidad baja en emisiones y a los consumidores vulnerables. El FSC estaría dotado con 72.000 millones entre 2025 y 2032 con cargo al marco presupuestario plurianual. Los Estados miembros pueden complementar el fondo con una cuantía igual. Se propone, además, aumentar la cuantía del Fondo de Innovación y del Fondo de Modernización para limitar el impacto de la reforma del ETS.
Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM)	COM (2021) 564 final	Proporcionar un terreno de juego equilibrado para las empresas de la UE. Prevenir la fuga de carbono (<i>carbon leakage</i>). Eliminar gradualmente la asignación gratuita de permisos de emisión en los sectores incluidos en el ETS. Animar a que otros países establezcan un precio al CO ₂ . Tras un período transitorio de recogida de información (2023-2025) el CBAM empezaría a operar en 2026.	En teoría, el CBAM supondría que todos los productos regulados por el mecanismo (hierro, acero, cemento, fertilizantes, aluminio, electricidad, etc.) estarían sujetos al mismo precio del CO ₂ , bien porque en el país de origen del producto se aplique el mismo precio del CO ₂ y, por tanto, los importadores se deduzcan el importe del CBAM, bien porque los importadores del producto no sujeto a un precio de CO ₂ equivalente pagan el CBAM.
Modificación del reglamento sobre emisiones de turismos y vehículos comerciales ligeros	COM (2021) 556	Se propone el fin de la venta de vehículos con motor de combustión interna en 2035. Además, en 2030 las emisiones de los vehículos deben reducirse en un 55 por 100 con respecto a los niveles de emisión de 2021 y un 50 por 100 de reducción de emisiones de las furgonetas.	Se modifica el Reglamento (UE) 2019/631. Se adelanta la fecha previa del 2040 de <i>phase out</i> de vehículos con motor de combustión interna en cinco años. Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima que, como en el caso español establecían la fecha de fin de las ventas de los vehículos con motor de combustión interna en 2040, podrían adelantar la fecha.

CUADRO N.º 3 (CONTINUACIÓN)

ALGUNAS INICIATIVAS Y PROPUESTAS CLAVE DEL PACTO VERDE EUROPEO Y DEL FIT FOR 55

INICIATIVA LEGISLATIVA O EJECUTIVA	REFERENCIA	OBJETIVOS	COMENTARIOS
Revisión de la directiva sobre fuentes de energía renovables	COM (2021) 557	Se propone que el consumo de energía final renovable sea el 40 por 100 en 2030 (vs. el 32 por 100 actual) y se proponen objetivos sectoriales: 49 por 100 de renovables en la calefacción y el aire acondicionado de los edificios; +1,1 por 100 de aumento anual en el uso de renovables en la industria y un 50 por 100 de renovables no procedente de origen biológico como insumo o como vector energético; +1,1 por 100 de aumento anual legalmente vinculante en el uso de renovables en el aire acondicionado y calefacción; objetivo indicativo +2,1 por 100 en el uso de renovables en calefacción y aire acondicionado urbano; reducción de la intensidad de emisiones en los combustibles para el transporte del 13 por 100; un mínimo de 2,2 por 100 de biocombustibles avanzados en el sector del transporte; 2,6 por 100 de combustibles renovables no procedentes de combustibles biológicos en el transporte.	La revisión de la Directiva sobre fuentes de energía renovables viene precedida por la Directiva 2009/28/EC cuyo objetivo era alcanzar un 20 por 100 en el consumo de energía renovable con objetivos vinculantes y diferenciados por Estados miembros, a lo que añadía un 10 por 100 para el sector del transporte para todos los Estados miembros que, en general, no se cumplió. Además, incluía mecanismos de apoyo adicionales al despliegue de las renovables transfronterizas gracias a transferencias estadísticas, proyectos conjuntos, mecanismos de apoyo conjuntos y garantías de origen. En 2018, la Directiva 2018/2001 (RED II) actualiza el objetivo de penetración de renovables a un 32 por 100 en 2030 sin establecer objetivos para los Estados miembros, pero que obliga, vía el reglamento de gobernanza (Regulación 2018/1999), a presentar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) que deben responder a los objetivos climáticos de la UE (Wilson, 2021). También establece un objetivo del 14 por 100 de penetración de renovables en el sector del transporte.
Eficiencia energética	COM (2021) 558	Se propone una reducción en el consumo de energía primaria del 39 por 100 y de energía final del 36 por 100 en 2030, lo que supone una reducción del consumo del 9 por 100 con respecto a las proyecciones de consumo energético realizadas en 2020.	Previamente, en 2012, la Directiva 2012/27/EU establece el objetivo de reducir el consumo de energía en un 20 por 100 en 2020. El cuarto paquete energético, paquete de energía limpia para todos los europeos, establece en 2018 el objetivo de reducir el consumo de energía en 2030 en un 32,5 por 100 frente al consumo estimado para ese año (directiva 2018/2002/EU). Las previsiones no son buenas acerca del cumplimiento de los objetivos, especialmente en el sector del transporte y de la edificación.
Revisión de la regulación sobre el reparto de esfuerzo de carga	COM (2021) 555	El objetivo es reducir las emisiones de los sectores no incluidos en el mercado europeo de emisiones en un 40 por 100 en 2030 en comparación con los niveles de 2005. Los Estados miembros contribuirían con reducciones en los sectores no ETS de entre el 10 por 100 y el 50 por 100.	Se revisa la regulación (EC) 2018/842 en la que se establecía que las emisiones de los sectores no incluidos en el ETS se reducirían en un 30 por 100 en 2030 en comparación con los niveles de emisiones de 2005.

Fuente: Los autores.

discusión, por concluir en el momento de escribir este artículo, en materia de inclusión del gas y de la energía nuclear por las presiones e intereses de Alemania y Francia respectivamente), el es-

tándar de bonos verdes europeo y los *benchmarks* (EC, 2020). En el ámbito internacional, la UE continúa apoyando la descarbonización bajo el paraguas del Pacto Verde Europeo a través de

la asignación del 30 por 100 de los fondos provenientes del instrumento de cooperación, vecindad y desarrollo para apoyar objetivos climáticos. Además, la UE y los Estados miembros son

CUADRO N.º 4

INVERSIONES NECESARIAS PARA LA DESCARBONIZACIÓN. PACTO VERDE EUROPEO

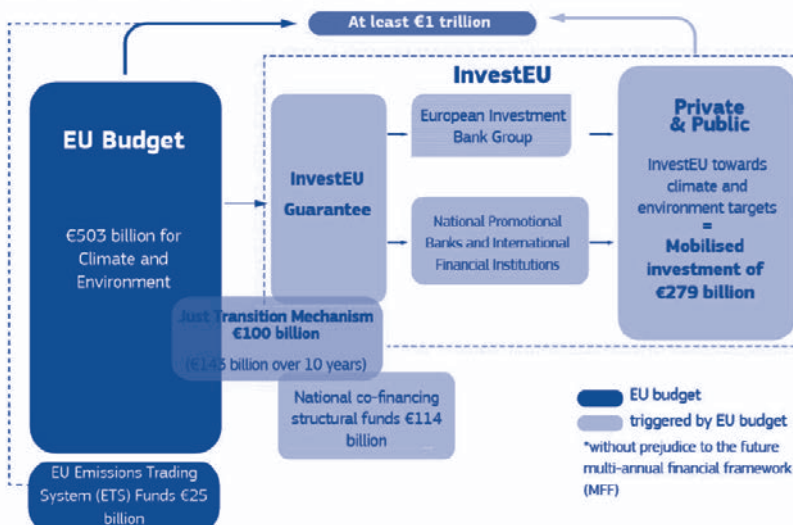
Lado de la oferta	Red eléctrica	31.000 millones de euros
	Centrales eléctricas, incluidas calderas y nuevos combustibles	25.000 de euros
Lado de la demanda	Sector industrial	14.000 millones de euros
	Sector residencial	92.000 millones de euros
	Sector terciario	54.000 millones de euros
	Transporte	175.000 millones de euros
Total		390.000 millones de euros

Fuente: EC (2022c).

GRÁFICO 3

FINANCIANDO EL PACTO VERDE EUROPEO (21)

WHERE WILL THE MONEY COME FROM?



*The numbers shown here are net of any overlaps between climate, environmental and Just Transition Mechanism objectives.

Fuente: EC (2020b).

los mayores contribuyentes a la financiación climática internacional. En 2019 (UE-28), dicha financiación ascendió a 23.200 millones de euros de los 100.000 millones de dólares anuales comprometidos en la COP15 en Copenhague e incluidos en la decisión que acompaña al acuerdo de París (UN, 2015).

