



Policy Paper

Sobre la revisión del PNIEC

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Fedea Policy Paper 2023/06

Octubre de 2023

fedea

*Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores
y no coinciden necesariamente con las de Fedea.*

Sobre la revisión del PNIEC

Diego Rodríguez Rodríguez

(UCM y Fedea)

1. Introducción

A finales del mes de junio de 2023 el Gobierno español remitió a la Comisión Europea (CE) el borrador de la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, al mismo tiempo que abría un periodo de consulta pública. El proyecto inicial del PNIEC vigente se había presentado en febrero de 2019 y tuvo un borrador actualizado en enero de 2020, que se publicó en el BOE prácticamente sin cambios en marzo de 2021. El borrador para la actualización del PNIEC obedece al mandato del Reglamento 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, que obliga a los Estados Miembros (EEMM) a remitirlo a la CE antes del 30 de junio de 2023¹. La CE analizará las versiones actualizadas de los PNIECs de los EEMM y emitirá recomendaciones², esperándose que la versión definitiva del PNIEC ya actualizado esté lista antes del 30 de junio de 2024.

La idea básica que introduce el Reglamento de Gobernanza es que los PNIECs de los EEMM no ofrezcan una imagen fija, sino que se vayan adaptando durante el periodo de 10 años para el que se fija su horizonte temporal. En concreto, el Reglamento establece que “los planes nacionales deben actualizarse una vez durante su período decenal de vigencia para dar a los Estados miembros la oportunidad de adaptarlos a cambios significativos de las circunstancias”, indicando que las modificaciones deben reflejar siempre una mayor ambición global. En ese sentido, es evidente que en los cuatro años transcurridos desde el comienzo de la definición del PNIEC en curso se han producido cambios sustanciales en el ámbito de la transición energética. Esos cambios atienden, por un lado, a la aceleración en el ritmo de los objetivos de descarbonización y del conjunto de variables instrumentales requeridas (penetración de renovables, eficiencia,...) en el conjunto de la Unión Europea (UE). Por otro lado, tanto inicialmente la pandemia del covid-19 como, posteriormente, la guerra en Ucrania y sus consecuencias han modificado sustancialmente el contexto económico y geopolítico de la transición energética. En ese sentido, muchas de las actuaciones que actualmente se llevan a cabo se enmarcan en el amplio conjunto de medidas de impulso a la transición energética implementadas desde el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), medidas que o bien no estaban incorporadas en el planteamiento inicial del PNIEC, o bien han variado en su intensidad.

La revisión del PNIEC permite repensar los objetivos e instrumentos que estamos utilizando en el tránsito hacia la descarbonización. El PNIEC delinea la hoja de ruta hasta 2030, teniendo en cuenta que esta debe ser coherente con la estrategia de largo plazo, que define el objetivo de neutralidad de

¹ En la fecha de publicación de este trabajo (octubre de 2023), solo 16 de los 27 países de la UE habían remitido su revisión del PNIEC. Véase https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

² También se preveía que los EEMM realizaran informes de situación bienales sobre la aplicación de los planes y otros hechos relevantes en relación con el sistema energético, si bien las características de esos informes no estaban definidas. Sin embargo, no se dispone de información sobre esos informes. En la última página del borrador de actualización (p. 629) se introduce una tabla con un indicador gráfico sobre el avance en el cumplimiento de las medidas incorporadas en el PNIEC vigente.

emisiones en 2050, así como con los objetivos marcados por la Comisión Europea para 2030 en términos de penetración de generación renovable, consumo con origen renovable sobre consumo final de energía y mejora de la eficiencia energética.

El objeto de este trabajo es analizar las principales novedades introducidas en la actualización del PNIEC (al que nos referiremos como PNIEC-2024) en relación con el actualmente vigente (al que nos referiremos como PNIEC-2020)³. Sobre este último ya se realizó una detallada valoración en un trabajo previo (Rodríguez, 2020)⁴, alcanzándose dos conclusiones principales. En primer lugar, se valoraba positivamente que se planteasen objetivos ambiciosos, aunque estos implicaban ritmos de descarbonización, penetración de generación renovable y ahorros de energía más exigentes que los contemplados en el conjunto de la UE. Sin embargo, en el trabajo se enfatizaba que las principales dificultades no provendrían del cambio en el mix de generación eléctrico, aun siendo este exigente en términos del aumento previsto en la capacidad de generación renovable, sino del cumplimiento de las previsiones sobre el cambio modal y la electrificación del sector del transporte para 2030. En segundo lugar, se concluía que el objetivo de cambio en el mix de generación eléctrico resultaba creíble en términos generales. A ese respecto, se señalaba que la prioridad debía ser la de clarificar las condiciones de acceso, sin descartar que las subastas puedan jugar un papel en el medio plazo, cuando se acentúe la dificultad de entrada en un contexto de menores precios en el mercado eléctrico. En el trabajo referido se profundizaba también en otros aspectos, como en la cobertura de la demanda en el contexto del plan de cierre del parque nuclear o en distintas cuestiones relacionadas con la descarbonización del transporte y de la industria. El objetivo de este trabajo no es, por lo tanto, reiterar el análisis realizado en Rodríguez (2020) sino ver en qué medida las conclusiones allí planteadas pueden ser matizadas o modificadas a la vista del borrador de actualización del PNIEC.

El PNIEC-2024 es un documento extenso, en el que se contemplan 107 medidas en las dimensiones de la descarbonización (37 medidas), de la eficiencia energética (23 medidas), de la seguridad energética (9 medidas), del mercado interior de la energía (13 medidas), de la investigación, innovación y competitividad (18 medidas) y, finalmente, medidas de carácter transversal (7 medidas)⁵. Como es natural, no se pretende entrar en todas ellas sino tan solo en las que se considera que puede ser más útil realizar una valoración. Debe señalarse que en este trabajo se compara el escenario del PNIEC-2024 con el escenario “objetivo” del PNIEC-2020, por ser este el que dibuja dónde se desea estar a finales de esta década⁶.

La estructura del trabajo es la siguiente. En el apartado segundo se analizan los cambios en el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y su desglose sectorial. Ello se complementa con la información más reciente sobre emisiones para hacer una valoración lo más precisa posible sobre su estado actual y la intensidad de la reducción requerida. En el tercer apartado se analizan los objetivos de penetración de renovables, tanto en el ámbito eléctrico como de gas, y los

³ Debe hacerse notar que el nuevo borrador se refiere al mismo como PNIEC-2023, pero parece más lógico hacer referencia al momento de entrada en vigor que fija el Reglamento y no al momento de lanzamiento de este borrador inicial.

⁴ En dicho trabajo se utilizaba el borrador actualizado del Plan, que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) publicó el 23 de enero de 2020.

⁵ En relación con el PNIEC-2020, hay nuevas medidas en descarbonización (8 nuevas), en eficiencia (5 nuevas), en seguridad energética (3 nuevas) y en mercado interior de la energía (2 nuevas), además de una nueva dimensión en la que se recogen 7 medidas transversales a todo el PNIEC.

⁶ El PNIEC-2020 incorporaba dos escenarios a 2030, el tendencial (sin cambios de política) y el objetivo.

problemas asociados a su despliegue. El cuarto apartado describe las principales actuaciones previstas para reducir el consumo energético, centradas en el transporte, los hogares y la industria. Ello se complementa, en el quinto apartado, con un análisis del apoyo que las subvenciones y préstamos del PRTR proporcionan a los objetivos e instrumentos del PNIEC. El último apartado concluye señalando las principales ideas de interés.

2. Los objetivos de reducción de emisiones

Cuando se realizó el PNIEC-2020 el objetivo comprometido de reducción de emisiones de GEI a 2030 en la UE era del 40%, siempre medido en relación con las emisiones de 1990. Como es conocido, la Ley Europea del Clima (Reglamento 2021/1119) aumentó la ambición de los objetivos europeos de descarbonización, con unos objetivos vinculantes de reducción de, al menos, el 55% para 2030 (artículo 4) y de emisiones netas nulas para 2050 (artículo 1). El programa *Fit for 55*, lanzado por la Comisión Europea en julio de 2021, integró el conjunto de actuaciones y actos legislativos a realizar para alcanzar el objetivo a 2030, actuaciones que se han visto reforzados por el plan REPowerEU de mayo de 2022 tras la invasión rusa de Ucrania.

La reducción global de, al menos, el 55% tiene, a su vez, dos subobjetivos. Por un lado, una reducción del 62% con respecto a 2005 en las emisiones de GEI de los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión, habitualmente referidos como sectores ETS (acrónimo de *Emissions Trading System*). Por otro lado, se pretende una reducción del 40% con respecto a 2005 en los sectores no-ETS, denominados sectores difusos, que están formados por un amplio conjunto de actividades (particularmente, casi todo el transporte) y agentes individuales. Los objetivos de reducción en los sectores ETS⁷ están vinculados con los objetivos europeos en ese ámbito, mientras que los objetivos nacionales de reducción en los sectores difusos toman en consideración lo establecido en la metodología de reparto de esfuerzos entre Estados Miembros (EEMM) fijada en el Reglamento (UE) 2018/1999, que resulta en una asignación de objetivos por país. En el caso de España, esa reducción mínima, revisada por el Reglamento (UE) 2023/857, es del 37,7% con respecto a los niveles de 2005.

La reducción de emisiones de GEI en la UE entre 1990 y 2021 fue del 29,7%. No se dispone aún del dato de emisiones para 2022, mientras que los años 2020 y 2021 están muy afectados por la pandemia y la asimétrica recuperación en la UE. Con esa cautela, el valor de un índice de emisiones en la UE con base 1990=100 habría sido de 70,3 en el año 2021 (véase Cuadro 1). Con el compromiso previo europeo de una reducción del 40%, la disminución de las emisiones entre 2021 y 2030 habría tenido que ser del 14,7% ($= (60/70,3 - 1) \times 100$). La adopción de un objetivo europeo más ambicioso, con una reducción de emisiones del 55% para 2030, implica que será necesaria una reducción del 36,0% entre las emisiones de 2021 (70,3, con base 1990=100) y las deseadas para 2030 (45,0 con base 1990=100).

Naturalmente, el PNIEC-2020 tuvo como referencia el objetivo común de reducción del 40%, teniendo además en cuenta que la trayectoria de emisiones en España con respecto al año de referencia (1990) ha sido notoriamente peor que la seguida por la media europea. En concreto, en España solo se ha producido una reducción del 2,3% de las emisiones entre 1990 y 2021, frente a la referida reducción

⁷ Los sectores ETS se van a ampliar con la incorporación del transporte por carretera y los edificios.

del 29,7% en el conjunto de la UE⁸. En ese contexto, el PNIEC-2020 planteaba una reducción de emisiones de un 23% con respecto a 1990, lo que implicaba que la disminución entre 2021 (97,7 con base 1990=100) y 2030 (77,0 con la misma base) sería del 21,2%. Ello suponía 6,5 puntos porcentuales más de reducción en relación con el objetivo para el conjunto de la UE (21,2% vs 14,7%). En el borrador del PNIEC-2024 el objetivo español pasa a ser del 32%, lo que implica una reducción del 30,4% de las emisiones con respecto al nivel de 2021 (= (68/97,7 - 1) x 100). Por lo tanto, cuando la comparativa se hace sobre los datos de 2021, el PNIEC-2024 plantea una reducción de emisiones a lo largo de esta década que, siendo muy considerable, es menos intensa que el nuevo objetivo europeo conjunto (30,4% vs 36,0%).

Cuadro 1. Objetivos de descarbonización en PNIEC-2020 y PNIEC-2024

	<i>Objetivo reducción en 2030</i>	<i>Índice (objetivo) en 2030 (1990=100)</i>	<i>Índice (real) en 2021 (1990=100)</i>	<i>Reducción 2030 vs 2021</i>
Con PNIEC-2020				
UE	40%	60	70,3	14,7%
España	23%	77	97,7	21,2%
Con PNIEC-2024				
UE	55%	45	70,3	36,0%
España	32%	68	97,7	30,4%

Fuente: Eurostat para los datos de 2021. PNIEC-2020 y PNIEC-2024 para el resto y elaboración propia.