3) Incertidumbre radical: pandemia e invasión rusa de Ucrania

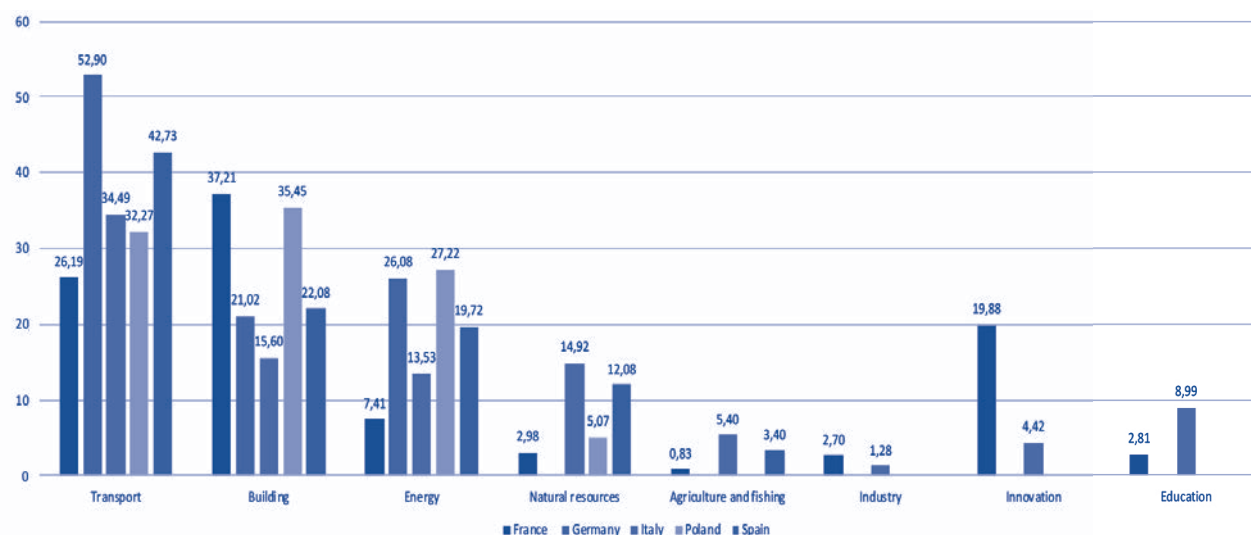
Guiada por el Pacto Verde Europeo y apoyándose en el presupuesto, la UE acordó un plan de recuperación pos-COVID-19 para ayudar a los Estados miembros a superar el impacto eco-

nómico y social de la pandemia. Tanto el presupuesto plurianual de la UE 2021-2027 que ascendía a 1,1 billones de euros como el instrumento de recuperación temporal *Next Generation EU (NGEU)* dotado con 750.000 millones de euros asignaban el 30 por 100 de los fondos al cambio climático. El principal instrumento del *NGEU*, el mecanismo de recuperación y resiliencia (*RRF*), dotado con 672.500 millones de euros, asigna el 37 por 100 de los fondos a inversiones que apoyan la acción climática.

La financiación del *NGEU* se obtendrá en los mercados de capitales entre 2021 y 2028 y se reembolsará entre 2027 y 2058, con la emisión de bonos verdes contribuyendo a la financiación de un 30 por 100 del *NGEU*. Dado que los Estados miembros estarán pagando por el mayor paquete de estímulo fiscal de la historia (financiado con deuda mutualizada) hasta pasado el hito de la descarbonización neta de la economía a mediados de siglo, parece razonable esperar que las inversiones financiadas por los europeos estén orientadas hacia el posicionamiento competitivo de la economía de la UE asegurando una transición verde, digital, inclusiva y justa.

Para acceder a los fondos del mecanismo de recuperación y resiliencia (*MRR*), los Estados miembros presentaron Planes nacionales de recuperación y resiliencia (*NRRP*, por sus siglas en inglés), que incluyen reformas e inversiones acordadas con la Comisión Europea (CE). Los desembolsos del *MRR* se harán efectivos hasta 2023 en función del cumplimiento de hitos y objetivos incluidos en los planes. Las inversiones deberán realizarse antes de 2026. Para

GRÁFICO 4

ASIGNACIÓN SECTORIAL DE FONDOS CON UNA CONTRIBUCIÓN SIGNIFICATIVA A LA ACCIÓN CLIMÁTICA (EN PORCENTAJE) DE LOS CINCO MAYORES EMISORES DE LA UE


Fuentes: Lázaro Touza, Averchenkova y Escribano Francés (2022: 21).

la evaluación de los planes de recuperación, los Estados miembros deben explicar cómo dichos planes contribuirán a la neutralidad climática y a la consecución de los objetivos energéticos y climáticos de 2030 –incluidos en los Planes Nacionales de Energía y Clima (y sus actualizaciones, que en la actualidad deben tener en cuenta la respuesta a la invasión rusa de Ucrania a través de REPowerEU)–. Los Estados miembros también deben informar sobre cómo cumplirán con el objetivo de asignar un 37 por 100 de los fondos de los planes de recuperación a apoyar los objetivos climáticos y cómo respetarán el principio de «no causar daños significativos» (EC, 2021b), todo ello en consonancia con el Pacto Verde Europeo (EC, 2019).

Los cinco principales emisores de gases de efecto invernadero de la UE (Alemania, Francia, Italia, Polonia y España,) asignaron al menos el 37 por 100 de

las inversiones de sus planes de recuperación a apoyar la lucha contra el cambio climático. Estos cinco países han priorizado las inversiones con un alto impacto positivo en la lucha contra el cambio climático (*climate tag* ≥ 40 por 100) en los sectores del transporte, la edificación y la energía, como muestra el gráfico 4.

Los planes de recuperación de los cinco mayores emisores de la UE tienen potencial para ayudar a estos a cumplir los objetivos climáticos preestablecidos en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC), al tiempo que apoyan la recuperación pospandémica. No se espera una mayor ambición a la incluida en los PNIEC, quizá con el matiz de que en el caso de España se adelanta la consecución de los objetivos del PNIEC de 2025 a 2023.

Las críticas a los planes de recuperación en lo que al componente de descarbonización se refiere

incluyen: falta de ambición (Alemania, Italia); falta de objetivos claros (Alemania, Francia); asignación insuficiente de fondos a áreas estratégicas (Italia); disposiciones deficientes sobre el seguimiento y evaluación (Italia); necesidad de complementar la financiación prevista en el *NRRP* con cambios normativos en varios sectores para garantizar la consecución de objetivos climáticos (Francia); información limitada sobre cómo alcanzar los objetivos (España); y necesidad de actualizar las estrategias energéticas y de desarrollo para hacer frente a los retos posteriores a la COVID y cumplir los objetivos climáticos europeos cada vez más ambiciosos (Polonia).

La implementación de los planes de los cinco grandes emisores se considera factible, aunque se ha argumentado que quizá esto se deba a su limitado nivel de ambición. Sin embargo, en la mayoría de los casos su eficacia dependerá del despliegue de

CUADRO N.º 5

RETOS DE LOS PLANES DE RECUPERACIÓN DE LOS CINCO MAYORES EMISORES DE LA UE

- La inclusión de objetivos concretos que permitan la evaluación *a posteriori*.
- La integración de los planes de recuperación y de la legislación de clima y energía.
- La actualización de los planes de recuperación y de los marcos legislativos y ejecutivos para reflejar los objetivos del paquete *Fit for 55* y la respuesta europea a la invasión rusa de Ucrania via REPowerEU.
- Una mayor definición de los instrumentos de políticas climáticas a utilizar.
- Capacidades administrativas limitadas.
- Estructuras de gobernanza débiles.
- La capacidad de absorber los fondos del instrumento de recuperación temporal *NGEU* antes de 2026.
- La selección de proyectos verdaderamente transformadores que trasciendan lo marginal y el corto plazo.
- La interacción con los Gobiernos subnacionales y los agentes no estatales en la distribución de fondos y en la implementación del plan.
- El escaso conocimiento y limitadas explicaciones sobre los impactos de las reformas que acompañarán al desembolso de los fondos.
- La necesidad de garantizar una transición justa que realmente no deje a nadie atrás y ayude a prevenir oposición a las políticas de transición y los retrocesos políticos.

Fuente: Adaptado de Lázaro Touza, Averchenkova y Escribano Francés (2022: 29-30).

políticas e iniciativas específicas en los sectores clave. Algunos de los principales retos a los que se espera que se enfrenten los países analizados en la ejecución de sus planes nacionales de recuperación y resiliencia se recogen en el cuadro n.º 5.

Los mercados energéticos estaban tensionados desde la pandemia, con fenómenos meteorológicos extremos, disrupciones en las cadenas de suministros, retrasos en los procesos de mantenimiento y una recuperación más fuerte de la esperada, animada por los planes de recuperación (Escribano y Lázaro Touza, 2021).

A todo ello, se añade en 2022 otro *shock* de oferta con la invasión rusa de Ucrania que dispara los precios de las materias primas, en particular el petróleo y el gas (además del precio de alimentos como el trigo, el maíz y de los fertilizantes) y cuya producción depende en gran medida de Rusia y Ucrania (22). Las políticas de contención de la inflación, con subidas de tipos de

interés en las grandes economías y la consecuente depresión de la demanda, costes de financiación de las renovables al alza e impactos especialmente importantes para los consumidores vulnerables (Feás y Steinberg, 2022), son hechos que previsiblemente dificultarán el despliegue de renovables y el aumento de la eficiencia energética.

A pesar de lo anterior, la respuesta de la UE se centra en una aceleración significativa en el despliegue de renovables y en materia de eficiencia energética. Así, se presenta en mayo de 2022 la iniciativa REPowerEU (COM (22) 230) que se estructura alrededor de cuatro actuaciones:

1. La *diversificación de proveedores* para reducir la dependencia energética de Rusia (reduciendo teóricamente en dos tercios las importaciones de gas en 2022). La UE tenía una tasa de dependencia energética del 58 por 100 en 2020, importando el 66 por 100 del petróleo, el 27

por 100 del gas natural y el 5 por 100 de los combustibles sólidos. El 29 por 100 del petróleo, el 43 por 100 del gas y más del 50 por 100 de los combustibles sólidos, especialmente el carbón, provinieron de Rusia (Eurostat, no fechado). Además de la diversificación de proveedores, se establece una Plataforma Energética de la UE para la compra conjunta (voluntaria) de gas y el objetivo de que el almacenamiento de gas esté en el 80 por 100 en noviembre de 2022 y en el 90 por 100 en años sucesivos.

2. La *diversificación de fuentes* energéticas. Se propone un objetivo de renovables del 45 por 100 para el 2030 (frente al 40 por 100 propuesto en el *Fit for 55*). Este objetivo supondría que en 2030 habría 1.236 GW de capacidad instalada renovable, 320 GW de solar fotovoltaica en 2025 –multiplicando por dos la capacidad actual, lo cual se antoja optimista– y 600 GW en 2030. Para ello se presenta la Estrategia Solar Europea y se plantea la obligación de instalar paneles solares en determinados edificios. También se plantea duplicar la tasa de despliegue de las bombas de calor para alcanzar los 10 millones en cinco años.

Asimismo, se propone aumentar la producción de biometano y de hidrógeno renovable. Se propone la construcción de 17,5 GW de electrolizadores para 2025, la producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno a nivel interno y la importación de otros 10 millones en 2030. Dichos objetivos son respaldados por políticas de I+D y con corre-

dores de hidrógeno. Se propone también aumentar la electrificación en el sector del transporte y los vehículos de cero emisiones. Para todo ello será necesario, entre otras cuestiones, un pacto para el desarrollo de competencias y los intercambios educativos a través del programa ERASMUS+.

Dos de los retos en la consecución de estos objetivos serán previsiblemente la implementación de políticas que aceleren la transición hipocarbónica y el desarrollo de las infraestructuras energéticas transfronterizas pendientes para que países como España o Portugal alcancen los niveles de interconexiones eléctricas previstas en la legislación comunitaria (10 por 100 en 2020 y 15 por 100 en 2030), con el permiso de Francia...

3. El *ahorro energético* pasará del 9 por 100 en 2030 establecido en el *Fit for 55*, fruto de una reducción en el consumo de energía primaria del 39 por 100 y de energía final del 36 por 100 con respecto a las proyecciones de consumo energético realizadas en 2020 e incluidas en el *Fit for 55*, al 13 por 100 en 2030.

Además, REPowerEU insta a los Estados miembros a estar preparados para cortes «extremos» de suministro. A tal fin, se propone ahorrar energía a través de cambios en los comportamientos de los consumidores y de la industria, especialmente en la calefacción de hogares y sector servicios y en el ámbito de la movilidad, como indica la comunicación sobre ahorro de energía (EC, 2022a).

4. *Inversiones y reformas*. Tanto los planes de recuperación y resiliencia como el mecanismo de recuperación y resiliencia se adaptarán para que parte de la financiación (225.000 millones de euros disponibles en préstamos y 72.000 millones de euros en transferencias no reembolsables) se dediquen a financiar las medidas incluidas en el REPowerEU. Para ello, el mecanismo de recuperación y resiliencia podrá recibir transferencias procedentes de las políticas de cohesión, de la Política Agraria Común (PAC) y de una cantidad limitada procedente de las subastas del mercado europeo de emisiones.

Para cumplir con los objetivos de despliegue de renovables de REPowerEU se propone acelerar los procesos de autorización de instalaciones renovables que, según la Comisión, pueden durar nueve años en el caso de la eólica y 4,5 años en el caso de la solar terrestre (*ground-mounted solar*). Para acelerar los permisos se contempla: el establecimiento de zonas preferentes de instalación de renovables con bajo riesgo de daño ecológico, desarrollar una herramienta para la localización de instalaciones de renovables y tener un diálogo fluido con las poblaciones en las que se instalarán las infraestructuras. Las invocaciones al desarrollo de renovables respetuosas con el medio ambiente y con las poblaciones en las que se instalen irán previsiblemente en aumento a medida que se materialicen los ambiciosos objetivos de renovables (SEO-Birdlife y CSIC, 2022). Otro de los retos para países como

España radica en la escasez de personal en la Administración para acelerar los procesos de tramitación de autorizaciones para el mayor despliegue de renovables.

La crisis climática y la dependencia energética de Rusia podrían indicar que es, por fin, el momento de plantear una autonomía estratégica «verde» (Escribano, 2022; EC, 2022b). Las oportunidades para el crecimiento económico, el liderazgo industrial y los compromisos climáticos de la UE son algunos de los motores del cambio. Ninguna de las razones esgrimidas en REPowerEU para acelerar la transición hacia las emisiones netas nulas son nuevas. La invasión rusa de Ucrania proporciona el empuje político —al menos en las narrativas—, el apoyo social y, como consecuencia, la ventana de oportunidad para abordar los objetivos energético-climáticos con una urgencia inédita. No obstante, el complicado contexto, determinadas políticas macroeconómicas y los impactos asimétricos de la transición energética pueden desacelerar la marcha hacia un modelo de desarrollo hipocarbónico.

IV. CONCLUSIONES

Construida sobre las bases de la Comunidad Europea del Carbón y el Acero, movida por el conocimiento científico sobre el cambio climático desde los años 80 del siglo pasado, tensada históricamente por la lucha entre la soberanía y la cesión de esta a la UE en materia de política energética, consciente de las oportunidades y retos de la descarbonización, la UE ha puesto en marcha un ingente arsenal de medidas para alcanzar la neutralidad climática en 2050.

En un contexto de incertidumbre radical postpandemia, y con la invasión rusa de Ucrania reconfigurando de manera permanente la geopolítica energética, el futuro de la descarbonización de la UE cuenta con la brújula del Pacto Verde Europeo (PVE) que promete «un continente climáticamente neutro» en 2050. Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima que guían los planes de recuperación, el mayor paquete de estímulo fiscal de la historia de la Unión (NGEU), el paquete de implementación del PVE, el *Fit for 55* y la profunda revisión de las iniciativas legislativas y ejecutivas existentes, ayudarán a implementar el mandato de alcanzar las emisiones netas nulas a mediados de siglo.

A todo lo anterior se añade la respuesta de la UE a la invasión rusa de Ucrania. REPowerEU pretende acelerar la transición energética y reducir de manera definitiva la dependencia energética de Rusia. Sus objetivos van a ser complejos de alcanzar. Reducir las importaciones de gas ruso en dos tercios en menos de un año y duplicar la capacidad instalada fotovoltaica en 2025 son objetivos tremendamente ambiciosos debido, entre otros factores, a los complejos procesos de negociación con otros proveedores de combustibles fósiles, a las necesidades de infraestructuras y a unos poco ágiles procesos administrativos y de gobernanza actuales.

Las políticas energéticas y climáticas que se implementen deberán hacer frente a las turbulencias contextuales presentes, ser duraderas y flexibles (Jordan y Moore, 2022) para responder a un contexto continuado de «policrisis» (Homeyer, Obertür y Jordan, 2021), con cambios

sociopolíticos y ambientales de gestión compleja y con una incertidumbre radical como telón de fondo.

NOTAS

(1) La UE emitió ~7 por 100 de las emisiones mundiales en 2020 (OLIVER, 2022) y es responsable del 17 por 100 de las emisiones desde el comienzo de la Revolución Industrial (OLABE, 2020).

(2) Varios países de la UE se encuentran entre los principales importadores de combustibles fósiles. Alemania, España, Italia y los Países Bajos figuran entre los diez primeros importadores de petróleo a nivel mundial. Alemania, Italia y Francia ocupan el tercero, cuarto y octavo puesto, respectivamente, entre los mayores importadores netos de gas del mundo. En cuanto al carbón, Alemania y Polonia ocupan el 8.º y 9.º lugar como principales productores mundiales, y Alemania también se sitúa en el 9.º lugar como mayor importador de carbón del mundo (IEA, 2021).

(3) Alemania, España y Francia figuran entre los principales productores de energía eólica del mundo en tercer, sexto y séptimo puesto del *ranking* respectivamente, con Alemania y España integrando más del 20 por 100 de energía eólica en su *mix* eléctrico, seguida a cierta distancia por Francia con un 6,1 por 100 de energía eólica en su producción eléctrica nacional. Alemania, Italia y Francia ocupan el quinto, sexto y décimo lugar en el *ranking* de productores de energía solar fotovoltaica y el primero, segundo y undécimo, respectivamente, en cuanto al porcentaje de energía fotovoltaica en su *mix* eléctrico nacional (IEA, 2021).

(4) IRENA (2021) indicaba que desde comienzos de siglo la capacidad instalada de renovables se ha multiplicado por 3,7 y que la reducción en los costes de estas desde 2010 ha tenido como resultado que sean la opción preferida para la generación de electricidad, compitiendo e incluso siendo la opción más barata frente a la generación eléctrica con combustibles fósiles. En concreto, el coste nivelado de la energía solar fotovoltaica se ha reducido en un 85 por 100 desde 2010.

(5) Entre 1990 y 2020 el PIB ha aumentado en un 54 por 100 (EEA, 2022a), mientras que la reducción neta de las emisiones ha sido del 34 por 100 (EEA, 2022b).

(6) Recientemente, y con respecto al objetivo de alcanzar la neutralidad climática, Suecia, por ejemplo, se comprometió a alcanzar la neutralidad climática en 2045, mientras que Polonia fue el único Estado miembro que en 2020 no se comprometió formalmente con el objetivo de la UE de alcanzar la neutralidad climática a mediados de siglo.

(7) El petróleo, el gas y el carbón supusieron en 2020 el 83,15 por 100 de la energía primaria consumida y las renovables el 12,54 por 100.

(8) Como se aprecia en el cuadro n.º 1, cuando comparamos en términos porcentuales el consumo de energía primaria por fuentes de la UE con el consumo mundial, se aprecia un mayor peso del petróleo en el consumo de la UE, un consumo muy similar en el gas, la mitad del consumo de carbón, un consumo ligeramente más bajo en hidroeléctrica y el doble de otras renovables tanto en 2019 como en 2020.

(9) De hecho, el Tratado de Funcionamiento de la UE (TFUE) en su artículo 194 indica los contornos de la política energética común. Así, establece que la UE garantizará el funcionamiento del mercado de la energía, la seguridad de abastecimiento, fomentarán el ahorro, la eficiencia, el despliegue de renovables y las interconexiones. Los Estados miembros retendrán la soberanía en cuanto a la determinación de la explotación de sus recursos energéticos y su *mix* energético.

(10) Los sectores no incluidos en el ETS son los sectores difusos (comercial, transporte y servicios).

(11) Las primeras medidas de eficiencia energética responden al embargo de petróleo de los años setenta que marca el inicio de la política energética moderna con la seguridad energética como motor fundamental, apoyando la investigación y el desarrollo de renovables y, más tarde, el despliegue de las renovables.

(12) Que más tarde sería reemplazada por la Directiva de Servicios Energéticos ESD (2006/32/EC) y por la Directiva de Eficiencia Energética EED (2012/27/EU) que, entre otros, sentarían las bases para el establecimiento de objetivos de eficiencia energética de los Estados miembros.