Dicho de otro modo, usando siempre la base 1990=100, la brecha de emisiones entre España y la UE, que era de 27,4 p.p. en 2021 (97,7 en España vs 70,3 en UE) se reduciría hasta 23 p.p. (68 vs 45) en el año 2030 según el objetivo marcado en el PNIEC-2024. Sin embargo, esa reducción de la brecha sería menos intensa que la contemplada en el PNIEC-2020, donde se asumía que la brecha pasaría a ser de 17 p.p. (77 vs 60) en 2030. ¿Implica esto que el PNIEC-2024 ha perdido ambición? Al contrario, como se observará en este trabajo, el grado de ambición de los distintos objetivos planteados en el PNIEC-2024 aumenta con respecto al PNIEC-2020, con las mayores dificultades asociadas a la consecución de esos nuevos objetivos. Sin embargo, el hecho de que, pese a ello, no nos acerquemos tanto al nivel de emisiones de la UE con el PNIEC-2024 como lo haríamos con el PNIEC-2020 sugiere la enorme dificultad de consecución de esos nuevos objetivos planteados para el conjunto de la UE.⁹

Hay que tener en cuenta que, una vez recibidos los borradores de actualización de los PNIEC de los EEMM, la CE debe emitir recomendaciones específicas para cada país y hacer una evaluación general a escala de la UE. En la evaluación que realizó con los PNIEC que entraron en funcionamiento en 2020 la CE declaraba que la plena aplicación de todos los planes nacionales permitiría superar el objetivo de reducción de emisiones que, recuérdese, estaba en el 40%. Por lo tanto, eso le daba un punto de partida para elevar el nivel de ambición, como efectivamente ocurrió aumentando el objetivo al 55%. Hasta que no realice la evaluación con los nuevos planes no es posible saber si la combinación de nuevos objetivos nacionales es coherente con ese objetivo ampliado. Sin embargo, a la vista de ese menor aumento relativo en el grado de ambición español, junto a las dificultades asociadas para su

⁸ Como en el conjunto de la UE, hay que tener en cuenta el efecto sobre las emisiones en España de la pandemia, que explica la fuerte reducción en 2020, año en el que las emisiones brutas se redujeron un 12,2% con respecto a 2019. En 2021 se incrementaron un 6,1% y se situaron prácticamente al mismo nivel que las emisiones de 1990.

⁹ Adicionalmente, téngase en cuenta que en 2024 se comenzará a discutir el objetivo de reducción de emisiones de la UE para 2040, para el que el Consejo Asesor Científico Europeo sobre el Cambio Climático (2023) ha propuesto una reducción de emisiones de entre el 90% y el 95%. Como se ha repetido en muchas ocasiones, la descarbonización no finaliza en 2030.

plena aplicación (algunas de las cuales se detallarán a continuación), parece razonable, cuando menos, recordar la inherente dificultad para poder alcanzar el nuevo objetivo europeo en lo que resta de esta década.

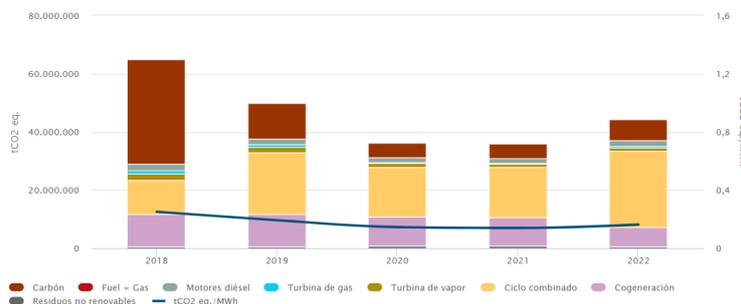
¿Cuál ha sido la evolución más reciente de las emisiones de GEI en España? Tras la extraordinaria reducción en 2020 como resultado de la pandemia (-5,5% en tasa interanual), en 2021 se produjo el esperado rebote (+4%), sin llegar a situarse las emisiones en los niveles previos a la pandemia. No hay aún información del Inventario nacional (Miteco) sobre las emisiones de GEI en 2022, si bien las estimaciones iniciales de Eurostat para ese año indican una reducción del 2,8% de las emisiones relacionadas con usos energéticos en el conjunto de la UE, con un aumento del 3,5% en España¹⁰. Hay que tener en cuenta que, con los datos del Inventario nacional de emisiones, las emisiones brutas en 2021 habrían sido de 288.847 miles de toneladas de CO₂ equivalentes, de las que los usos energéticos representaban un 74,8%, los procesos industriales un 8,4%, la agricultura un 11,9% y los residuos un 4,9%. Las emisiones de los dos últimos componentes son muy estables en el tiempo, por lo que la variación de las emisiones totales depende básicamente del componente de energía y, en mucha menor medida, de las derivadas de los procesos industriales. Por lo tanto, la variación estimada de las emisiones en usos energéticos es una aproximación adecuada de cuál puede ser la variación total de las emisiones. En definitiva, si esos datos de Eurostat se confirman y se extrapolan al conjunto de emisiones, se habría producido un aumento de la divergencia (brecha) entre España y la UE en el nivel de emisiones en el año 2022.

Sí se dispone para 2022 del informe de análisis de los sectores ETS en España, donde se constata un fuerte aumento de las emisiones procedentes de la generación eléctrica y, en menor medida, del refino de petróleo. A este respecto, la evolución más reciente de emisiones de GEI ha estado muy marcada por el notable aumento de las emisiones de las centrales térmicas, en contra de la favorable evolución de años previos. Debe tenerse en cuenta que el cierre o la falta de actividad de las centrales que utilizan carbón ha sido un elemento clave en la reducción de las emisiones registradas en España en los últimos años. Sólo la generación con carbón emitió 42,8 millones de tCO₂ (MtCO₂eq) en 2017, con una fuerte caída hasta 4,86 MtCO₂eq en 2021, para aumentar a 7,49 MtCO₂eq en 2022. Parte de la reducción de la generación eléctrica con carbón se ha ido sustituyendo con el mayor uso de la capacidad instalada en los ciclos combinados, que generan menores emisiones por MWh producido. Sin embargo, en 2022 se produjo un aumento muy considerable de la generación térmica con gas (y, en menor medida, con carbón)¹¹, que condujo a un crecimiento de las emisiones globales del sector eléctrico, como se muestra en el Gráfico 1.

¹⁰ Véase <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230609-2>.

¹¹ Las causas de ese aumento son bien conocidas: los problemas en el parque de generación de Francia, la baja producción hidráulica y, desde mediados de año, el efecto distorsionador sobre el diferencial de precios a ambos lados de la frontera inducido por el mecanismo de ajuste ibérico sobre los precios del gas.

Gráfico 1: Emisiones (tCO₂) y factor de emisión (tCO₂eq/MWh) en generación no renovable (sistema eléctrico nacional)



Fuente: REE

El PNIEC-2020 preveía unas emisiones de la generación eléctrica de 20,6 MtCO₂eq en 2030, que se rebajan a la mitad en el borrador del PNIEC-2024 (10,9 MtCO₂eq). Como se verá a continuación, ello se fundamenta en que el PNIEC-2024 asume una menor participación de las centrales de ciclo combinado en el conjunto del mix de generación eléctrica, lo que a su vez sería consecuencia de una mayor penetración de generación renovable.

Cuadro 2. Proyección de emisiones en los principales sectores, sujetos al comercio de derechos de emisión y no sujetos (sectores difusos), en miles de toneladas de CO₂ equivalentes.

	En 2020	En 2030		Variación en 2020-2030 (con PNIEC-2024)
		PNIEC-2020	PNIEC-2024	
Sectores sujetos al comercio de derechos de emisión				
Generación de energía eléctrica	28.473	17.876	10.039	-64,7%
Sector industrial (combustión)	35.451	26.667	23.142	-34,7%
Sector industrial (emisiones de procesos)	14.297	16.854	14.373	+0,53%
Industria del refino	9.245	11.079	6.031	-34,7%
Resto de sectores	4.604	6.464	7.211	+56,6%
Total	92.070	78.940	60.796	-33,97%
Sectores difusos				
Transporte	72.358	56.585	54.415	-24,8%
Agricultura y ganadería	34.675	29.981	28.439	-17,98%
Sectores residencial, comercial e institucional	25.185	18.266	13.455	-46,58%
Resto sectores	47.956	38.071	37.485	-21,83%
Total	180.174	142.903	133.794	-25,74%

Fuente: PNIEC (2020 y 2024) y elaboración propia.

Como se ha señalado, el objetivo de reducción de emisiones en los sectores bajo el comercio de derechos de emisión (sectores ETS) es más intenso que en el resto (sectores difusos). En concreto, para los sectores ETS el PNIEC-2024 prevé una reducción del 70% con respecto a los niveles de 2005 (61% en el PNIEC-2020), mientras que para los difusos sería del 43% (39,1% en el PNIEC-2020). En ambos

casos, los objetivos españoles superan a los europeos, que son de una reducción del 62% en ETS y del 37,7% en difusos (objetivo asignado a España en el Reglamento de reparto de esfuerzos)¹². El Cuadro 2 muestra las emisiones objetivo para 2030, tanto en el PNIEC-2020 como en el PNIEC-2024, comparando este último con las emisiones reales del año 2020 para ofrecer una imagen de la evolución que deberían seguir las emisiones sectoriales en el decenio que abarca el PNIEC. Como puede observarse, los sectores de generación eléctrica y el transporte contabilizan prácticamente la mitad de las 77,7 MtCO₂eq que se desean reducir entre 2020 y 2030. Sin embargo, aunque menores en volumen absoluto, también resultan muy significativas las reducciones esperadas en los sectores industriales y residencial.

Como se analizará a continuación, aunque cualquier ejercicio prospectivo de este tipo está sujeto a enormes incertidumbres (tecnológicas, contexto macroeconómico y regulatorio,...) sí es evidente que estas no son igual de intensas entre distintos sectores. Así, en los próximos años la reducción global de emisiones seguirá estando liderada por el sector eléctrico (menores emisiones de ciclos combinados, generación con carbón y extrapeninsular), complementada con la reducción que se pueda producir por la electrificación del transporte. En ambos casos la condición necesaria es el aumento de la penetración de las renovables en el mix de generación eléctrica.

3. La penetración de las renovables

3.1. Análisis general

La reducción de emisiones que se desea alcanzar en la generación eléctrica, así como parte de la reducción prevista en el ámbito del transporte, se basa en el aumento de la penetración de energías renovables, cuyo peso en el consumo final de energía en 2030 pasa del 42% (en el PNIEC-2020) al 48% (en el PNIEC-2024). El Cuadro 3 muestra la generación renovable prevista y la variación del objetivo en el borrador de actualización del PNIEC con respecto a la versión vigente. Como puede observarse, el objetivo de generación renovable eléctrica aumenta un 14,2%, un crecimiento similar a la generación de energía de origen renovable en otras actividades. El borrador del PNIEC-2024 no ofrece desglose en esas otras actividades por lo que no es posible, por ejemplo, conocer qué parte corresponde a una mayor generación renovable en el transporte.

Es significativo, sin embargo, que se haya reducido el objetivo de generación mediante las bombas de calor¹³, lo que aparentemente entraría en contradicción con la afirmación que se contiene en el propio documento de que *“se prevé también en esta actualización una mayor penetración de tecnologías como las bombas de calor”*. Como ya ocurría con anterioridad, el PNIEC no ofrece información detallada sobre buena parte de los parámetros utilizados en la modelización TIMES-SINERGIA, entre ellas la correspondiente a los supuestos sobre unidades, características o funcionamiento de las bombas de calor, por lo que resulta difícil pronunciarse sobre la razón que justificaría esa reducción.

¹² Recuérdese que, al poner en ambos casos la referencia en el año 2005, los porcentajes de reducción de las emisiones de España son mayores que los europeos, dada la desfavorable evolución de las emisiones en España entre 1990 y 2005.

¹³ El anexo VII de la Directiva (UE) 2018/2001 proporciona las normas para contabilizar la energía capturada por bombas de calor como energía procedente de fuentes renovables.

La lectura del borrador del PNIEC sí trasluce una visión crítica con algunos de los elementos perjudiciales asociados a las bombas de calor, como el efecto de “isla de calor” en verano por su uso como aire acondicionado o el impacto sonoro y visual de las unidades exteriores. Esa visión crítica se complementa con la afirmación que se contiene en el borrador del PNIEC-2024 de que *“tanto en modo frío como en modo calor, miríadas de bombas de calor instaladas en cada apartamento suponen un uso incontrolable, un peor mantenimiento y una mayor obsolescencia (que redundan ambos en una peor eficiencia y en un mayor consumo energético)”*. Sorprende esta afirmación relativa al uso incontrolable, el mantenimiento y el mayor consumo energético. Obviamente, el consumo en modo frío (aire acondicionado) es mayor porque no hay alternativa con la que contrastar, pero proporciona confort térmico. Esta valoración se produce, además, en un contexto en el que el plan RePowerEU ha establecido objetivos muy ambiciosos de despliegue de bombas de calor en la UE¹⁴, para las que precisamente señala su mayor eficiencia energética en relación con las calderas. De hecho, está próximo a publicarse un Plan de Acción Europeo en este ámbito, dirigido a eliminar barreras a su despliegue.