(13) Generación de electricidad y calor, industrias intensivas en consumo energético y la aviación intracomunitaria.

(14) Con compromisos de financiación climática internacional a corto plazo de 30.000 millones de dólares para los países en desarrollo (*fast-start finance*), compromiso de financiación anual de 100.000 millones de dólares a partir de 2020 y un cambio sustancial en el modo de presentar los objetivos de acción climática, con los países presentando sus contribuciones (que en París culminarían en los compromisos determinados a nivel nacional, *NDC*), y procesos de revisión y análisis de progresos a nivel internacional, entre otros.

(15) En 2021 la UE emite el 7 por 100 de las emisiones a nivel global del total frente al 15 por 100 de 1990, OLIVER (2022).

(16) Aceptando cierto grado de flexibilidad para los países menos desarrollados y con

menor capacidad en la monitorización, información y acción ambiental.

(17) Último año para el que había datos en la COP26.

(18) El Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente estimaba que los costes anuales de adaptación para los países en desarrollo ascendían a 70.000 millones de dólares en 2020, pudiendo alcanzar entre 280.000 millones de dólares y 500.000 millones de dólares en 2050 (UNEP, 2021).

(19) Los sectores incluidos en el mercado europeo de emisiones (ETS) son: el sector eléctrico y de producción de calor, los sectores industriales intensivos en el consumo energético (refinerías de petróleo, productores de acero, producción de hierro, aluminio, metales, cemento, cal, cristal, cerámica, pasta de papel, papel, cartón, productos químicos y aviación comercial en el Espacio Económico Europeo).

(20) Un billón = 10^{12}

(21) Téngase en cuenta que el gráfico 3 hace referencia a *billions* = 10^9 y a *trillions* = 10^{12} (equivalente a los billones en castellano).

(22) Según la FAO (2022), Rusia y Ucrania están entre los tres mayores exportadores de trigo, maíz, aceite de colza y de girasol en 2021. Rusia, por su parte, es el mayor exportador de abonos nitrogenados y el segundo exportador de abonos potásicos y fosforados. En cuanto a los combustibles fósiles, Rusia es el segundo productor (con una cuota del 12,4 por 100 en 2020) y segundo exportador de petróleo del mundo, el segundo productor (con una cuota del 18 por 100) y primer exportador de gas del mundo y el sexto productor de carbón (con una cuota del 5,3 por 100) y tercer exportador de carbón a nivel global en volumen (IEA, 2021).

BIBLIOGRAFÍA

BÄCKSTRAND, K. y ELGSTRÖM, O. (2013). The EU's role in climate change negotiations: from leader to «leadiator». *Journal of European Public Policy*, 20(10), pp. 1369-1386.

BIROL, F. (2021). *COP26 climate pledges could help limit global warming to 1,8 °C, but implementing them will be the key*. Commentary. 4 de noviembre, 2021. <https://www.iea.org/commentaries/cop26-climate-pledges-could-help-limit-global-warming-to-1-8-c-but-implementing-them-will-be-the-key>

BP (2021). *Statistical Review of World Energy 2021*. 70th edition. <https://>

www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf

CLIMATE ACTION NETWORK (CAN) (2021). *COP26: Rich nations betray vulnerable people of the world*. 13 November 2021. <https://climatenetwork.org/2021/11/13/cop26-rich-nations-betray-vulnerable-people-of-the-world/>

CLIMATE ACTION TRACKER (2021). *Glasgow's 2030 credibility gap: net zero's lip service to climate action. Wave of net zero emission goals not matched by action on the ground*. https://climateactiontracker.org/documents/997/CAT_2021-11-09_Briefing_Global-Update_Glasgow2030CredibilityGap.pdf

CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA (2022). *Objetivo 55*. Consejo de la Unión Europea. Secretaría General. <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-how-the-eu-will-turn-climate-goals-into-law/>

DOWNS, A. (1972). Up and Down with Ecology-the Issue-Attention Cycle. *Public Interest*, 28, pp. 38-50.

ECONOMIDOU, M., TODESCHI, V., BERTOLDI, P., D'AGOSTINO, D., ZANGHERI, P. y CASTELLAZZI, L. (2020). Review of 50 years of EU energy efficiency policies for buildings. *Energy & Buildings*, 225. 110322, pp. 1-20.

ESCRIBANO, G. (2022). *Diez contribuciones de España a una seguridad energética europea autónoma de Rusia*. Real Instituto Elcano. ARI 23/2022 24. <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2022/03/ari23-2022-diez-contribuciones-de-espana-a-una-seguridad-energetica-europea-autonoma-de-rusia.pdf>

ESCRIBANO, G. y LÁZARO TOUZA, L. (2021). *España en el mundo 2022: perspectivas y desafíos en clima y energía*. Real Instituto Elcano <https://www.realinstitutoelcano.org/analisis/espana-en-el-mundo-2022-perspectivas-y-desafios-en-clima-y-energia/>

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2011). *Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050*. COM(2011) 112 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2015). *Energy Union Package: A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*. COM (2015) 80 final.

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2019). *Brussels, 11.12.2019 COM(2019) 640 final*. The European Green Deal. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2020). *Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*. COM (2020)562. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562&from=EN>

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2020a). *Intensificar la ambición climática de Europa para 2030: Invertir en un futuro climáticamente neutro en beneficio de nuestros ciudadanos*. COM(2020)562.

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2020b). *The European Green Deal Investment Plan and Just Transition Mechanism explained*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_24

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2021a). *Special Eurobarometer 513. Climate Change*. ISBN 978-92-76-38399-4.

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2021b). *Brussels, 12.2.2021 C(2021) 1054 final Commission Notice Technical guidance on the application of «do no significant harm» under the Recovery and Resilience Facility Regulation*. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/c2021_1054_en.pdf

EUROPEAN COMMISSION (EC) (2022a). *EU «Save Energy»* COM(2022) 240 final. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM por 1003](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%20por%201003)

A2022 por 1003A240 por 1003A FIN&qid=1653033053936 EUROPEAN COMMISSION (EC) (2022b). <i>EU external energy engagement in a changing world</i>. JOIN/2022/23 final. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=JOIN por 1003 A2022 por 1003A23 por 1003A FIN&qid=1653033264976 EUROPEAN COMMISSION (EC) (2022c). <i>Hacia una economía ecológica, digital y resiliente: nuestro modelo europeo de crecimiento</i>. COM(2022) 83 final. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52 022DC0083&from=EN EUROPEAN COMMISSION (EC) (no fechado a). <i>Kyoto Protocol First Commitment Period (2008-2012). Climate Action</i>. https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/progress-made-cutting-emissions/kyoto-1st-commitment-period-2008-12_en EUROPEAN COMMISSION (EC) (no fechado b). <i>European Climate Change Programme</i>. https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-climate-change-programme_en EUROPEAN COMMISSION (EC) (no fechado c). <i>EU at COP 26 Climate Change Conference</i>. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/climate-action-and-green-deal/eu-cop26-climate-change-conference_en#:~:text=At por 10020the por 10020end por 10020of por 10020the,warming por 10020to por 100201.5 por 10020degrees por 10020Celsius EUROPEAN COUNCIL (EUCO) (2014). <i>EUCO 169/14. CO EUR 13 CONCL 5</i>. https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf EUROPEAN ENVIRONMENTAL AGENCY (EEA) (2022a). <i>Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2020 and inventory report 2022</i>. Submission to the UNFCCC Secretariat. EEA/PUBL/2022/023. https://www.eea.europa.eu/publications/annual-european-union-greenhouse-gas-1	EUROPEAN ENVIRONMENTAL AGENCY (EEA). (2022b). <i>Trends and projections in Europe 2021</i>. <i>EEA Report 13/2021</i>. Luxembourg: Publications Office of the European Union. EUROSTAT (2022a). <i>EU's energy import dependency decreased in 2020</i>. 9th of February 2022. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/EDN-20220209-1#:~:text=In por 100202020 por 10020C por 10020the por 10020EU por 10020imported, por 10020Dtime por 10020high por 10020of por 1002060.5 por 10025 EUROSTAT (2022b). <i>EU imports of energy products - recent developments</i>. April 2022. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments#Overview EUROSTAT (no fechado). <i>From where do we import energy?</i> https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html FEÁS, E. y STEINBERG, F. (2022). <i>Efectos económicos y geopolíticos de la invasión de Ucrania</i>. Real Instituto Elcano. ARI 35/2022. https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2022/05/ari35-2022-efectos-economicos-y-geopoliticos-de-la-invasion-de-ucrania.pdf FOOD AND AGRICULTURAL ORGANISATION (FAO) (2022). <i>The importance of Ukraine and the Russian Federation for global agricultural markets and the risks associated with the current conflict</i>. Information note. https://www.fao.org/fileadmin/user_upload/faoweb/2022/Info-Note-Ukraine-Russian-Federation.pdf GLOBAL METHANE PLEDGE (no fechado). <i>Fast action on methane to keep a 1,5 °C future within reach</i>. https://www.globalmethanepledge.org GRANTHAM RESEARCH INSTITUTE (GRI) (2022). <i>Climate Laws of the World database</i>. https://climate-laws.org/geographies/european-union HERRANZ-SURRALLÉS, A. (2015). <i>European External Energy Policy: Governance, Diplomacy and Sustainability</i>. En	A. K. AARSTAD, E. DRIESKENS, K. E. JØRGENSEN, K. LAATIKAINEN y B. TONRA (eds.), <i>Sage Handbook of European Foreign Policy</i>. London: Sage. HILDINGSSON, R., STIPPLER, J. y JORDAN, A. (2010). <i>Renewable energies: a continuing balancing act?</i> En JORDAN ET AL., <i>Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation</i>, pp., 103-124. Cambridge: Cambridge University Press. HOMMEYER, I., OBERTHÜR, S. y JORDAN, A. (2021). <i>EU climate and energy governance in times of crisis: towards a new agenda</i>. <i>Journal of European Public Policy</i>. 28:7, pp. 959-979, DOI: 10.1080/13501763.2021.1918221 HUTHA, K. (2021). <i>The scope of state sovereignty under article 194(2) TFEU and the evolution of EU competences in the energy sector</i>. <i>International and Comparative Law Quarterly</i>, 70, pp. 991-1010. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2021). <i>Key World Energy Statistics 2021</i>. France: IEA. Available on-line at: https://iea.blob.core.windows.net/assets/52f66a88-0b63-4ad2-94a5-29d36e864b82/KeyWorldEnergyStatistics2021.pdf IRENA (2021). <i>Renewable Power Generation Costs in 2020</i>. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9. JORDAN, A. y MOORE, B. (2022). <i>The durability–flexibility dialectic: the evolution of decarbonisation policies in the European Union</i>. <i>Journal of European Public Policy</i>. DOI: 10.1080/13501763.2022.2042721 JORDAN, A., HUITEMA, D. VAN ASSELT, H., RAYNER, T. y BERKHOUT, F. (2010). <i>Climate Change Policy in the European Union. Confronting the Dilemmas of Mitigation and Adaptation</i>. Cambridge: Cambridge University Press. LÁZARO TOUZA, L. (2010). <i>Cambio climático: frenazo en Copenhague; próxima estación: México 2010 (COP16)</i>. Área: Economía y Comercio
--	--	--

Internacional - ARI n.º 9/20010. <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2010/01/ari9-2010-lazaro-cambio-climatico-copenhague-mexico-1.pdf>

LÁZARO-TOUZA, L. (2018). Governing the Geopolitics of Climate Change after the Paris Agreement. En J. CONSIDINE (Ed.), *Handbook of Energy Politics*, pp. 435-482. Cheltenham: Edward Elgar. ISBN: 978-1-78471-230-3.

LÁZARO TOUZA, L., AVERCHENKOVA, A. y ESCRIBANO FRANCÉS, G. (2022). High-impact green recovery in the EU's «big five» (emitters): key elements and caveats. *Elcano policy Paper*, March 2022. <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2022/03/policy-paper-high-impact-green-recovery-in-the-eus-big-five-emitters-key-elements-and-caveats.pdf>

LÁZARO TOUZA, L. y GÓMEZ DE ÁGREDÁ, A. (2020). Integrating Climate Change Action into EU Security Policy. En E. CONDE PÉREZ, Z. V. YANEVA y M. SCOPETELLI (eds.), *Routledge Handbook of EU Security Law and Policy*, pp. 239-265. London: Routledge.

LENTON, T., ROCKSTRÖM, J., GAFFNEY, O., RAHMSTORF, S., RICHARDSON, K., STEFFEN, W. y SCHELLNHUBER, H. J. (2019). Climate tipping points – too risky to bet against. *Nature*, 575, pp. 592-595. <https://media.nature.com/original/magazine-assets/d41586-019-03595-0/d41586-019-03595-0.pdf>

MENGOLINI, A. y MASERA, M. (2021). EU Energy Policy: A Socio-Energy Perspective for an Inclusive Energy Transition. En M. WEIJNEN, Z. LUKSZO y S. FARAHANI (eds.), *Shaping an Inclusive Energy Transition*, pp. 141-161. Springer Nature. ISBN: 978-30-3074-586-8.

NEUMAYER, E. (2013). *Weak versus Strong Sustainability. Exploring the limits of two opposing paradigms*. 4th edition. Cheltenham: Edward Elgar.

OBERTHÜR, S. y DUPONT, C. (2021). The European Union's international climate leadership: towards a grand climate strategy? *Journal of European Public Policy*, 28:7, pp. 1095-1114, DOI: 10.1080/13501763.2021.1918218

OFICINA ESPAÑOLA DE CAMBIO CLIMÁTICO (OECC) (2021). *Nota de los principales resultados de la COP26*. Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/images/es/211116notaresultadoscop26web_tcm30-533068.pdf

OLABE, A. (2020). Acuerdo climático Europa-China: construyendo el éxito de la crucial cumbre de Glasgow. *Documento de trabajo*, 18/2020 - 3/9/2020 - Real Instituto Elcano. <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2020/09/dt18-2020-olabe-acuerdo-climatico-europa-china-construyendo-exito-de-crucial-cumbre-de-glasgow.pdf>

OLIVER, J. G. J. (2022). *Trends in Global CO₂ and Total Greenhouse Gas Emissions 2021*. Summary Report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions-2021-summary-report_4758.pdf

PARKER, C. F. y KARLSSON, C. (2018). *EU climate leadership in Katowice helped deliver the deal on the Paris Agreement rulebook*. LSE blog: <https://blogs.lse.ac.uk/europpblog/2018/12/20/eu-climate-leadership-in-katowice-helped-deliver-the-deal-on-the-paris-agreement-rulebook/>

PARKER, C. F., KARLSSON, C. y HJERPER, M. (2017). Assessing the European Union's global climate change leadership: from Copenhagen to the Paris Agreement. *Journal of European Integration*, 39(2), pp. 239-252.

PÖRTNER, H. et al. (2022). Technical Summary. *IPCC WGII Sixth Assessment Report Technical Summary*. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/downloads/report/IPCC_AR6_WGII_FinalDraft_TechnicalSummary.pdf

SEO BIRDLIFE Y CSIC (2022). *Planificación de Renovables Responsables*. <https://seo.org/wp-content/uploads/2021/05/Renovables-Responsables-PLANIFICACION-DE-ENERGIAS-RENOVABLES-RESPONSABLES.pdf>

SIDDI, M. (no fechado). *The EU's Energy Union: A Sustainable Path to Energy Security?* Institute of Energy for South East Europe (IENE).

UK COP26 (2021). *Climate finance delivery plan: meeting the US\$100 billion goal*. <https://ukcop26.org/wp-content/uploads/2021/10/Climate-Finance-Delivery-Plan-1.pdf>

UN (2015). *Decisions adopted by the Conference of the Parties*. FCCC/CP/2015/10/Add.1. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf>

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP) (2021). *Adaptation Gap Report 2021: The gathering storm – Adapting to climate change in a post-pandemic world*. Nairobi.

UNFCCC (2021). COP26: Update to the NDC Synthesis Report. <https://unfccc.int/news/cop26-update-to-the-ndc-synthesis-report>

WILSON, A. (2021). *Revision of the Renewable Energy Directive: Fit for 55 package*. EU legislation in progress. European Parliament Briefing Service (EPBS). PE 698.781 – December 2021. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698781/EPRS_BRI\(2021\)698781_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698781/EPRS_BRI(2021)698781_EN.pdf)

COLABORADORES EN ESTE NÚMERO

AYALA BILBAO, Amaya de. Doctora internacional en Economía (premio extraordinario en el área de ciencias sociales), máster en Economía y licenciada en Economía (premio extraordinario de licenciatura), todo ello por la Universidad del País Vasco (UPV/EHU). Desde mayo de 2019 está acreditada como profesora agregada (contratada doctora) por Unibasq. Desde enero de 2018 es profesora adjunta en el Departamento de Economía Aplicada I de la Facultad de Ciencias Sociales y de la Comunicación (UPV/EHU). En la actualidad es también investigadora asociada en el Basque Centre for Climate Change (BC3) donde fue investigadora posdoctoral (marzo 2014-diciembre 2017). Fue secretaria académica de la Asociación Española para la Economía Energética (AEEE) desde febrero de 2018 hasta marzo del 2021. Y desde marzo del 2021, es vocal de la junta directiva. Su área de investigación se centra en la economía aplicada (al medioambiente, energía, y salud) para la orientación de políticas.

BLÁZQUEZ, Jorge. Es investigador asociado del Oxford Institute of Energy Studies y director del British Institute of Energy Economics desde el año 2018 y 2019, respectivamente. Ha desarrollado su carrera profesional en el sector privado y público en España, Arabia Saudita, y actualmente, Reino Unido. Jorge es doctor en ciencias económicas por la universidad complutense y tiene relevantes publicaciones en el área de la energía en revistas de primer nivel académico.

CHAVES ÁVILA, José Pablo. Es profesor e investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas. En el año 2008 obtuvo el grado en Economía en la Universidad de Costa Rica (Costa Rica). En septiembre de 2014 defendió su tesis sobre diseño de mercados eléctricos de corto plazo en Europa como parte del doctorado Erasmus Mundus «Joint Doctorate on Sustainable Energy Technologies and Strategies» en la Universidad Tecnológica de Delft (Holanda). Ha sido investigador visitante en el Instituto Universitario Europeo (Italia), Lawrence Berkeley National Laboratory (Estados Unidos de América) y en Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT, Estados Unidos de América). Desde septiembre de 2016 es responsable de «ISGAN Academy» la International Smart Grid Action Network una iniciativa de la Agencia Internacional de la Energía. En agosto 2020 fue seleccionado como miembro de la lista de expertos de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y en septiembre de 2021 fue nominado miembro del Grupo de Expertos sobre Flexibilidad de la Demanda de la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores Energéticos (ACER). Desde octubre de 2020 es subdirector del Instituto de Investigación Tecnológica.

CONDE, Tomás. Es economista por la Universidad de Valladolid, máster en ingeniería y gestión medioambiental por la EOI y PDG por IESE. Tiene un ESG certificate por EFFAS. Tomás ha trabajado en BBVA

durante más de 25 años donde ejerció numerosos cargos directivos y en diferentes países. Actualmente es director de ESG&Sustainable Finance en la consultora financiera y de riesgos N World y ESG senior advisor en AERI. Es miembro de Spainsif y AECA. Patrono de la Fundación Haz. Tomás es profesor en el Instituto de Empresa, en el Instituto de Estudios Bursátiles IEB y en el Instituto BME.

COSSENT, Rafael. Es doctor ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI de la Universidad Pontificia Comillas. Actualmente es Investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica IIT y codirector de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la misma universidad. Anteriormente, ha sido coordinador del área de Redes Eléctricas Inteligentes del IIT y de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad. Rafael ha publicado más de 50 artículos en revistas y conferencias internacionales, y participado en más de 50 proyectos de investigación y consultoría relacionados con la regulación y economía del sector eléctrico, la descarbonización y la transición energética.