Cuadro 3. Energías renovables (en ktep) y porcentajes sobre el consumo de energía final

	En 2020	En 2030		Variación del objetivo
		PNIEC-2020	PNIEC 2024	
Generación renovable eléctrica	9.747	21.792	24.893	+ 14,2%
Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable) ¹	5.753	7.421	8.397	+13,2%
Energía suministrada por bombas de calor (ktep)	960	3.523	2.659	-24,5%
Energía renovable total (ktep)	16.312	32.736	35.949	+9,81%
Energía final ²	77.561	75.111	77.589	+3,3%
Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final	21%	42%	47,9%	+ 5,9 p.p.

¹ Agricultura, industrial, residencial, servicios y transporte. El borrador del PNIEC-2024 no ofrece el desglose.

² Energía final corregida con las pérdidas del sistema eléctrico, los consumos en aviación y la energía suministrada por las bombas de calor.

Fuente: PNIEC (2020 y 2024) y elaboración propia.

El resultado final es que, como se ha indicado, se desea pasar del 21% de penetración de energías renovables sobre el consumo final de electricidad en 2020 a un 48% en 2030. Ese crecimiento pivota fundamentalmente sobre el aumento de la generación renovable eléctrica. En ese sentido, una de las cuestiones que más expectación generó antes de la publicación del PNIEC-2024 fue la revisión del escenario objetivo del parque de generación eléctrica. El Cuadro 4 muestra el escenario objetivo para 2030, tanto en el PNIEC-2020 como en el PNIEC-2024, junto a la situación actual del parque de generación (octubre de 2023). A continuación se profundiza en los principales cambios en los objetivos por tecnologías de generación eléctrica planteados en la revisión del PNIEC.

¹⁴ Téngase en cuenta que en la UE el consumo de energía para calefacción, agua caliente y aire acondicionado representa en torno a la mitad del consumo energético y proviene en más del 70% de combustibles fósiles.

Cuadro 4. Capacidad de generación (en MW): escenarios objetivos para 2030 del PNIEC (2020 y 2024) y capacidad en octubre de 2023

Tecnología	PNIEC-2020	PNIEC-2024	Octubre 2023 (REE)
Nuclear	3.181	3.181	7.117
Carbón	0	0	3.464
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.250
Hidráulica	14.609	14.511	17.097 ⁽¹⁾
Bombeo mixto	2.687		-
Bombeo puro	6.837		3.331 ⁽²⁾
Eólica	50.333	62.044	30.388 ⁽³⁾
Solar fotovoltaica	39.181	76.387	22.922 ⁽⁴⁾
Solar termoeléctrica	7.303	4.800	2.304
Biogás	241	440	-
Otras renovables	80	80	1.093 ⁽⁵⁾
Biomasa	1.408	1.409	
Cogeneración	3.670	3.784	5.639
Fuel/gas y turbina (SNP)	1.854	1.830	2.409 ⁽⁶⁾
Residuos y otros	341	342	596
Almacenamiento	2.500	18.543	-
Total nacional	160.837	213.963	122.610
Pro-memoria:			
<i>Fotovoltaica autoconsumo</i>	<i>9.000</i>	<i>19.000</i>	<i>5.200 ⁽⁷⁾</i>

Nota: La información del parque de generación que ofrece Red Eléctrica de España tiene algunas diferencias en la clasificación por tecnologías con respecto a la del PNIEC, que se indican a continuación: (1) Hidráulica incluye el bombeo mixto; (2) Turbinación de bombeo puro; (3) Eólica e hidroeólica; (4) Fotovoltaica centralizada (no incluye la potencia de generación distribuida); (5) Biomasa, biogás y otras renovables; (6) Fuel+gas, motores diésel, turbina de gas y turbina de vapor. (7) El dato de fotovoltaica para autoconsumo (generación distribuida) procede de UNEF y se refiere al cierre de 2022.

Fuente: PNIEC-2020, PNIEC-2024, REE y UNEF.

- En la generación nuclear y generación térmica con carbón y con gas (ciclos combinados), se mantiene el mismo escenario del PNIEC-2020: cierre progresivo de cuatro grupos nucleares hasta 2030, mantenimiento de la capacidad actual de generación en los ciclos combinados y cierre de la capacidad residual actual en generación con carbón. También habría cierta reducción en los grupos térmicos instalados en los sistemas eléctricos no peninsulares.
- En la capacidad instalada de generación eólica se aumenta el objetivo para 2030 desde 50,3 GW a 62,0 GW, lo que supone algo más del doble de la capacidad instalada actual. Ello implica que en los siete años próximos (2024-2030) deben instalarse en España una media de 4,4 GW anuales en capacidad de generación eólica, que es a su vez el doble del máximo de instalación anual en la

última década, registrada en 2019 (2,25 GW)¹⁵. Se desea que una parte de esa nueva capacidad en 2030 (3 GW) sea de eólica marina, sobre la que el anterior PNIEC no establecía cifras. A ese respecto, en la eólica marina se espera comenzar el despliegue en los próximos años, que estaría parcialmente apoyado en fondos procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Sin embargo, hay incertidumbres por la judicialización del desarrollo normativo contenido en el RD 150/2023 de aprobación de los planes de ordenación del espacio marítimo, que son la herramienta previa para proceder a convocatorias de apoyo al despliegue de la eólica marina en España. Asimismo, están aún por desarrollar la regulación para la tramitación de proyectos y el diseño de las subastas.

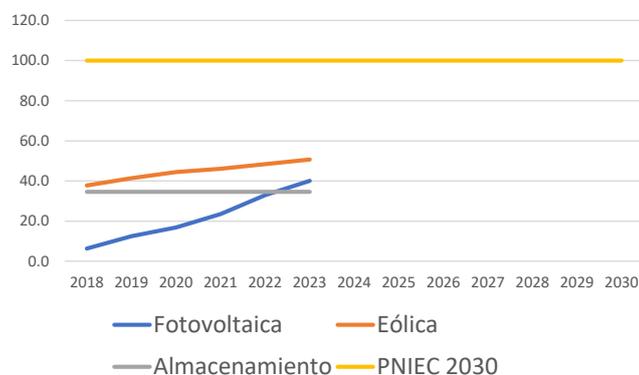
- En generación solar termoeléctrica se reduce el objetivo a 2030 desde 7,3 GW hasta 4,8 GW. Pese a todo, ese nuevo objetivo continúa siendo poco creíble. Significa doblar la capacidad instalada actual (2,3 GW) que, por otro lado, es la misma que hace una década debido a que esta tecnología requiere aún de un apoyo considerable. De hecho, es la única tecnología de generación renovable que no ha obtenido el otorgamiento del Régimen Económico de las Energías Renovables (REER), pese a contar con un cupo y parámetros propios en la tercera de las subastas desarrolladas hasta este momento. Ello se debió a que las ofertas presentadas se situaron por encima del precio máximo admisible (precio de reserva). Es dudoso que se vaya a producir nueva instalación de generación termosolar, cuya ventaja sobre la fotovoltaica residiría en disponer de cierta capacidad de almacenamiento. Sin embargo, la solar fotovoltaica (y la eólica) pueden también incorporar instalaciones de almacenamiento, habiéndose producido en los últimos años distintas modificaciones regulatorias para facilitarlas.
- El objetivo en capacidad fotovoltaica se amplía muy considerablemente, pasando de 39,2 GW (en el PNIEC-2020) a 76,4 GW (en el PNIEC-2024). Este es, sin duda, el cambio en el mix de capacidad instalada más relevante introducido en el PNIEC-2024 e implica un aumento muy importante sobre la capacidad fotovoltaica instalada actual (22,9 GW). Para valorarlo debe tenerse en cuenta que el objetivo del PNIEC en fotovoltaica incluye la potencia instalada en generación distribuida para autoconsumo, que, como puede verse en la parte inferior del Cuadro 4, se cifra en 19 GW para 2030 y que también supone un importante aumento sobre el objetivo de 9 GW del PNIEC-2020. Los datos de Red Eléctrica de España (REE) sobre potencia instalada en fotovoltaica (22,9 GW en octubre de 2023) no incluyen la potencia del autoconsumo. Añadiendo esta última con la información proporcionada por UNEF, puede estimarse que al final de 2023 podrán estar ya instalados en torno a 30,6 GW de generación fotovoltaica en España: 23,7 GW en centralizada y 6,9 GW en autoconsumo¹⁶. Por lo tanto, aplicando una simple regla lineal, habría que instalar 6,5 GW de capacidad de generación fotovoltaica (centralizada y distribuida) cada año hasta final de esta década para alcanzar el objetivo incluido en el borrador de actualización del PNIEC. Como referencia, ello supondría instalar de forma sostenida una potencia fotovoltaica similar al excepcional volumen instalado en 2022, que fue del entorno de 7 GW, incluyendo la centralizada y la distribuida.

¹⁵ Ese registro fue ligeramente superado en 2007 y 2009 cuando se instalaron, respectivamente, 2,6 GW y 2,5 GW de generación eólica.

¹⁶ Se ha asumido que a lo largo de 2023 habrá un aumento de 3,7 GW en fotovoltaica centralizada y de 1,7 GW en autoconsumo. La capacidad instalada al final de 2022 fue, respectivamente, de 20,0 GW y 5,2 GW.

- En el caso de la generación hidráulica, que incluye tanto la no gestionable (fluyente) como la gestionable (con embalse), el objetivo del PNIEC a 2030 estaría en torno a 14,5 GW. A ello habría que añadir la capacidad del bombeo mixto (2,7 GW). Ese dato coincide con la capacidad actual hidráulica que proporciona REE, que incluye ambas categorías.
- El dato sobre la capacidad de almacenamiento es siempre un tanto complejo porque depende del criterio de clasificación que se adopte. El PNIEC-2020 distinguía entre hidráulica, bombeo mixto, bombeo puro y almacenamiento, con un objetivo en este último de 2.500 MW de potencia instalada y que solo se refería a baterías¹⁷. Aunque sin ser claro en ello, el PNIEC-2024 utiliza un sistema de clasificación distinto, agrupando en “Almacenamiento” a todo el bombeo (mixto y puro¹⁸) y a las baterías. El nuevo objetivo pasa a estar en 18,5 GW¹⁹, sin un desglose por tecnologías. Por lo tanto, adoptando una métrica común, el objetivo del bombeo habría pasado de 12 GW en el PNIEC-2020 (2,5 GW de bombeo mixto, 6,8 GW de bombeo puro y 2,5 GW de baterías) a 18,5 GW en el PNIEC-2030 (sin desglose). Es un aumento muy significativo, pero lo es más aún si se compara con la situación actual. La capacidad actual de centrales de bombeo (mixto y puro) es de 6 GW, y no hay potencia instalada en baterías. Por lo tanto, el objetivo del PNIEC-2024 triplicaría la capacidad actual para el final de esta década. Como posteriormente se detallará, el aumento de la capacidad de almacenamiento es imprescindible para el cumplimiento de los objetivos del PNIEC, pero un aumento de esa magnitud en los próximos siete años se antoja de casi imposible cumplimiento.

Gráfico 2. Capacidad instalada en generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento frente al objetivo del PNIEC para 2030



Notas: i) La capacidad en fotovoltaica incluye la generación distribuida; ii) el dato de 2023 es una estimación de cierre del ejercicio.

Fuente: PNIEC-2024, REE, UNEF y elaboración propia.

A ese respecto, el Gráfico 2 sintetiza lo comentado anteriormente mostrando los valores anuales de capacidad instalada con respecto a los valores objetivos incluidos en el PNIEC-2024 para fotovoltaica, eólica y baterías. Los datos se muestran en forma de número índice, donde el valor 100 representa el objetivo a 2030 de cada tecnología, para facilitar la comparación entre ellas.

¹⁷ Así lo consideró el Operador del Sistema en la evaluación de escenarios incluida en el Anexo D del PNIEC-2020.

¹⁸ En el bombeo puro el embalse superior solo recibe agua bombeada desde el embalse inferior, mientras que en el bombeo mixto el embalse superior puede recibir aportaciones adicionales de agua.

¹⁹ No incluye el almacenamiento de solar termoeléctrica. El PNIEC-2024 indica que, si se considerase la capacidad de almacenamiento de esta última, pasaría de 18,5 GW a 22 GW. Sin embargo, la referencia habitual que se utiliza en el documento del PNIEC-2024 es la de 18,5 GW, y es la utilizada aquí.

Como puede observarse, solo si se mantuviera el excepcionalmente alto ritmo de entrada de generación fotovoltaica del último bienio podría alcanzarse el objetivo planteado para 2030 en esta tecnología. En el caso de la generación eólica el objetivo se antoja, a tenor de lo observado en los últimos años, de más difícil cumplimiento y requiere un aumento sostenido de los volúmenes de despliegue de los últimos años. A ello podría contribuir el comienzo del despliegue de la eólica marina. Por último, en el caso del almacenamiento, simplemente no ha habido aumentos de capacidad en los últimos años, con lo que la situación no es de continuación o aceleración de una tendencia, sino de un cambio total con respecto a la situación actual. Dicho de un modo más gráfico: no es un problema de aumento del ritmo, simplemente es que no hay ritmo.

El Cuadro 5 complementa el análisis anterior mostrando cuál es la estructura o mix de generación del PNIEC-2024 para el año 2030, con la capacidad instalada de ese mismo documento. Debe señalarse que en el PNIEC-2024 hay dos escenarios de generación eléctrica para 2030: el calculado por el Miteco para el conjunto del territorio nacional (Tabla A.18) y el calculado para el sistema peninsular por el Operador del Sistema (Tabla D.4). Existen algunas diferencias entre ambos, más allá del distinto ámbito geográfico, por lo que el Cuadro 5 muestra ambos resultados y los compara con el mix previsto en el PNIEC-2020 y con la estructura de generación observada en el año 2022. En la interpretación de las diferencias entre las dos versiones del PNIEC debe tenerse en cuenta que no solo hay distintos supuestos sobre las capacidades instaladas, sino también cambios en otros parámetros. En particular, hay un cambio muy relevante: en el PNIEC-2020 se asumía un precio de los derechos de emisión de 34,7 €/tCO₂ para 2030, que prácticamente se duplica hasta 76,04 €/tCO₂ en el PNIEC-2024. Esa revisión del precio del CO₂, más acorde con la situación actual²⁰, implica una pérdida de competitividad para la generación térmica emisora, particularmente para los ciclos combinados.

²⁰ Como referencia, el precio medio de los derechos de emisión fue de 80,87 €/tCO₂ en el año 2022, y de 86,25 €/tCO₂ en 2023 (meses de enero a septiembre).

Cuadro 5. Generación y demanda (GWh): escenarios objetivos para 2030 del PNIEC (2020 y 2024) y comparación con 2022.

	Escenarios a 2030						Generación en 2022	
	PNIEC-2020		PNIEC-2024					
	Península ¹		Península ¹		Nacional		Nacional	
	Generación	%	Generación	%	Generación	%	Generación	%
Nuclear	22.034	7,18%	34.573	9,18%	39.116	10,90%	55.984	20,25%
Carbón	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	7.765	2,81%
Ciclo combinado	27.617	9,00%	16.516	4,39%	17.601	4,91%	68.137	24,65%
Hidráulica (sin bombeo)	32.376	10,55%	28.941	7,69%	31.140	8,68%	17.907	6,48%
Eólica Terrestre	109.464	35,66%	116.970	31,06%	110.900	30,91%	61.216	22,15%
Eólica marina			9.769	2,59%				0,00%
Solar fotovoltaica	65.180	21,24%	127.212	33,78%	104.818	29,22%	27.902	10,09%
Termosolar	19.785	6,45%	9.470	2,51%	9.555	2,66%	4.123	1,49%
Resto renovables	12.088	3,94%	13.743	3,65%	9.785	2,73%	7.435	2,69%
Cogeneración y otros	18.399	5,99%	19.356	5,14%	17.719	4,94%	17.754	6,42%
Fuel y otros					3.589	1,00%	4.412	1,60%
Total generación sin almacenamiento	306.943		376.550		344.223		272.635	
Total generación con producción de almacenamiento	324.021		405.765		358.745		276.411	
Balance almacenamiento	-4.964		-7.404		-2.089			
• Consumo	22.042		36.620		16.611			
• Producción	17.078	5,27%	29.215	7,20%	14.522	4,05%	3.776	1,37%
Interconexiones	-39.317		-52.737		-50.705			
Consumo en generación					-8.450			
Demanda ²	262.662		316.409		282.979			

¹ Los cálculos para el sistema peninsular son los calculados por el Operador del Sistema y se refieren a generación eléctrica neta; esto es, excluyendo consumos propios de las instalaciones de generación. Los datos nacionales con los calculados por el Miteco y se refieren a generación neta; esto es, excluyendo esos consumos propios.

² Demanda en barras de central, es decir, calculada sin tener en cuenta las pérdidas por transporte y distribución.

Como se señaló previamente, el PNIEC-2024 mantiene que la capacidad instalada de generación nuclear en 2030 será de 3,2 GW, habiéndose retirado en ese momento cuatro de los siete reactores actuales. Sin embargo, la generación de origen nuclear aumenta significativamente con respecto a lo calculado en el PNIEC-2020, pasando de 22,0 TWh a 34,6 TWh (39,1 TWh según el cálculo del Miteco, que incluye los consumos propios de las instalaciones de generación). Esa producción no puede ser generada con solo tres reactores nucleares. El cálculo es sencillo: la capacidad de los tres reactores que se mantendrían en funcionamiento tras 2030 (Ascó II, Vandellós II y Trillo) sería de 3.181 MW (si bien en el PNIEC-2020 se señalaba que sería de 3.041 MW), que generarían a pleno funcionamiento 27,9 TWh en el año. Como hay paradas de funcionamiento por recarga de combustible y por otras razones, el cálculo del PNIEC-2020 sobre una generación de 22,0 TWh era razonable y se correspondía con 7.224 horas de funcionamiento anual equivalente para tres reactores. Sin embargo, hay que tener en cuenta que dos de los cuatro reactores que deben parar lo harán a finales del año 2030, de modo que en realidad el PNIEC-2024 está contando con el funcionamiento de cinco reactores para ese año, o al menos para gran parte del mismo²¹.

Un efecto de lo comentado con anterioridad es que el número de horas de funcionamiento de los ciclos en el PNIEC-2024 se reduce significativamente: 674 horas anuales equivalentes, lo que es menos de la mitad de lo calculado en el PNIEC-2020 (1.656 horas anuales equivalentes). Naturalmente, la mayor entrada de generación renovable prevista en el PNIEC-2024 es otra causa que llevaría a esperar un menor funcionamiento de los ciclos. Por lo tanto, los ciclos combinados estarían generando energía equivalente a algo menos del 8% de su capacidad disponible, lo que será difícilmente viable si no existe en ese momento un mecanismo de pagos por capacidad que haga posible un nivel de funcionamiento tan bajo.

Adicionalmente, la generación eólica y fotovoltaica representaría en 2030 en torno al 60% de la generación nacional, un porcentaje algo superior si el análisis se restringe a la península por la menor penetración de generación eléctrica renovable en los sistemas no peninsulares. Añadiendo el resto de fuentes de generación renovable (hidráulica, biomasa y residuos, fundamentalmente), la generación renovable alcanzaría el 81% de participación en el mix de generación eléctrica, siete puntos porcentuales por encima del objetivo en el PNIEC-2020.

Como se ha señalado anteriormente, una cuestión clave es el almacenamiento. El cálculo del consumo y de la producción del almacenamiento es complejo y depende, entre otros factores, del mix de tecnologías de almacenamiento que se asuman, dadas sus diferencias tecnológicas y de prestaciones. En cualquier caso, al referirnos a la producción debe recordarse que, por definición, el almacenamiento desplaza energía de unos momentos a otros pero no aporta “nueva” energía a lo largo de un año; de hecho, el balance del almacenamiento va a ser siempre negativo en perspectiva anual por las pérdidas entre la energía consumida y la posteriormente generada²². En ese mismo sentido, el consumo del almacenamiento es el elemento, junto al saldo de intercambios internacionales, que hace que difiera la generación total de la demanda. Esta última se denomina demanda “en barras de central” porque es la

²¹ Según el Protocolo de cese ordenado de explotación de centrales nucleares firmado entre Enresa y los propietarios, el cese de los dos grupos de Almaraz se producirá en 2027 y 2028, mientras que los de Ascó I y Cofrentes serán, respectivamente, en octubre y noviembre de 2030.

²² Por ejemplo, cuando una central de bombeo turбина el agua que previamente ha bombeado a un depósito superior, genera en torno a un cuarto menos de la electricidad que consumió previamente en ese bombeo.

estimación de la demanda sin tener en cuenta las pérdidas de energía posteriores en su transporte y distribución hasta los centros de consumo²³.

En el ámbito de la producción proveniente del almacenamiento hay una diferencia sustancial entre la generación calculada por el Miteco y la calculada por el OS para 2030, lo que muy probablemente está en relación con los distintos modelos de simulación y supuestos utilizados. El OS calcula que la producción del almacenamiento sería de 29,2 TWh lo que, para ponerlo en contexto, significaría que en 2030 el almacenamiento aportaría una generación un 77% mayor de la que provendría de los ciclos combinados²⁴. El cálculo del Miteco reduce significativamente la generación proveniente del almacenamiento, hasta 14,5 TWh. En cualquier caso, las cifras anteriores son varios órdenes de magnitud superiores a la generación actual procedente del almacenamiento, que es bombeo hidráulico en su totalidad.

Como no toda la generación renovable en momentos de mayor producción es consumida (interiormente o exportada a través de las interconexiones) o almacenada, surgen “vertidos”. Con las cifras del Operador del Sistema (OS), los vertidos de renovables serían de 25,2 TWh, equivalentes a un 9,3% del producible total de renovables²⁵. Dicho de otro modo, pese a los muy ambiciosos objetivos de almacenamiento y al desarrollo previsto de las redes y del hidrógeno renovable, se espera que una parte relevante de la generación renovable no pueda ser absorbida por la demanda, doméstica o exterior.

3.2 Algunas consideraciones adicionales sobre las renovables eléctricas y el almacenamiento

La ampliación de la capacidad instalada renovable hasta los objetivos del PNIEC sería posible si se ejecutasen en su totalidad todos los proyectos que tienen concedida actualmente capacidad de acceso y conexión a la red y que ya disponen de declaración de impacto ambiental, aunque en muchos casos esa declaración esté sujeta al cumplimiento de modificaciones en los proyectos. Ante el alto riesgo de pérdida de muchos de esos permisos por la imposibilidad de obtener la autorización de construcción antes del límite temporal establecido (25 de julio de 2023), el RDL 5/2023 de 28 de junio extendió hasta final de 2023 la fecha límite para obtener la autorización de construcción, que es el siguiente requerimiento o hito establecido en la norma. El propio RDL señalaba que están en tramitación la autorización de construcción de 68 GW correspondientes a cerca de 1.000 nuevas plantas de generación, de los que 15 GW ya habrían obtenido el permiso de construcción a finales de junio. Por lo tanto, a principios del año 2024 tendremos una idea mucho más clara de qué parte del enorme contingente de nueva capacidad renovable con permisos de acceso y conexión va a comenzar a generar en el transcurso de los 2 a 4 próximos años y qué parte de los proyectos se quedará en el camino.

Más allá de la tramitación administrativa y de los considerables problemas de logística y de disponibilidad de medios materiales y humanos para desplegar simultáneamente tantos proyectos, una

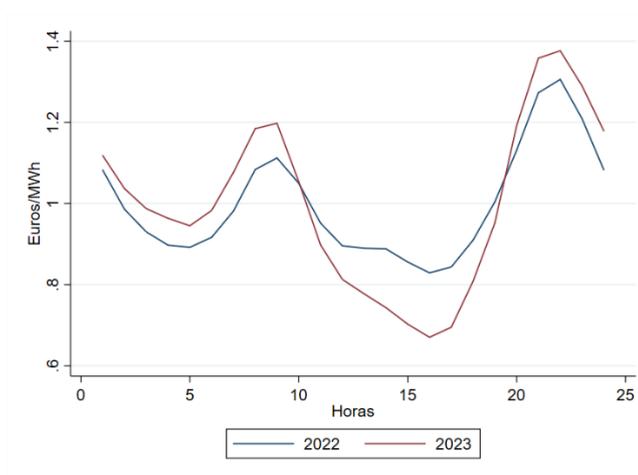
²³ Es frecuente que en muchas ocasiones la información se circunscriba al sistema peninsular español. En ese caso habría que considerar también las exportaciones al sistema balear, que está interconectado con el peninsular.

²⁴ Obviamente es la generación bruta pues, como se ha señalado, el almacenamiento consume energía en términos netos (esto es, consume más al almacenar que la que luego introduce en la red).