CUADRA GARCÍA, Fernando de. Nació en Madrid, España, en 1961. Recibió los títulos de ingeniero industrial (1985), doctorado en Ingeniería Industrial (1990), y un Executive MBA (2010) en la Universidad Pontificia Comillas, Madrid (España). En Comillas es catedrático, y de 2001 a 2010 fue director de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del ICAI. Su investigación incluye simulación y optimización mediante búsqueda directa, aplicada a sistemas aeroespaciales, ferroviarios y de energía. En 2016, se unió al Universal Energy Access Lab, un grupo de investigación conjunto MIT-Comillas, que trabaja en el diseño y especificación de modelos generales, métodos y herramientas para la planificación de la electrificación a gran escala.

DÍAZ PASTOR, Santos José. Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid y el Karlsruher Institut für Technologie (KIT), realizando su máster en la Universidad Pontificia Comillas sobre la regulación y modelos de negocio del sector eléctrico. Su experiencia profesional en el sector comienza en Red Eléctrica de España, para finalmente unirse al Universal Energy Access Lab, grupo de investigación conjunto del Massachusetts Institute of Technology (MIT) y del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), como consultor e investigador para acceso a la energía en países en desarrollo. Actualmente realiza el doctorado sobre cómo los modelos de negocio basados en asociaciones público-privadas, combinadas con el diseño eficiente de estructuras de capital, pueden financiar y acelerar el proceso de electrificación de dichos países.

DUEÑAS MARTÍNEZ, Pablo. Investigador y profesor del Instituto de Investigación Tecnológica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Research Scientist en el Massachusetts Institute of Technology, Gas-Electricity Advisor de la Florence School of Regulation y miembro de la Junta Directiva de la Asociación Española para la Economía Energética (AEEE). Consultor y asesor de empresas multinacionales, instituciones internacionales y organizaciones gubernamentales. Actualmente, trabaja en el análisis y el modelado de las nuevas tecnologías que están dando forma al sistema energético del futuro, tanto en los países desarrollados como en aquellos de ingreso medio y bajo, dentro de un contexto de descarbonización.

EISMAN VALDÉS, Julio. Ingeniero Industrial del ICAI, patrono de la Fundación de Ingenieros del ICAI para el Desarrollo. Vicepresidente del Comité de Ingeniería y Desarrollo Sostenible del Instituto de la Ingeniería de España. Coordinador de la Mesa de Acceso Universal a

la Energía. Exdirector de la Fundación Acciona Microenergía (ahora acciona.org). Exvocal de la Junta Directiva de Energía sin Fronteras. Exdirector general de Iberdrola Ingeniería y Consultoría. Lleva dieciocho años dedicado al acceso universal a la energía especialmente a modelos de suministro con sistemas fotovoltaicos independientes. Es investigador invitado del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas.

ESCRIBANO, Gonzalo. Es doctor en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense y en la actualidad es profesor titular de Política Económica en el Departamento de Economía Aplicada de la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED) e investigador principal del Programa de Energía y Clima del Real Instituto Elcano. Ha participado en proyectos de investigación como el VII Programa Marco y el Horizonte 2020 de la UE y varios proyectos euro-mediterráneos FEMISE. Su agenda de investigación se centra en cuestiones energéticas internacionales, sobre las que ha publicado varios artículos en revistas y monografías.

FORONDA, Cecilia. Ingeniera química con la especialidad en Medio Ambiente por el Centro Politécnico Superior de la Universidad de Zaragoza. Desde 2018, dirige el área de Energía y personas en ECODES con el objetivo de contribuir a lograr una energía limpia y asequible para todos desarrollando proyectos de cultura energética, rehabilitación de viviendas, autoconsumo, comunidades energéticas y pobreza energética en ámbito nacional e internacional. También en ECODES desde 2007 fue directora de cambio climático, especializada en Huella y Mercados de Carbono y responsable del proyecto CeroCO2. Anteriormente, trabajó como técnico de proyectos europeos de I+D+i, en TTZ- Bremerhaven y en Innobasque.

GALARRAGA GALLASTEGUI, Ibon. Research Professor en el Basque Center for Climate Change (BC3), colaborador académico en el Departamento de Análisis Económico de Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU) y socio y director ejecutivo de Metroeconomica, S.L. Doctor en Economía del Medio Ambiente por la Universidad de Bath (Reino Unido), Máster en Economía por la Universidad de Essex (RU) y Licenciado en Economía por la UPV-EHU. Cuenta con numerosas publicaciones en los campos de la economía ambiental, energética, del cambio climático y sobre el análisis de políticas públicas. De 2005 a 2009 fue viceconsejero de Medio Ambiente del Gobierno Vasco.

GERRES, Timo. Obtuvo su grado en Ingeniería Empresarial en Paderborn (Alemania) en 2011, trabajó un año como consultor, y se graduó con un máster en ingeniería de sistemas, análisis y gestión de políticas en la Universidad TU Delft (Holanda) en 2014. Después de dos años trabajando para TenneT (Holanda/Alemania), se incorporó al Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y defendió su tesis doctoral sobre el impacto de la transición industrial en los sistemas energéticos en enero de 2022. Es miembro de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno y se enfoca en las dimensiones técnicas, económicas y regulatorias de la transición energética y la descarbonización.

GÓMEZ SAN ROMÁN, Tomás. Es profesor de ingeniería eléctrica en la Escuela de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas. Obtuvo el título de doctor ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid en 1989, y el título de ingeniero industrial especialidad de Electricidad por la Universidad Pontificia Comillas, Madrid, en 1982.

Ingresó en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) en 1984. Ha sido director del IIT, y vicerrector de Investigación, Desarrollo e Innovación de la Universidad Pontificia Comillas. Prof. Gómez tiene amplia experiencia en la realización de proyectos de investigación aplicada en el área de Sistemas de Energía Eléctrica en colaboración con instituciones españolas, latinoamericanas y europeas. Ha sido jefe de proyecto y/o investigador principal en más de 80 de estos proyectos. Sus áreas de interés son operación y planificación de sistemas de transporte y distribución de electricidad, evaluación y regulación de la calidad del servicio, y aspectos económicos y regulatorios del sector eléctrico. Ha publicado más de cien artículos en revistas especializadas como el *IEEE PES Transactions* y en diferentes conferencias, y es coautor del libro *Electricity Economics: Regulation and Deregulation* publicado en Wiley-IEEE Press. Es senior member del IEEE. Es presidente del Consejo de la Power System Computation Conference y pertenece o ha pertenecido al Comité Técnico de las siguientes conferencias: Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Power System Computation Conference, y IEEE Power Tech. Ha sido investigador visitante en el Energy Analysis Department del Lawrence Berkeley National Laboratory, California. Desde mayo de 2011 a octubre de 2013 fue consejero de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

GONZÁLEZ GARCÍA, Andrés. MSc. Power Systems, eMBA, ingeniero industrial (Universidad P. Comillas ICAI-ICADE), MA. en Cooperación Internacional (Universidad Complutense), Driving Government Performance Executive Program (Harvard University). CEO Wayvolution SL y CBDO Waya Energy Inc (USA), *startups* creadas por miembros del Universal Energy Access Lab en 2019. Investigador del IIT-Comillas y Affiliate Researcher MIT Energy Initiative (2012-2022). Lleva desde 2006 desarrollando y después liderando estrategias y planes de acceso universal a la energía, modelado geoespacial integrado de la electrificación (dentro y fuera de la red), marcos regulatorios, planes financieros y diseño de sistemas de suministro eléctrico en 24 países, destacando Bolivia, Ecuador, Colombia, Brasil, Panamá, Mozambique, Ruanda, Uganda, Nigeria, Niger, Chad, Paquistán, India, Indonesia o Camboya.

KIEFER, Christoph P. Es *Senior Researcher* en el Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. Previamente fue investigador posdoctoral en el Instituto de Políticas y Bienes Públicos del Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Es doctor en Economía de la Empresa. Su investigación comprende los temas de la transición energética desde la perspectiva de la modelización de sistemas energéticos y de las energías renovables, así como la transición sostenible desde la perspectiva del análisis económico de la ecoinnovación empresarial.

LABANDEIRA, Xavier. Catedrático de economía en la Universidad de Vigo. Director de Economics for Energy. Investigador afiliado al CEEPR del MIT. Forma parte del Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático de la ONU (IPCC) para la elaboración de sus Quinto y Sexto Informes de Evaluación. Su investigación se sitúa en la frontera entre la economía climática, pública y energética, publicando en las principales revistas académicas del campo y participando asiduamente, en muchos casos como organizador, en congresos y seminarios académicos. Ha dirigido abundantes tesis doctorales y proyectos de investigación, públicos y privados, y ha realizado estancias en varias universidades internacionales.

LÁZARO, Lara. Es investigadora principal del Programa de Energía y Clima del Real Instituto Elcano y profesora de Teoría Económica en el Centro de Enseñanza Superior Cardenal Cisneros (adscrito a la Univer-

sidad Complutense de Madrid). Es doctora por la London School of Economics (LSE), máster in Environmental Assessment and Evaluation (LSE) y licenciada en Ciencias Económicas por la Universidad Autónoma de Madrid. Ha participado en proyectos de investigación europeos del programa H2020 y españoles. Ha sido directora del máster in Environmental Management del Instituto de Empresa. Su investigación se centra en el análisis de los procesos de gobernanza climática y ambiental, tema sobre el que ha publicado diversos artículos en revistas y monografías.

LINARES, Pedro. Es profesor de Organización Industrial de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, director de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad, y cofundador y director de Economics for Energy. También es investigador del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). Investigador asociado en MIT CEEPR y en el EPRG de la U. de Cambridge, y *Senior Fellow* de Esade EcPol. Actualmente sirve como director de la Escuela Internacional de Doctorado de la Universidad Pontificia Comillas, y como editor de *Papeles de Energía*.