²⁵ Esa cifra sería considerablemente superior a la calculada en el PNIEC-2020, donde se asumían unos vertidos de 13,8 TWh equivalentes al 6,6% de producible renovable.

dificultad intrínseca a la situación actual es el temido descenso en los precios efectivos²⁶ percibidos por los generadores renovables. El caso más evidente es el de los generadores fotovoltaicos, que ya están observando un claro desplazamiento de la curva diaria de precios, con mínimos de precios entre las 15:00 y 18:00 en coincidencia con las horas de mayor producción solar. A efectos ilustrativos, el Gráfico 3 compara, en forma de un número índice, la curva horaria de los precios medios horarios en 2022 y en 2023 (hasta el 30 de agosto en este último caso), pudiendo observarse con claridad el desplazamiento en este último año, con mayores precios relativos en las horas nocturnas en relación con intervalo diurno y caídas relativas del precio que son más acusadas en las horas de la tarde.

Gráfico 3. Curvas de precios horarios en 2022 y 2023*



Nota: * Dadas las diferencias en los niveles de precios entre ambos años, y para facilitar la comparativa, los precios medios de cada hora se ponen en relación con el precio medio anual. Los datos de 2023 se refieren al periodo entre el 1 de enero y el 31 de agosto.

Fuente: OMIE y elaboración propia.

En la actualidad los precios medios de la electricidad se mantienen altos porque el precio del gas natural sigue estando en torno a un 50-75% por encima del habitual: en torno a 35-40 €/MWh (gas) frente a la media de 22 €/MWh (gas) previa a la crisis de precios. Ello mantiene un alto incentivo a la entrada de generación renovable, si bien la planificación de los proyectos se enfrenta con las dudas sobre el descenso de precios asociado a esa entrada de nueva potencia renovable. A ese respecto, el cálculo que realiza el OS en el Anexo D del PNIEC-2024 apunta a un coste medio marginal de 28,5 €/MWh en 2030. Es significativo que el coste medio marginal que se había calculado en el escenario objetivo del PNIEC-2020 era casi el doble (53,2 €/MWh). Esta caída del coste medio marginal estimado por el operador del sistema que, con todas las precauciones, puede usarse como una aproximación al precio de mercado, se produce como consecuencia del aumento de potencia renovable instalada que se prevé en el PNIEC-2024 y pese a que en este se asumen mayores precios de los derechos de emisión de CO₂ y un aumento muy considerable del almacenamiento disponible, que desplazaría producción renovable desde los

²⁶ Debe recordarse que el generador percibe el precio horario por la generación vertida en la hora correspondiente. Por lo tanto, el generador fotovoltaico (sin almacenamiento *hibridado*) solo percibe el precio marginal de mercado en las horas solares.

momentos de mayor producción y menores precios (típicamente, el horario de 14:00 a 18:00 horas) hacia los momentos de mayor precio.

Es razonable esperar que el precio de los derechos de emisión en 2030 sea, al menos, el considerado en el PNIEC-2024. Lo que es poco creíble es que se consiga alcanzar la capacidad de almacenamiento prevista. Como se observó en el Gráfico 2, esa capacidad, hasta ahora solo de generación por bombeo, no se ha modificado en los últimos años. Aunque hay muchos proyectos de nueva generación por bombeo y de baterías en espera, estos se enfrentan a la falta de visibilidad sobre las condiciones regulatorias, a los que habría que añadir las dificultades asociadas a las autorizaciones administrativas. El PRTR incluye diversas líneas de apoyo a los costes de inversión en nuevos proyectos de almacenamiento que podrían facilitar un despliegue inicial. En particular, en la Orden TED/807/2023 de 17 de julio de 2023 se desarrollan las bases reguladoras para el otorgamiento de subvenciones para la instalación de al menos 600 MW de nueva capacidad de almacenamiento en distintas tecnologías. Pero, recuérdese, el aumento previsto de capacidad de almacenamiento en el PNIEC-2024 es del entorno de 12.000 MW.

El despliegue del almacenamiento es un reto al que se enfrentan todos los sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable. Por un lado, resulta imprescindible tanto desde el punto de vista de la gestión del sistema al proveer servicios de balance y flexibilidad, así como de control de frecuencia²⁷. Por otro lado, al arbitrar entre periodos horarios, desplaza oferta desde las horas con mayor generación renovable y menor precio a las horas con mayor precio y, en consecuencia, reduce los vertidos y el problema de reducción de precios al que se enfrentan los generadores en las horas centrales del día. Todos los sistemas que desean alta penetración de renovables lo hacen con acompañamiento de una elevada capacidad de almacenamiento. Por ello, es relevante que, más allá de las ayudas concedidas en el marco del PRTR, se desarrollen procedimientos regulatorios de apoyo al almacenamiento. A este respecto, el desarrollo regulatorio de los mercados de capacidad y de los mercados de flexibilidad en España está aún en proceso, en conexión también con los cambios normativos actualmente en discusión en el ámbito europeo, por lo que resulta imprescindible avanzar rápidamente en los mismos. Esos procedimientos ya se están desarrollando en otras áreas²⁸. Por ejemplo, el sistema eléctrico de California proyecta añadir 79 GW de generación renovable para 2030, acompañados de 50 GW de almacenamiento en baterías. Ese sistema ofrece un caso de referencia interesante, ya que la introducción de mecanismos regulatorios mediante el diseño de un mercado que retribuye los servicios prestados por el almacenamiento de baterías (modelo de recursos de no-generadores) ha permitido un aumento de la capacidad desde 500 MW en 2020 hasta 5.000 MW en mayo de 2023 (CAISO, 2023).

Por último, debe señalarse un aspecto al que no se suele prestar mucha atención, pero que incide sobre los resultados de las simulaciones efectuadas en el PNIEC acerca del mix eléctrico. Ese aspecto es el mantenimiento del supuesto de nueva capacidad de interconexión eléctrica entre España y Francia. En

²⁷ Los servicios de balance son ofertados por los generadores (que tienen que pasar para ello unas pruebas de habilitación) y utilizados por el OS para equilibrar la oferta con la demanda en periodos cortos de tiempo. El OS se apoya en estos servicios (y en otros como la regulación primaria) para el control de la frecuencia del sistema eléctrico español, que debe mantenerse en el mismo valor de toda la red europea. La regulación de los servicios de flexibilidad está actualmente en desarrollo, e integra soluciones por el lado de la demanda y el almacenamiento para mejorar la gestionabilidad del sistema.

²⁸ La literatura sobre el desarrollo de servicios de flexibilidad es ingente. El lector interesado puede ver, por ejemplo, Anaya y Pollitt (2021).

particular, el PNIEC-2024 sigue manteniendo un aumento de 8 GW de interconexión con Francia para 2030, lo que triplica la capacidad actual. Parece razonable suponer que la capacidad disponible pase a ser de 5 GW en 2030, pues cabe esperar que en ese momento estará ya en funcionamiento la conexión por el Golfo de Vizcaya, aunque esta se encuentre actualmente muy retrasada con respecto a las fechas inicialmente previstas para su puesta en funcionamiento²⁹. Pero parece poco realista suponer que estarán disponibles 3 GW adicionales de interconexión a través de los Pirineos en 2030, por más que estas nuevas interconexiones figuren en la lista de proyectos de interés comunitario. En la planificación actual de la red de transporte (2021-2026) se hace referencia a ellas, pero solo para señalar que su puesta en servicio sería posterior a 2026³⁰. Las simulaciones incluidas en el PNIEC asumen su disponibilidad por lo que es razonable esperar que, al sobreestimar la capacidad de exportación en momentos de mayor producción, probablemente se estén infraestimando los vertidos de renovables y sobreestimando el precio medio. Los cálculos que puedan hacer los generadores cuando decidan su entrada tendrían en cuenta este hecho.

3.3 Los gases renovables

Una diferencia relevante del PNIEC-2024 con respecto al PNIEC-2020 es el mayor protagonismo que juegan los gases renovables. Esta es una consecuencia lógica del refuerzo de su papel en la estrategia europea tras la invasión rusa de Ucrania (RePowerEU). En el caso del biogás, se ha establecido un objetivo de producción de 20 TWh para el año 2030. Ese objetivo supondría algo menos del 10% de la demanda actual de gas natural en España, pero debe tenerse en cuenta el bajo nivel del que se parte, ya que la producción actual de biogás es de una cuarta parte del objetivo marcado para dentro de siete años. Hay diversos cálculos sobre el potencial de generación de gas natural en España y, de hecho, la asociación de gas reclama un objetivo más ambicioso (de, al menos, 35 TWh), pero el aumento de escala de producción de biogás que se plantea como objetivo en el PNIEC-2024 es ya muy considerable. Parte de ese biogás se convertirá en biometano y será inyectado a la red, si bien actualmente ese proceso es casi testimonial. En concreto, el biogás inyectado a las redes de transporte y de distribución de gas natural en el año móvil septiembre de 2022 a agosto de 2023 fue de 0,22 TWh, mientras que la demanda nacional de gas en ese periodo fue de 217 TWh.

Pero, sin duda, el gas renovable que mayor interés está despertando es el hidrógeno con origen en la electrólisis del agua. En este ámbito, el PNIEC-2024 es también mucho más ambicioso que su versión previa, al pasar de un objetivo de 4 GW a 11 GW de capacidad instalada de electrolización en 2030.

Debe partirse que el ámbito del hidrógeno renovable está siendo testigo de importantes movimientos, tanto regulatorios como empresariales. Por un lado, en el ámbito regulatorio no se ha cerrado aún completamente el paquete de normas (el llamado “paquete del gas”) que definirán sus condiciones de

²⁹ El despliegue de la interconexión del Golfo de Vizcaya está aún por comenzar, después de que en marzo de 2023 los reguladores independientes de energía de España y Francia (CNMC y CRE, respectivamente) alcanzaran un nuevo acuerdo de reparto de los costes del proyecto. Si todo fuera bien y no hubiera más retrasos, en 2027 debería estar en servicio. Naturalmente, de modo paralelo se tienen que ir desarrollando distintos refuerzos de la red interna en España que permitan atender el incremento de los flujos esperados por esa nueva interconexión.

³⁰ Las dos conexiones adicionales a través de los Pirineos (Navarra-Landes y Aragón-Pirineos Atlánticos) aportarían 3 GW adicionales. Estos proyectos se enfrentan a considerables dificultades, incluidas las medioambientales.

producción y transporte³¹, de modo que no hay certidumbre sobre las reglas que van a implementarse. Por ejemplo, no está claro si terminarán aplicándose o no peajes en frontera al tránsito de hidrógeno entre países o qué tipos de activos serían regulables. El primero de esos asuntos es objeto de un intenso debate, por la voluntad de la CE de eliminar los peajes en frontera, que son característicos de la regulación actual en las redes de gas. En relación con la regulación de activos, sigue abierto el debate sobre cuánto y cuándo regular; por ejemplo, ¿un terminal portuario que recibe amoníaco podría llegar a ser un activo regulado, como lo es actualmente una terminal que recibe gas licuado? Por otro lado, dada la evidente falta de competitividad del hidrógeno renovable frente al hidrógeno gris procedente del gas natural, los proyectos de hidrógeno renovable requieren de un notable apoyo público. Hay en estos momentos muchos proyectos anunciados o en fases iniciales³², algunos de los cuales están recibiendo financiación procedente del PRTR (aspecto este que posteriormente se detallará) o que también podrían obtener financiación de las subastas que van a desarrollarse desde el Fondo de Innovación Europea³³. Cuántos de esos proyectos anunciados saldrán adelante en los próximos años es una gran incógnita sobre la que aún tenemos poca visibilidad.

La regulación europea trata de evitar que la construcción de nuevas plantas de generación de hidrógeno, que irá destinado en una primera fase a la sustitución del hidrógeno gris en la industria petroquímica y de fertilizantes, y eventualmente al transporte marítimo, actúen “absorbiendo” la nueva capacidad renovable que es necesaria para descarbonizar la demanda eléctrica actual. Por lo tanto, los 11 GW de capacidad de electrolización previstos en el PNIEC-2024 requieren de capacidad “adicional” de generación eléctrica renovable, sin que esté claro si podría haber parte de esa nueva capacidad que no esté conectada a la red. Asumiendo que toda esa capacidad estará conectada a la red, y siguiendo los mismos parámetros que utilizamos en Rodríguez (2023), podemos calcular que los 11 GW de capacidad de los electrolizadores producirán aproximadamente 1 millón de toneladas de hidrógeno, requiriendo para ello aproximadamente algo menos de 50 TWh. Al mismo tiempo, el PNIEC-2024 calcula que los 133 GW instalados de generación eólica (terrestre y marina) y fotovoltaica en 2030 generarán 254 TWh. Por lo tanto, la demanda eléctrica inducida por el hidrógeno renovable equivaldría a una quinta parte de la generación eólica y fotovoltaica de ese año, lo que es un porcentaje muy considerable. Debe señalarse que se trata de un cálculo aproximado, pues hay diversas incertidumbres asociadas a este tipo de ejercicios, como la posibilidad de utilizar distintos parámetros (por ejemplo, distintas eficiencias de los electrolizadores), la incertidumbre sobre la modalidad de instalaciones renovables que se utilizarán para la generación de hidrógeno o su cómputo como parte de la capacidad de generación renovable disponible. De hecho, sería conveniente que el PNIEC fuese más transparente sobre cuáles son los supuestos específicos que se utilizan en este ámbito para la simulación del escenario a 2030³⁴.

En suma, hay muchas dudas de que sea creíble una producción de hidrógeno renovable en 2030 que doblaría la demanda actual de hidrógeno gris en España, si bien es cierto que la propuesta española “mimetiza” la ambición europea de producción de 20 Mt de hidrógeno verde en 2030, que es también

³¹ Sí se ha definido ya qué será considerado como hidrógeno “renovable” en la UE. Sobre esto, puede verse lo comentado en [esta](#) y en [esta](#) entrada del Policy Blog de Fedea.

³² Puede verse un mapa de los proyectos en curso aquí: <https://www.comillas.edu/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-proyectos>.

³³ Asunto que se analiza en [esta entrada](#) del Policy Blog de Fedea.

³⁴ En el cálculo del OS solo se indica que “Adicionalmente a lo presentado en la tabla y gráfico (*referidos a la potencia instalada*), se modelan 10.880 MW de electrolizadores en 2030.”.

el doble del consumo de hidrógeno gris actual en la UE. El aumento de la demanda tendría que provenir de nuevos usos domésticos, incluyendo el transporte marítimo, o bien de una demanda exterior de hidrógeno renovable a la que se accedería mediante su transformación en amoníaco verde y posterior transporte por barco³⁵. Es muy difícil visibilizar transformaciones en la industria en lo que queda de decenio que permitan asumir un cambio significativo desde el uso de hidrocarburos hacia el hidrógeno verde, por más que pueda llevarse a cabo de modo puntual en algunas empresas y sectores (por ejemplo, parte de la producción de acero), así como cierto uso en medios de transporte pesados. Las exportaciones en forma de amoníaco sí serían posibles, y de hecho ya se han firmado algunos acuerdos comerciales ligados al desarrollo de nuevas plantas, pero de nuevo son proyectos en fase de desarrollo incipiente.

4. Los instrumentos asociados al ahorro de energía

Hasta ahora se ha analizado la problemática asociada al despliegue de nueva capacidad de generación renovable, en un contexto de aumento del grado de ambición en los objetivos europeos. El PNIEC-2024 tiene también en cuenta la actualización de los objetivos relativos a la eficiencia energética en el ámbito europeo, que debe entenderse como un menor consumo de energía. En este apartado se analiza esta cuestión, con una explicación inicial para poner en contexto la interpretación de los objetivos numéricos a alcanzar.

Los objetivos de eficiencia energética de la UE se calculan comparando el consumo de energía deseado frente al consumo previsto en un modelo de referencia. Hasta recientemente ese modelo era del año 2007, pero se ha actualizado a una base del año 2020. La reducción en el nivel de consumo en la nueva reglamentación europea (Directiva 2023/1791) es del 40,5% en energía primaria y del 38% en energía final en relación con el consumo previsto para 2030, usando como base de referencia el modelo de 2007. Ello es equivalente a una reducción del consumo del 11,7% en 2030 cuando se utiliza el modelo de referencia con base en el año 2020. A su vez, el nivel de consumo energético deseado en 2030 también se puede comparar con el nivel de consumo de 2005, en una métrica similar a la que se usa en el contexto de las emisiones de GEI. De ese modo, alcanzar el nuevo objetivo europeo implicaría que el nivel de consumo final de energía en la UE en 2030 debería ser un 25% inferior al del año 2005, y el de consumo primario un 34% inferior. Obviamente, como el nivel de PIB real en 2030 será sustancialmente superior al de 2005, ello también implicará una caída muy relevante de la intensidad energética, entendida como la energía consumida por unidad de valor añadido. Adicionalmente al objetivo general, la nueva reglamentación europea también introduce objetivos específicos de reducción de consumo energético para el sector público en 2030: un 19% menos que el consumo medio del periodo 2017-2019.

En cualquier caso, todos estos objetivos son vinculantes a escala europea, mientras que los EEMM deben establecer contribuciones con arreglo a una fórmula contenida en la Directiva. En el PNIEC-2024 se señala que, en relación con la eficiencia energética, el objetivo español pasa a ser una reducción del

³⁵ La nueva medida 4.12 del PNIEC-2024 cita brevemente el proyecto de un corredor ibérico de hidrógeno y de interconexión con Francia y Portugal (H2Med), actualmente presentado por sus promotores para su inclusión en la lista de proyectos de interés común y en próximo proceso para recabar el interés no vinculante de posibles demandantes (*Call for Interest*).

44% del consumo final de energía en 2030 (con respecto al modelo con base 2007), lo que supone 2,3 puntos porcentuales más que el objetivo introducido en el PNIEC-2020 (41,7%)³⁶.

La mejora de eficiencia energética, que en suma es la reducción del consumo de energía, puede conseguirse por muchas vías, pero cuatro son las principales: la sustitución del transporte privado por el público, la electrificación del parque de vehículos, la renovación de edificios y los cambios en los procesos industriales. A continuación se analizan estas cuestiones.

En relación con el transporte, y como se indicó en Rodríguez (2020), este es fundamental para el cumplimiento de los objetivos de emisiones y de ahorro energético previstos en el PNIEC. Por un lado, en relación con el ahorro, se prevé una reducción del consumo de energía final en el transporte desde 37.806 ktep en 2019 hasta 27.286 ktep en 2030, esto es, una reducción del 27,8%. Por otro lado, en relación con las emisiones, debe recordarse que el transporte representa un 30% de las emisiones totales de GEI y, a diferencia de lo ocurrido en otros sectores, particularmente el eléctrico, ha mostrado un crecimiento casi constante en su serie histórica, recuperando ya los niveles de emisiones previos a la pandemia. Por lo tanto, es evidente que, la ruptura de esa tendencia y el comienzo de una rápida senda descendente es condición necesaria para el cumplimiento del objetivo global de reducción de emisiones. Sin embargo, como ya ocurrió con la versión previa, el PNIEC-2024 continúa siendo muy optimista con la reducción de emisiones del sector de transporte. De hecho, aumenta su grado de optimismo, con una reducción esperada del 25% en las emisiones del transporte entre 2020 y 2030.

Esa reducción esperada de las emisiones del transporte sigue pivotando sobre varios componentes. En primer lugar, el cambio modal y el aumento del uso del transporte público. En particular, el PNIEC mantiene el objetivo de un notable aumento de la cuota del transporte por ferrocarril, tanto en pasajeros como en mercancías, lo que permitiría reducir notablemente las emisiones esperadas por pasajero-km y por tonelada-km, respectivamente. Los datos más recientes sobre transporte no sugieren que ese cambio modal se esté produciendo. De hecho, indican que las toneladas métricas netas de mercancías transportadas por ferrocarril en España continuaron en 2022 por debajo de los niveles de 2015 (CNMC, 2023). Habría que confiar en que las actuaciones en la red ferroviaria que se están ejecutando en el ámbito del PRTR conduzcan a esa transformación, pues el PNIEC sigue manteniendo un objetivo de cuota modal del transporte ferroviario del 10%, lo que es más del doble de la cuota actual. En similar sentido, el PNIEC espera un considerable impacto de las medidas puestas en marcha por los municipios de mayor tamaño en sus planes de movilidad urbana sostenible (PMUS), así como por los aplicados por las empresas de mayor tamaño. En el PNIEC-2020 se consideraba factible una reducción del 35% de los pasajeros-kilómetros en el entorno urbano para el año 2030, reducción que se eleva hasta el 41,3% en el PNIEC-2024. No tenemos aún mediciones para evaluar los efectos de los PMUS, pero sí sabemos que estos han arrancado con mayor lentitud de la prevista inicialmente³⁷.

En segundo lugar, se asume un importante avance en el uso de energías renovables en el transporte. El objetivo general que se plantea es que las energías renovables representen el 25% del consumo energético del sector de transporte, frente al 15% incluido como objetivo en el PNIEC-2020³⁸. Dentro

³⁶ En términos de consumo de energía primaria, la reducción pasaría del 39,5% (en el PNIEC-2020) al 42% (en el PNIEC-2024).

³⁷ Véase [esta entrada](#) del blog Policy Fedea sobre la implantación de las zonas de bajas emisiones contenidas en los PMUS.

³⁸ Como se señala en el propio borrador del PNIEC-2024, el método del cálculo ha variado por la normativa europea, de modo que el objetivo del 28% inicialmente incluido en el PNIEC-2020 se traslada a un 15% por la

de ese objetivo general, se plantea el subobjetivo de que un 11% del consumo energético provenga del hidrógeno, biocarburantes avanzados y biogás, objetivo que es el doble que el planteado en la nueva Directiva europea sobre renovables (5,5%). Teniendo en cuenta que se parte de un nivel prácticamente nulo, hay dudas de cómo va a ser posible acercarse a ese objetivo en lo que resta de esta década. A todo ello se añade la electrificación del transporte, con un objetivo del parque electrificado a 2030 que pasa a ser de 5,5 millones de vehículos, frente a los 5 millones previstos en el PNIEC-2020. A ese respecto, el Barómetro de electromovilidad que periódicamente realiza Anfac indica que la trayectoria de matriculaciones y de puntos de recarga se siguen situando muy por debajo de la trayectoria deseable para alcanzar el objetivo a 2030. La información más reciente indica que las matriculaciones de vehículos eléctricos puros en la UE entre enero y agosto de 2023 ya han pasado del 20% del total, situándose en el 21,4% (13,9% de eléctricos puros y 7,5% de híbridos enchufables o PHEV), mientras que en España representaron un 11,1% del total en ese periodo (4,8% de eléctricos puros y 6,3% de PHEV)³⁹. Las diferencias en la penetración de los vehículos eléctricos entre países europeos son actualmente muy relevantes, pero España sigue situándose entre los países de mayor tamaño con menor penetración⁴⁰.

En suma, no hay duda de que la electrificación del parque de vehículos y el cambio modal, junto a la renovación natural del parque hacia nuevos vehículos de combustión térmica menos emisores, son las condiciones necesarias para la reducción de las emisiones de GEI provenientes del transporte. Sin embargo, el PNIEC sigue manteniendo supuestos optimistas sobre la intensidad de esos cambios en lo que resta de década. Si, como es bastante previsible, esos cambios no se producen con la rapidez deseada, será difícil poder cumplir el objetivo general de reducción de emisiones para el que, como se ha enfatizado aquí, el transporte es un elemento clave.

En el caso de los hogares, el PNIEC-2024 plantea una reducción moderada del consumo final de energía: desde 14.283 ktep en 2019 hasta 12.529 en 2030, esto es, una reducción del 12,3%. Para conseguirlo, los esfuerzos se están centrando en el ahorro energético a través del aislamiento térmico asociado a la renovación de viviendas y la instalación de autoconsumo renovable como vías para la reducción de emisiones, junto a la introducción de estándares de menor consumo energético en las nuevas construcciones⁴¹. Sin excluir el efecto de este último instrumento, el problema básico es la alta duración del parque de viviendas ya existente, sobre el que las medidas de ahorro tendrán un impacto limitado. La vía a largo plazo para reducir las emisiones de los hogares es avanzar en su electrificación. La revisión de la Directiva de Eficiencia Energética (Directiva 2023/1791), publicada a finales de septiembre de 2023, avanza algo en las medidas para apoyar la electrificación de los hogares, aunque actualmente se mantiene una intensa discusión sobre cuándo y cómo establecer restricciones para

nueva metodología contenida en la nueva Directiva de Renovables. El objetivo europeo en la nueva Directiva de Renovables, ya aprobada y pendiente de publicación, es un porcentaje de renovables en el consumo final del transporte del 29%. Alternativamente, los EEMM pueden establecer como objetivo una reducción de la intensidad de emisiones de al menos un 14,5% en el transporte para 2030 derivada de la introducción de renovables. La nueva Directiva de renovables detalla cómo deben realizarse esos cálculos.

³⁹ Véase https://www.acea.auto/files/20230920_PRPC_2308_FINAL.pdf

⁴⁰ Las cuotas de vehículos eléctricos en la matriculación total entre enero y agosto de 2023 se sitúan en el 24,2%, 24,3% y 8,5% en Alemania, Francia e Italia, respectivamente.