LÓPEZ BERNABÉ, Elena. Es investigadora en el Basque Center for Climate Change (BC3) desde mayo de 2017. Ha trabajado en varios proyectos relacionados con la eficiencia energética y la transición energética desde la perspectiva del comportamiento del consumidor: dos proyectos europeos H2020 CONSEED y ENABLE, y otro proyecto financiado por la Fundación la Caixa: ENERPOLIS. Actualmente está matriculada como estudiante de doctorado en la Universidad del País Vasco (UPV/EHU) en el programa de doctorado en Economía: Instrumentos del Análisis Económico. Su campo de investigación principal es la eficiencia energética, la economía del comportamiento y política pública.

LÓPEZ-CÓZAR ÁLVAREZ, Luis. Licenciado en Ciencias Químicas y máster en Ingeniería y Gestión Ambiental de la Escuela de Organización Ambiental (EOI). Ha desarrollado su carrera profesional en Medio Ambiente y Sostenibilidad en distintos departamentos y direcciones de numerosas organizaciones y empresas tanto nacionales como internacionales, que le ha llevado a conocer de manera directa el mundo de la consultoría, ingeniería y gestión empresarial. Actualmente, dirige AZENTÚA (VALOR AMBIENTAL Y SOSTENIBLE, S.L.), empresa consultora especialista en buscar nuevas soluciones enfocadas a minimizar los riesgos y detectar las oportunidades derivadas de los impactos y dependencias del Medio Natural y Social.

LUMBRERAS MARTÍN, Julio. Doctor ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y máster en Gestión Pública por la Universidad de Harvard. Es profesor en la Universidad Politécnica de Madrid y Harvard, donde imparte la asignatura Sustainable Cities. Ha trabajado en más de 60 proyectos de investigación relacionados con la sostenibilidad. Es coautor de más de 90 artículos científicos. Es founding associate editor de la revista *Journal on Frontiers in Sustainable Cities*. Ha sido miembro del Mission Board for Climate-neutral and smart cities de la Comisión Europea y actualmente está liderando la implementación de la misión en España.

MARTÍN-MORENO, José María. Es profesor de Economía en la Universidad de Vigo. Es doctor en Economía por la UCM y miembro de Rede y ECOBAS, grupos de investigación relacionados con la innovación, energía, economía y medio ambiente. Su actividad ha estado centrada con Instituciones relacionadas con actividades del mundo económico-empresarial y su trabajo ha sido publicado en revistas na-

cionales e internacionales de reconocido prestigio. Fue vicerrector de Economía y en la actualidad es vicerrector de Relaciones con Empresas en la Universidad de Vigo.

MATANZA INGENIERO, Javier. Ingeniero superior de Telecomunicación por la Universidad Politécnica de Valencia en 2008 y doctor por la Universidad Pontificia Comillas en 2013. Actualmente divide sus tareas trabajando en proyectos de investigación en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) y como profesor propio adjunto dentro del Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación y máster en Ingeniería de Telecomunicación en ICAI. Sus áreas de interés son las tecnologías de transmisión por cable de potencia (PLC), simulación de redes de comunicaciones, cosimulación, respuesta a la demanda, comunicaciones para monitorización médica y procesado de señal. También es coordinador del máster in Smart Grids en Comillas-ICAI en colaboración con la Universidad de Strathclyde en Glasgow.

MORENO SERNA, Jaime. Es doctor ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), máster en Tecnologías para el Desarrollo (UPM), máster en ingeniería medioambiental por la Ecole Nationale Supérieure de Techniques Avancées de París e ingeniero industrial por la UPM. Como coordinador técnico en el itdUPM acompaña a diversos equipos y proyectos de educación e investigación aplicada, con un enfoque interdisciplinar y multiactor, para acelerar la innovación en políticas que faciliten la consecución de los ODS. Sus ámbitos de investigación se centran en el análisis de alianzas multiactor, las transiciones hacia la sostenibilidad y el liderazgo colaborativo.

OJEDA PALOMO, Cristina. Es economista medioambiental, graduada en Economía y Administración y Dirección de Empresas por la Universidad de Málaga, y máster en Economía: Instrumentos del Análisis Económico por la Universidad del País Vasco (UPV/EHU). Trabaja como consultora junior en Metroeconomica S.L. Ha participado en proyectos de análisis de impactos económicos, sociales y medioambientales ligados a la aplicación de determinadas políticas (por ejemplo, evaluación del efecto de implantar el Eco-diseño en teléfonos móviles y tabletas, proyecto de la Comisión Europea). Otros campos en los que ha participado son la evaluación de estrategias frente al cambio climático, y elaboración de presupuestos de carbono.

OUQUENDO DI COSOLA, Valentina. Es arquitecta por la Universidad Central de Venezuela (UCV), y máster en Arquitectura Sostenible por el Politecnico di Torino. Actualmente es estudiante de doctorado de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Su investigación se centra en la introducción de Soluciones Basadas en la Naturaleza (SBN) en las ciudades y sus beneficios medioambientales y sociales. Forma parte del equipo técnico del Centro de Innovación en Tecnología para el Desarrollo (itdUPM), desde el cual ejerce el rol de facilitadora de infraestructuras colaborativas y alianzas transformadoras que promueven la transición hacia ciudades más justas, resilientes y sostenibles.

PÉREZ ARRIAGA, Ignacio. MS y PhD (MIT, Ingeniería Eléctrica), ingeniero eléctrico (Universidad de Comillas, España). Director interino de la iniciativa de la African School of Regulation. Profesor visitante del MIT (2008-2022). Profesor del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT, Comillas). Director de Formación Energética (Florence School of Regulation). Excomisario (Comisión Española de Regulación de la Electricidad y Comité Irlandés del Mercado Único de la Electricidad). Miembro vitalicio de la Real Academia Española de Ingeniería. Fellow del IEEE. Exmiembro del Tribunal de Apelación de la Agencia de Coordinación

de los Reguladores de la Energía de la UE (ACER). Asesor de instituciones y gobiernos en más de cuarenta países. Actualmente trabaja en la evaluación técnica, regulatoria, comercial y financiera de los procesos de electrificación en países en desarrollo.

PESQUÉ, Carlos. Ingeniero en Organización Industrial por la Universidad de Vic, máster en Energías Renovables por la Universidad de Zaragoza. Anteriormente trabajó en el mundo de la consultoría energética desarrollando proyectos sobre energía fotovoltaica y eficiencia energética. En 2013 entró a formar parte de ECODES en el departamento de Cambio Climático trabajando en la iniciativa CeroCO2 para dos años después pasa a formar parte del área de Energía y Personas llevando la coordinación del programa 2Ni Un Hogar Sin Energía». Desde 2019 trabajo como responsable del programa Energía Común para el impulso de las Comunidades Energéticas coordinando la iniciativa Barrio Solar.

RAMOS, Andrés. Recibió el título de ingeniero Industrial de la Universidad Pontificia Comillas en 1982 y el de doctor ingeniero industrial de la Universidad Politécnica de Madrid en 1990. Actualmente es profesor ordinario de la ETS de Ingeniería ICAI en el Departamento de Organización Industrial y en el Instituto de Investigación Tecnológica, donde es el director. Fue profesor visitante en Stanford University en California (EE. UU.) y en el Massachusetts Institute of Technology, así como en Aalborg University (Dinamarca). Sus áreas de interés incluyen la explotación, planificación y economía de los sistemas de energía eléctrica, la aplicación de la investigación operativa y el desarrollo de *software*.

RÍO, Pablo del. Es investigador científico del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (Instituto de Políticas y Bienes Públicos). Doctor en Economía, sus áreas de investigación tienen que ver con la intersección entre la economía ambiental, la economía de la innovación y la economía de la energía. En particular, ha dedicado sus esfuerzos de investigación al análisis de los instrumentos de promoción de las energías renovables. Tiene más de cien publicaciones en las principales revistas internacionales de esos ámbitos temáticos y ha participado en ocho proyectos europeos de investigación relacionados con esos temas.

RODILLA, Pablo. Es investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas en Madrid, donde es coordinador del Área de Regulación y Economía de la Energía. Es profesor de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI de Economía de la Energía y de Regulación de Sistemas de Energía Eléctrica. Sus áreas de especialización son por un lado, la operación y planificación de la generación de electricidad, con especial atención a los modelos para el análisis de mercados de imperfectos y modelos de planificación para la integración de generación renovable y, por otro, la regulación de sistemas de energía eléctrica, en especial en el diseño al por mayor y los mercados de capacidad. También ha prestado servicios de consultoría a gobiernos, instituciones internacionales, asociaciones industriales y empresas de servicios públicos en más de diez países. Ha publicado más de quince artículos en revistas internacionales y actas de congresos. Desde agosto de 2015, es *Visiting Scholar* en el Massachusetts Institute of Technology (MIT).

RODRÍGUEZ MATAS, Antonio F. (Málaga, 1993) es graduado en ingeniería industrial por la Universidad de Sevilla, realizando parte de sus estudios en la Universidad Tecnológica de Luleå (Suecia). Tiene un máster en economía por la Universidad Complutense de Madrid y ha trabajado en la industria energética. Actualmente es investigador

predoctoral en el Instituto de Investigación Tecnológica y colaborador en la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad (Universidad Pontificia Comillas). Sus líneas de investigación se centran en la modelización de sistemas energéticos, el diseño y evaluación de políticas energéticas y la toma de decisiones frente a incertidumbres.

SÁNCHEZ FORNIÉ, Miguel Ángel. Es ingeniero superior electromecánico del ICAI y diplomado en seguridad nuclear por el MIT. Ingresado en Hidroeléctrica Española ha dedicado sus 43 años de experiencia profesional en generación, transporte, distribución y telecomunicaciones, finalizando su jubilación como director Global de Smart Grids del grupo Iberdrola. Desde 1.980 ha venido colaborando con el IIT en diversos proyectos de investigación nacionales y europeos relacionados con el sector eléctrico, y enseñando redes inteligentes en diferentes cursos de posgrado de la Universidad. Actualmente dirige el programa posgrado máster en Smart Grids en Comillas-ICAI, en conjunto con la Universidad de Strathclyde en Glasgow, de la que es *visiting professor*.