⁴¹ A ese respecto, el consumo en calefacción/aire acondicionado y calentamiento de agua supone el 80% del consumo energético de los hogares en la UE, que a su vez representan el 27% del consumo de energía final en la UE. En España, por sus condiciones climáticas, el porcentaje es inferior (un 60%).

apoyar el desplazamiento desde el uso de hidrocarburos en los sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria. La electrificación mediante bombas de calor o el uso de la geotermia es la solución obvia en este caso, aunque no sea sencilla de introducir. Sin embargo, como se señaló con anterioridad, el PNIEC-2024 reduce el grado de ambición en el despliegue de las bombas de calor con respecto a la versión previa.

En tercer lugar, el PNIEC-2024 plantea una reducción moderada del consumo de energía final en la industria: desde 20.428 ktep en 2019 hasta 18.592 ktep en 2020, esto es, una reducción del 9,0%. Esa reducción, junto al uso de fuentes renovables (bien por electrificación o bien por gases renovables), es lo que explicaría la fuerte caída esperada en el nivel de emisiones industriales que, como se recogía en el Cuadro 2, pasarían de 49,8 MtCO₂ actuales (integrando las procedentes de la combustión y de los procesos industriales) a 37,5 MtCO₂ en 2030. Los instrumentos que se proponen en el PNIEC para apoyar esa transformación son muy diversos, pero en la práctica los más relevantes en los próximos años son las actuaciones que puedan recibir apoyos financieros en forma de subvenciones o de préstamos desde el PRTR, aspecto este que se comentará posteriormente.

Por último, debe señalarse que una característica común a los tres sectores analizados (transporte, hogares e industria) es la electrificación como vía para la reducción de emisiones. El PNIEC asume que, pese a la reducción de la intensidad energética, se producirá un aumento de la demanda eléctrica, que pasaría de 250,5 TWh de 2022 hasta 283,0 TWh en 2030 (demanda medida en barras de central). Debe señalarse que la demanda eléctrica en España se redujo en 2022 con respecto a la de 2021 (un 2,35%), caída que incluso se ha acentuado en 2023 con una reducción interanual superior al 4% hasta este momento. En la explicación de esa caída se encuentra el efecto del crecimiento de los precios de la electricidad, especialmente sobre el consumo energético de la industria, pero también puede estar jugando un peso creciente la demanda no medida por el sistema y que se satisface mediante las instalaciones de autoconsumo. Esto último irá a más, generando una brecha entre la demanda medida por el OS y la demanda real, que se satisface en parte por generación que no podemos observar directamente porque se sitúa detrás del contador.

5. Los objetivos del PNIEC y el PRTR

La utilización de las subvenciones a la inversión provenientes del PRTR es un instrumento de primer orden para el impulso de los objetivos asociados al PNIEC, especialmente en aquellas áreas donde las incertidumbres tecnológicas y de mercado son más altas y el apoyo público a las inversiones⁴² resulta más justificado. Una parte importante de ese apoyo se canaliza a través de los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTEs), justificados en su norma reguladora (RDL 37/2020) como un medio para corregir un fallo de mercado, como una elevada incertidumbre que aumenta el riesgo de la inversión y que conduce a menor inversión de la que sería socialmente óptima. De entre los doce PERTEs diseñados, el PERTE ERHA (Energías Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento) es, con diferencia, el que absorbe un mayor volumen de transferencias (por encima de 10.000 millones de euros), a los que suman casi 1.500 millones de euros del PERTE Descarbonización

⁴² En el PNIEC se proporcionan algunos datos sobre las inversiones públicas y privadas (la gran mayoría) asociadas, aunque son meras estimaciones sujetas a una elevadísima incertidumbre. A ese respecto, las estimaciones sobre las inversiones requeridas en el proceso de transición energética que elaboran diversas instituciones (la Agencia Internacional de la Energía, BloombergNEF,....) están sujetas a constantes variaciones.

Industrial y el impacto de otros PERTEs también vinculados con la descarbonización, particularmente el PERTE VEC⁴³. Los fondos de los PERTES se verán incrementados tras la aprobación definitiva de la Adenda al PRTR solicitada por el Gobierno español, que ya ha recibido el visto bueno de la Comisión Europea, no solo en la parte de subvenciones sino, sobre todo, al activarse la posibilidad de recepción de préstamos.

Las actuaciones desde el PERTE ERHA se centran en la repotenciación de la capacidad instalada en algunas fuentes de generación renovable (eólica y, en menor medida, pequeña hidráulica), el apoyo al reciclaje de palas, el apoyo al desarrollo de cadenas de valor para la eólica marina, el almacenamiento, el hidrógeno y las comunidades energéticas. Por las consideraciones hechas anteriormente en este trabajo, los dos asuntos donde el PERTE ERHA puede tener mayor impacto sobre el cumplimiento de los objetivos del PNIEC es en el almacenamiento y en el hidrógeno. En relación con el almacenamiento, ya hemos referido que se han publicado recientemente las bases para la concesión de subvenciones. Esas subvenciones a la inversión en almacenamiento del PERTE ERHA constituyen, en la práctica, un sustituto a la regulación de esos servicios. En el caso del hidrógeno, el apoyo que se está prestando a la inversión en nueva capacidad es sustancial, sin menoscabo de las ayudas a la inversión que también se despliegan desde el ámbito europeo. Los proyectos financiados están ligados al uso del hidrógeno en refinerías, empresas de cerámica u obtención de e-metanol, entre otros. Es claro que, aunque difícil de medir, el riesgo asociado a estas actividades es considerable y que, para desplazarse en la curva de aprendizaje, el apoyo a la inversión es un instrumento adecuado. El PERTE ERHA también ha integrado el apoyo a nuevos proyectos de instalaciones de biogás extraído de distintas materias primas, así como para el uso del biogás (producción de calor/frío, generación eléctrica, ...) y tratamiento de los residuos para su uso en la agricultura.

Por su parte, el PERTE de descarbonización industrial puede también proporcionar un impulso considerable a la reducción de emisiones en las instalaciones sujetas al Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (ETS). Este PERTE está aún arrancando pero, con mucha seguridad, los avances en la descarbonización del sector industrial no serán el centro de la discusión y de las estrategias, como lo son ahora la descarbonización de la electricidad y del transporte, hasta la próxima década. En la actualidad, muchos procesos productivos del sector industrial dependen de modo crítico de los combustibles fósiles: con la información del último Balance Energético de España elaborado por el IDAE (año 2021), un 43,5% del consumo final de energía en la industria procede del gas natural y un 11,6% del petróleo y derivados. En este contexto, hay muchas incertidumbres sobre cómo acometer el proceso de sustitución de esos combustibles, bien hacia la electricidad o bien hacia gases renovables, particularmente el hidrógeno.

Adicionalmente, la descarbonización de la industria requerirá la retirada paulatina de la asignación gratuita de derechos de emisión de CO₂, ya prevista para muchos sectores industriales en la actualmente vigente Fase IV del ETS, que abarca el periodo 2021-2030. Esa asignación gratuita ha estado justificada por el temor al desplazamiento de actividad industrial desde la UE hacia terceros países (la *fuga de carbono*) como consecuencia de la desventaja competitiva que impondría el pago de los derechos. La lista de sectores afectados por ese riesgo se actualizó en 2019 (Anexo de la Decisión Delegada 2019/708), de modo que los sectores no incluidos dejarán de percibir completamente

⁴³ A ellos se añaden el PERTE de economía circular, el PERTE de digitalización del ciclo del agua, el PERTE de industria agroalimentaria y el PERTE Naval. Los PERTES se conectan con las inversiones recogidas en distintos componentes del PRTR.

derechos gratuitos en estos próximos años, teniendo que acudir a las subastas de asignación. Adicionalmente, los sectores incluidos en el nuevo mecanismo de ajuste en frontera al carbono (CBAM), que ha comenzado su periodo transitorio de implantación en octubre de 2023, verán eliminada también eliminada la asignación gratuita de derechos en los próximos años.

Las actuaciones del PERTE de descarbonización industrial sólo han comenzado a diseñarse. De momento, las actuaciones más significativas son la concesión de ayudas a proyectos en el marco del IPCEI (Proyecto Importante de Interés Común Europeo) del Hidrógeno, destacando la ayuda directa excepcional de 450 M€ a Arcelor Mittal España para usar hidrógeno verde en sustitución del carbón y gas natural en los hornos (RD 251/2023). Otras ayudas están aún en proceso de definición, incluyendo la evaluación de un fondo de apoyo a los contratos por diferencias de derechos de emisión. Este es un asunto que está progresando rápidamente en otros países (particularmente en Alemania) y que podría ser un instrumento muy útil para apoyar la descarbonización industrial, máxime en un contexto de fuerte incertidumbre sobre la evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂. A ese respecto, ese precio se ha situado en el entorno de 85 €/tCO₂ en 2023, pero algunos análisis pronostican que ese precio se doblará al final de esta década. Esto será más probable si la propuesta de la CE para el objetivo de reducción de emisiones a 2040, que deberá presentarse a comienzos de 2024, se situase en una reducción del entorno del 90% de las emisiones (como siempre, con respecto a 1990).

Otros objetivos del PNIEC también pueden depender de la efectividad de las ayudas incluidas en el PRTR. Un caso claro es el objetivo de capacidad instalada en autoconsumo, cuyo rápido despliegue más reciente debe haberse visto favorecido por la disponibilidad de esas ayudas, además de otros apoyos públicos desplegados por las corporaciones locales, como las desgravaciones para las nuevas instalaciones fotovoltaicas en el Impuesto de Bienes Inmuebles y en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras. De hecho, es previsible que, aunque las ayudas al despliegue del autoconsumo (y del almacenamiento asociado) tienen como fecha límite el 31 de diciembre de 2023, puedan extenderse en desarrollo del nuevo componente 31 incluido en la Adenda del PRTR, que recibe financiación procedente del plan RePowerEU.

Dos casos bien distintos son el de las ayudas a la rehabilitación energética y el del despliegue de la movilidad eléctrica, que habitualmente asumen objetivos muy ambiciosos, pero de difícil cumplimiento. De hecho, en ambos casos los objetivos planteados inicialmente en el PRTR han sido reducidos en la Adenda (Comisión Europea, 2023). En particular, se ha desplazado dos años el apoyo al despliegue de 280.000 vehículos eléctricos en sus distintas versiones y en puntos de recarga, recogidas en la inversión C1.I2 del PRTR. Ese objetivo, que se pretendía alcanzar a finales de 2023, se ha desplazado a finales de 2025 justificándolo sobre la base de las disrupciones en la cadena de suministro. Del mismo modo, se ha retrasado en un año el objetivo de renovación de edificios (C2.I1) y se ha flexibilizado su cómputo, que ya no se referirá a renovaciones finalizadas sino a aquellas que han obtenido la ayuda. En este caso se ha justificado por retrasos derivados del encarecimiento de precios, que habría reducido la demanda esperada de renovación de viviendas.

Sin embargo, como se señala en de la Fuente (2023) y en Rodríguez (2023), un problema básico en el despliegue de las ayudas del PRTR, particularmente en el ámbito de la transición ecológica, es la escasa visibilidad que hasta este momento se tiene sobre la ejecución de las inversiones asociadas a las ayudas. En ese sentido, es llamativo que hasta este momento no sea posible conocer algo aparentemente tan sencillo como cuántos nuevos MW de fotovoltaica de autoconsumo y dónde o cuántos nuevos vehículos y de qué tipo están recibiendo apoyo desde los fondos del PRTR. El éxito de las medidas, al menos de

momento, se está juzgando sobre el agotamiento del presupuesto inicialmente asignado, lo que no parece una métrica adecuada para conocer (no digamos ya para evaluar) de qué forma los instrumentos diseñados se alinean con el objetivo, que no es agotar un presupuesto sino contribuir a la descarbonización.

Adicionalmente a las subvenciones ya citadas, bien ejecutadas por el IDAE de modo centralizado o bien de modo descentralizado por las Comunidades Autónomas y corporaciones locales, el PRTR también despliega una línea de subvención a las inversiones en digitalización de las redes de distribución y el desarrollo de infraestructuras que permitan la alimentación de los puntos de recarga de potencia superior a 250 kW ubicados en las vías públicas. Aunque la subvención no sea grande, es difícil imaginar cuál es el fallo de mercado que permitiría justificar este apoyo, dado que las redes reciben retribución regulada por toda la inversión efectuada, si bien esta se sujeta a límites cuantitativos. Ello no es óbice para reconocer que, obviamente, la extensión y las mejoras en la gestión de las redes eléctricas es una condición necesaria para el éxito de los objetivos de penetración de renovables planteados en el PNIEC. Por ejemplo, la disponibilidad de recurso renovable es irrelevante sin la entrada en funcionamiento de nuevas subestaciones, o el aumento de capacidad de las existentes⁴⁴. A su vez, los procedimientos de acceso y conexión a las redes eléctricas han evolucionado recientemente para aumentar su transparencia y trazabilidad, disminuyendo su elevada conflictividad jurídica, establecer los hitos administrativos requeridos y actualizar la metodología que definen las condiciones de acceso y conexión a las redes para optimizar su uso. Sin embargo, la norma actual reserva al Miteco la capacidad de reservar capacidad de acceso y convocar concursos para su concesión en determinados nudos de la red de transporte, concursos que se están desarrollando con cierta lentitud⁴⁵.