SÁNCHEZ JACOB, Eduardo. Doctor en Ingeniería Ambiental por la Universidad Politécnica de Madrid, ingeniero industrial por la Universidad de Valladolid, y especialista en Cooperación Internacional para el Desarrollo por la Universidad Complutense de Madrid. Lleva 28 años trabajando en el ámbito de la Cooperación al Desarrollo, realizando proyectos en 18 países. En la actualidad realiza consultoría e investigación en los ámbitos de cooperación internacional, desarrollo sostenible, cambio climático, acceso a la energía, y cocinado moderno. Es investigador invitado del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas y Research Affiliate del Massachusetts Institute of Technology (MIT).

SANIOUR, Nayla. Es arquitecta por la Universidad Americana de Beirut (AUB) y máster en Estrategias y Tecnologías para el Desarrollo por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y la Universidad Complutense de Madrid (UCM). Trabajó en despachos de arquitectura y diseño en Beirut y Madrid, y colaboró en proyectos de desarrollo urbano con el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. Actualmente trabaja en la investigación y planificación estratégica para la descarbonización de las ciudades en el Centro de Innovación en Tecnología para el Desarrollo (itdUPM), en particular para el Programa de Rehabilitación Energética de Edificios en España.

SANZ HERNÁNDEZ, Martín. Licenciado en Administración y Dirección de Empresas y Económicas por la Universidad Carlos III de Madrid, Financial Risk Manager acreditado por la Global Association of Risk Professionals (GARP), acreditado para la gestión de Riesgos Climáticos y de Sostenibilidad por GARP, ostenta así mismo la certificación ESG Investing expedida por CFA Institute. Actualmente, es el Responsable Global del área de Finanzas y Sostenibilidad de NWorld coordinando y supervisando los proyectos del área, definiendo y lanzando nuevas líneas de negocio, así como liderando la conceptualización y desarrollo de nuevos servicios de valor añadido para los clientes del grupo.

SERNA, Santiago. Se graduó como ingeniero químico en la Universidad Rey Juan Carlos en 2019 y en 2021 obtuvo el máster en ingeniería química por la Universidad Autónoma de Madrid y la Universidad Rey Juan Carlos. Durante su formación realizó prácticas en el Instituto de Catálisis y Petroquímica (CSIC), donde trabajó en técnicas de valorización del CO₂. Posteriormente realizó una estancia en la Universidad de Amberes (Bélgica) donde trabajó en el estudio del ácido fórmico como

portador líquido de hidrógeno. En enero de 2022 se incorporó al Instituto de Investigación tecnológica como Investigador en Formación en la Cátedra de estudios sobre el hidrógeno.

SOLÀ OSORO, María del Mar. Es investigadora de la Universidad del País Vasco e investigadora asociada en el Basque Center for Climate Change (BC3). Ha trabajado en varios proyectos relacionados con la eficiencia energética y la transición energética desde la perspectiva del comportamiento del consumidor en el proyecto europeo CONSEED, en el proyecto ENERPOLIS financiado por la Fundación la Caixa y en el proyecto «La toma de decisiones de los hogares en eficiencia energética: determinantes y diseño de políticas» financiado por la Fundación Ramón Areces. Su campo de investigación principal es la economía de la conducta aplicada al ámbito de la política económica.

TOBIAS, Javier. Arquitecto por la Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza (UNIZAR) y máster Europeo en Urbanismo por la Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Barcelona (ETSAB) y la Universidad Técnica de Delft (TU Delft). Participa del área de Energía y Personas de ECODES desde 2021, colaborando en labores de incidencia política y de proyectos sobre el terreno vinculados con la pobreza energética, la rehabilitación energética y la regeneración urbana. Antes de unirse a ECODES, trabajó en diversos estudios de arquitectura y urbanismo, desarrollando proyectos de rehabilitación, obra nueva y gestión arquitectónica y urbanística.

VALENTÍN VÍRSEDA, Juan José. Es ingeniero de la Energía por la Universidad Politécnica de Madrid (UPM), con máster en Energía Sostenible por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). Ha trabajado como investigador en formación en el Instituto de Investigación

Tecnológica (IIT) en proyectos relacionados con el modelado de la expansión de la capacidad de generación y almacenamiento eléctrico para el Ministerio de Transición Ecológica (MITECO) y con la generación de hidrógeno verde para el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Actualmente es consultor de modelado de sistemas energéticos en Mott MacDonald.

VILLAR EZCURRA, Marta. Catedrática de Derecho Financiero y Tributario en la Universidad San Pablo-CEU. Académica de Número Electa de la Real Academia de Jurisprudencia y Legislación de España. Vicepresidenta del Supervisory Board de la International Fiscal Association. Miembro del Comité de Expertos para la elaboración del Libro Blanco sobre la Reforma Tributaria en España. Especialista en Fiscalidad medioambiental y de la energía. Actualmente lidera el Grupo de Investigación Consolidado «Fiscalidad, cambio climático y digitalización» y dirige un proyecto-acción Marie Curie del Programa Horizonte 2020. Es autora de más de un centenar de publicaciones nacionales e internacionales y ha participado en numerosos congresos nacionales y extranjeros.

VIÑUALES, Víctor. Sociólogo, cofundador y director de ECODES. Vicepresidente de la Red Española del Pacto Mundial, miembro del Consejo Social de INDITEX y del Panel de Expertos en sostenibilidad de Sol Meliá. Profesor asociado del Programa Superior de Dirección en Responsabilidad Corporativa de IE Business School desde 2007. Es miembro del Consejo Asesor de: la Fundación Biodiversidad, Triodos Bank España, CREAS, Fondo de Cooperación para Agua y Saneamiento de España, y de Greenpeace. También es vocal del Consejo de Desarrollo Sostenible de España. Fue experto-coordinador de la AECID (Nicaragua) (1992-1995), jefe del Servicio de Juventud del Ayuntamiento de Zaragoza (1987-1992) y cofundador de la revista *En pie de Paz*.

PUBLICACIONES DE FUNCAS

Últimos números publicados:

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

N.º 172. Evaluación de políticas públicas

N.º 173. La economía española durante la pandemia

PANORAMA SOCIAL

N.º 35. Educación financiera en España: balance y perspectivas

N.º 36. Energía y sociedad: perspectivas sobre la transición energética en tiempos de crisis

CUADERNOS DE INFORMACIÓN ECONÓMICA

N.º 290. La vivienda: moderación en una nueva fase del ciclo

N.º 291. Presupuestos 2023 y nuevos escenarios monetarios

SPANISH ECONOMIC AND FINANCIAL OUTLOOK

Vol. 11. N.º 5. The impact of rate hikes on Spain's economy and financial sector

Vol. 11. N.º 6. A preview and assessment of Spain's budget for 2023

PAPELES DE ENERGÍA

N.º 18. Diálogos de Energía y Sostenibilidad 2021-2022

N.º 19. Artículos seleccionados del XVII Congreso anual de la Asociación Española para la Economía Energética

ESTUDIOS DE LA FUNDACIÓN

N.º 99. Cuarenta años después. La sociedad civil española, de un primer impulso a una larga pausa.

Víctor Pérez-Díaz y Juan Carlos Rodríguez

LIBROS

Manual de economía española. María José Moral Rincón

PRECIO DE LAS PUBLICACIONES

AÑO 2023

Publicación	Suscripción		
	Suscripción anual	Edición papel (euros)	Gastos de envío (euros)
Papeles de Economía Española	4 números	55	España 8
			Europa 40
			Resto del mundo 80
Cuadernos de Información Económica	6 números	45	España 12
			Europa 60
			Resto del mundo 120
Panorama Social	2 números	25	España 4
			Europa 20
			Resto del mundo 40
Spanish Economic and Financial Outlook	6 números	35	España 12
			Europa 60
			Resto del mundo 120
Papeles de Energía	4 números	25	España 8
			Europa 40
			Resto del mundo 80
Publicaciones no periódicas (Libros, Estudios...) disponibles solamente en formato digital gratuito.			

Los precios incluyen el IVA.

Forma de pago: domiciliación bancaria, transferencia bancaria.

Descuento editorial: 10 % a bibliotecas, librerías y agencias.

Todas nuestras publicaciones se pueden descargar, de forma gratuita, en www.funcas.es

<http://www.funcas.es/Publicaciones>

publica@funcas.es

funcas

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

Últimos números publicados

- nº 152 *Redes de interacción social y espacial: aplicaciones a la economía española*
- nº 153 *Economía de las ciudades*
- nº 154 *La teoría económica de las reformas fiscales: análisis y aplicaciones para España*
- nº 155 *El negocio bancario tras las expansiones cuantitativas*
- nº 156 *Los problemas del mercado de trabajo y las reformas pendientes*
- nº 157 *Análisis económico de la revolución digital*
- nº 158 *El sector exterior en la recuperación*
- nº 159 *Deporte y Economía*
- nº 160 *Medicamentos, innovación tecnológica y economía*
- nº 161 *Presente y futuro de la Seguridad Social*
- nº 162 *La gestión de la información en banca: de las finanzas del comportamiento a la inteligencia artificial*
- nº 163 *Transición hacia una economía baja en carbono en España*
- nº 164 *Crecimiento económico*
- nº 165 *Ciclos económicos*
- nº 166 *El capital humano en la economía digital*
- nº 167 *La empresa española entre la eficiencia y la desigualdad: organización, estrategias y mercados*
- nº 168 *La calidad de las instituciones y la economía española*
- nº 169 *La innovación, un desafío inaplazable*
- nº 170 *Las finanzas tras la pandemia*
- nº 171 *Infraestructuras terrestres, transporte y movilidad de personas*
- nº 172 *Evaluación de políticas públicas*
- nº 173 *La economía española durante la pandemia*



9 778402 109102