Por último, debe recordarse que la Adenda al PRTR activa la parte de préstamos vinculada al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR). Algunos de los fondos previstos activarían líneas de crédito en actuaciones, total o parcialmente, vinculadas con la transición ecológica (Línea ICO-Verde, Fondo de resiliencia autonómica...), si bien resulta a priori muy difícil pronosticar cuál puede ser el uso efectivo de esos fondos por parte de las empresas privadas y las instituciones públicas. En la medida en que esos fondos repliquen, al menos parcialmente, las condiciones de acceso a los préstamos del MRR por parte del Reino de España (que es el sujeto que se endeuda), y dadas las favorables condiciones de periodo de carencia para la devolución del préstamo y el menor coste de financiación en relación con el que la empresa obtendría en el mercado, cabría esperar que diversos proyectos en distintos campos de la transición energética (particularmente, en el despliegue de renovables eléctricas y gases renovables) tendrían incentivos para solicitarlos. Además, como se señala en de la Fuente (2023), y a diferencia de lo que ocurre con las inversiones que reciben transferencias desde el

⁴⁴ En ese sentido, en el análisis de cobertura de la demanda realizado por el OS (Anexo D) este precisa que “se asume en el modelo que la red de transporte del sistema peninsular español tendrá capacidad suficiente para evacuar toda la generación modelada y transportarla hasta los puntos de consumo y que las variables del sistema eléctrico se mantienen dentro de los rangos que establece la normativa para lograr el nivel de seguridad exigido por ésta”. Además de red suficiente, el sistema eléctrico seguirá requiriendo en todo momento del funcionamiento de generación térmica para garantizar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico (control de frecuencia y otros), que el OS establece en tres grupos nucleares y en, al menos, siete grupos de ciclo combinado. Lo esperable es que el OS actualice este análisis una vez se incorporen las modificaciones en el parque de generación europeo tras la actualización de los PNIEC de los distintos EEMM.

⁴⁵ Por ejemplo, una Resolución de agosto de 2022 fijaba más de 100 nudos con capacidad disponible y sobre los que celebrar concursos, pero estos no se han efectuado a fecha de hoy.

PRTR, las inversiones que soliciten esos préstamos no tienen por qué estar totalmente ejecutadas en agosto de 2026 sino que tan solo será necesario que esté firmado el contrato de préstamo con el beneficiario. Asumiendo que la ejecución práctica de muchos proyectos de inversión firmados en ese momento podrá llevar tres o cuatro años, ello permitirá extender una línea de apoyo, en forma de préstamos con condiciones favorables a la transición energética en los últimos años de esta década.

6. Conclusiones

La fijación de objetivos ambiciosos es una condición necesaria para progresar rápidamente hacia la imprescindible descarbonización de la actividad económica. En ese sentido, el borrador de revisión del PNIEC incorpora, frente a la versión actualmente vigente, el aumento del grado de ambición de los objetivos europeos en el contexto de revisión del marco regulador propiciado por el Plan Verde Europeo y de las diversas iniciativas y planes derivados de la crisis de precios energéticos y las incertidumbres sobre la seguridad energética en el conjunto de la UE en los dos últimos años. Ello no impide que resulte difícil esperar el cumplimiento de algunos de los objetivos planteados para final de esta década, tanto en el ámbito europeo como en el español, por mucho que sean deseables. Un claro ejemplo son los objetivos europeos para el hidrógeno renovable, para el que partiendo de cero se desea lograr en solo siete años una disponibilidad mediante producción doméstica e importada que doblaría el nivel de consumo de hidrógeno gris actual. Esa falta de cercanía entre el deseo político y la posibilidad empresarial se traslada, en ese ámbito concreto del hidrógeno, al objetivo español que se ha integrado en el PNIEC.

Dada la magnitud y rapidez con la que se están experimentando cambios en el proceso de transición energética, es difícil tener una fuerte certidumbre sobre el cumplimiento de los nuevos objetivos que se comprometen en el PNIEC. Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre cuando se plantean objetivos de descarbonización a largo plazo, para los que se asumen desarrollos tecnológicos y evoluciones de costes muy inciertos, es muy probable que la tecnología con la que se cuenta para el cumplimiento de los objetivos en los próximos siete años no experimente cambios radicales, sin perjuicio de evoluciones que mejoren la competitividad de algunas de ellas, particularmente de las baterías y los electrolizadores. En este contexto, y de modo correcto, el PNIEC centra muchos esfuerzos en acelerar el despliegue de la generación renovable eléctrica, condición necesaria para que tenga sentido la transformación tecnológica y energética de otros sectores, como la electrificación del transporte y de los procesos industriales, o el desplazamiento desde el gas natural hacia el consumo de hidrógeno verde cuando este sea posible. De todos modos, aunque sean deseables avances en el lado de los gases renovables (particularmente el hidrógeno), el grueso de la descarbonización en la próxima década seguirá pasando por la introducción de más renovables en el sector eléctrico y por la electrificación del transporte.

En ese sentido, aunque sean muy ambiciosos, podría ser factible acercarse a los nuevos objetivos para 2030 en la capacidad instalada fotovoltaica y eólica, que además se están beneficiando en estos últimos años de importantes flujos de inversión procedentes del exterior. Las incertidumbres principales para que esto se produzca serán de dos tipos. Por un lado, las relacionadas con las restricciones y cuellos de botella que puedan surgir para instalar una nueva capacidad tan grande como la proyectada para los próximos años. Si esas restricciones son fuertes se producirán, además, crecimientos de costes que podrían retrasar muchos proyectos, máxime en un contexto de

encarecimiento de la financiación. Por otro lado, el temido efecto depresor sobre los precios efectivamente recibidos por los generadores, particularmente los fotovoltaicos, que puede frenar la entrada de nueva capacidad. Un aspecto crítico para que ello no se produzca es el aumento de la gestionabilidad de la energía a través del almacenamiento.

En este ámbito del almacenamiento es, sin embargo, donde el PNIEC-2024 se plantea objetivos más ambiciosos cuyo cumplimiento, que se antoja muy difícil en un horizonte de siete años, pasaría por varios condicionantes. En primer lugar, requeriría una agilización extraordinaria de la tramitación administrativa de los proyectos de almacenamiento, especialmente del bombeo, ahora sometidos a largos plazos de tramitación que amenazan con hacer inviable la única opción de la que cabe esperar un aumento significativo de la capacidad de almacenamiento. En segundo lugar, de la regulación de mecanismos de capacidad y flexibilidad que remuneren esos servicios, pues es bien sabido que los mercados de corto plazo no están pensados para ello. Además de la correspondiente regulación de ámbito nacional y europeo, ya existen experiencias de mercados específicamente diseñados para el almacenamiento en otros ámbitos no europeos que están experimentando fuertes aumentos de su capacidad. Las ayudas a la inversión en proyectos de almacenamiento que se están comenzando a definir desde el PRTR pueden contribuir a su despliegue, pero no es plausible que puedan ser el instrumento para conseguir el aumento de la capacidad de almacenamiento que se proyecta como objetivo. Debe recordarse que las simulaciones del PNIEC se construyen con un aumento de la capacidad de almacenamiento muy alejada del nivel actual (se triplicaría) y que, a diferencia de lo ocurrido con la instalación de renovables, en las que ya hay un alto ritmo de entrada (que habría que mantener e incluso incrementar), no ha habido entrada mínimamente significativa de capacidad de almacenamiento en el sistema eléctrico en los últimos años. En tercer lugar, el cumplimiento del objetivo depende también de una evolución favorable de los costes en el ámbito de las baterías, que haga atrayente su rápida implantación, tanto híbridadas con las plantas renovables (las nuevas y las existentes) como en su modalidad *stand-alone*. Aunque en este ámbito la regulación ha avanzado en los últimos tres años, conviene revisar en detalle cualquier barrera no justificada que pueda seguir dificultando el despliegue de estas soluciones.

En cualquier caso, el progreso en la descarbonización requiere también avances importantes en otras áreas en los próximos años, y de modo particular en el transporte. A ese respecto, y más allá de los objetivos de electrificación del parque de vehículos, el PNIEC sigue presentando un escenario muy optimista sobre los efectos de las medidas que se están adoptando en el ámbito de las ciudades (PMUS) y del cambio modal hacia el transporte colectivo (en viajeros) y hacia el transporte ferroviario (en mercancías). El incumplimiento de esos escenarios no permitiría alcanzar los objetivos buscados en términos del consumo final de energía en el transporte y en sus emisiones. Este es un aspecto crítico, sin cuyo cumplimiento no va a ser posible lograr los objetivos de reducción de emisiones globales que se desean.

La electrificación del transporte es una vía fundamental para la descarbonización de la actividad. Es muy probable que en ese ámbito asistamos a un cambio muy notable a partir de la segunda mitad de esta década, cuando se generalice la disponibilidad de modelos electrificados de automóviles y modelos para el transporte ligero de mercancías, con mejoras de precios y características. Sin embargo, es mucho más incierto el avance de la electrificación en otros ámbitos, en los que es difícil esperar progresos muy intensos en esta década. Ello no obsta para que deban ponerse las bases para posibilitar ese progreso en la próxima década. En el caso de los sectores industriales, las características específicas del consumo

energético y la tecnología de producción aconsejan una colaboración muy estrecha con las asociaciones y centros tecnológicos sectoriales. En el caso de los hogares, sin embargo, es necesario avanzar en el diseño de una estrategia sólida para su descarbonización, estrategia que no se observa en el borrador actual del PNIEC. Se podría, en caso contrario, producir la paradoja de disponer de una oferta de generación eléctrica abundante, pero no de una demanda que la acompañe.

Por último, debe recordarse un aspecto crucial para el avance de la descarbonización, que es el uso de instrumentos fiscales. A ese respecto, el borrador del PNIEC-2024 sigue haciendo referencias muy generales al desarrollo de esos instrumentos (Medida 1.37), volviendo a indicar que el Ministerio de Hacienda valorará la conveniencia y viabilidad de nuevas medidas fiscales. Para ello, recuerda, se ha constituido un grupo de expertos. Como es sabido, el Comité de Personas Expertas para la Reforma del Sistema Tributario ya elaboró un Libro Blanco, presentado en marzo de 2022, donde la imposición medioambiental jugaba un papel central, sin que ello se haya sustanciado de momento en medidas concretas en el ámbito del PNIEC. Se podría alegar que se están produciendo cambios importantes en el contexto europeo que aconsejan prudencia, como la extensión a partir del año 2027 del ETS al ámbito del transporte por carretera y al consumo de hidrocarburos por los hogares, o la (cada vez más improbable) reforma de la Directiva sobre la fiscalidad de la energía que se incluye en el Pacto Verde Europeo. Sin embargo, lo cierto es que el borrador del PNIEC opta, como en su versión actual, por no pasar del principio general de que posibles nuevas medidas fiscales deberían estar acompañadas con la situación económica.

Referencias

Anaya y Pollitt (2021). The Role of Regulators in Promoting the Procurement of Flexibility Services within the Electricity Distribution System: A Survey of Seven Leading Countries. *Energies* 2021, 14, 4073.

California Independent System Operator (2023). *Special Report on Battery Storage*. July 7, 2023.

Comisión Europea (2023). Analysis of the recovery and resilience plan of Spain Accompanying the document Proposal for a Council implementing Decision amending Implementing Decision (EU) (ST 10150/2021; ST 10150/2021 ADD 1 REV 1) of 13 July 2021 on the approval of the assessment of the recovery and resilience plan for Spain. SWD(2023) 326 final.

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2023). *Informe anual del sector ferroviario 2022*. INF/DTSP/112/23.

Consejo Asesor Científico Europeo sobre el Cambio Climático (2023). *Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050*. 15 de junio de 2023.

de la Fuente, A. (2023). Seguimiento de las inversiones y ayudas del Plan de Recuperación y contenido de su Adenda (Boletín Fedea no. 24). *Estudios sobre la Economía Española 2023/30*.

Rodríguez, D. (2019). Los objetivos de descarbonización y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima: una valoración. *Presupuesto y Gasto Público* 97/2019, p. 79-101.

Rodríguez, D. (2023). La transición energética en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. *ICE Revista de Economía* 932, p. 113-132.