



Estudios sobre la Economía Española

Estado actual y perspectivas de la descarbonización en España

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Observatorio para el seguimiento de indicadores del PNIEC

Estudios sobre la Economía Española 2025/11

Junio 2025

fedea

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

Observatorio para el seguimiento de indicadores del PNIEC: Estado actual y perspectivas de la descarbonización en España

Diego Rodríguez (UCM y Fedea)
Junio de 2025

1. Introducción
2. La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
 - 2.1 La reducción global de emisiones en 2024-2030
 - 2.2 La aportación sectorial a la reducción de emisiones
3. Las energías renovables
 - 3.1 Las renovables en el consumo final de energía y las emisiones del sector eléctrico
 - 3.2 Generación fotovoltaica
 - 3.3 Generación eólica
 - 3.4 Otras renovables y subastas
 - 3.5 La generación renovable no eléctrica: las bombas de calor
4. El almacenamiento
5. La generación eléctrica no renovable
 - 5.1 El cierre de la generación termonuclear
 - 5.2 Cogeneración y nuevas subastas
 - 5.3 Ciclos combinados y mecanismo de capacidad
 - 5.4 Los sistemas eléctricos no peninsulares
6. Hidrógeno y biogases
 - 6.1 Hidrógeno
 - 6.2 Biogases
7. El avance de la descarbonización en los usos finales de la energía
 - 7.1 La industria
 - 7.2 Los edificios
 - 7.3 El transporte
 - 7.4 Otros objetivos en el PNIEC: dependencia energética y ahorro de energía
8. Una visión global del cumplimiento de objetivos
9. Conclusiones y recomendaciones

Referencias

- Anexo 1. Las emisiones medidas por el Sistema de Cuentas Medioambientales
- Anexo 2. Emisiones sectoriales en el Inventario de Emisiones
- Anexo 3. ETS y precios de los derechos de emisión
- Anexo 4. Los biocombustibles
- Anexo 5. Las bombas de calor
- Anexo 6. El mecanismo de capacidad
- Anexo 7. Los Certificados de Ahorro Energético

1. Introducción

El Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía y Clima (Reglamento (UE) 2018/1999) impuso la obligación a los Estados Miembros (EEMM) de elaborar un Plan Integrado de Energía y Clima en el que se incorporen los objetivos que se pretende alcanzar y las medidas a adoptar para dar cumplimiento a los compromisos asumidos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En la actualidad esos planes abarcan el decenio 2021-2030 y son aprobados tras el correspondiente análisis y recomendaciones por parte de la Comisión Europea¹. En el caso de España, el primer borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 se publicó en el BOE de 31 de marzo de 2021, si bien ya se disponía de un borrador desde el año 2019. Siguiendo también el mandato del Reglamento de Gobernanza, el PNIEC español se actualizó en septiembre de 2024, con un primer borrador disponible desde el año anterior. En Rodríguez (2020, 2023a) se ofrecen análisis detallados sobre la versión inicial y la versión actualizada del PNIEC.

El objetivo de este trabajo, que constituye el primer número del *Observatorio para el seguimiento de los indicadores del PNIEC*, es utilizar la información disponible más reciente para analizar cuál está siendo el grado de cumplimiento en los principales objetivos del PNIEC e inferir cuáles son las mayores dificultades que se están poniendo de manifiesto. El PNIEC plantea un amplio conjunto de objetivos y políticas/medidas que, siguiendo la norma europea, se agrupan en cinco dimensiones: descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad. Por ejemplo, el PNIEC cataloga las medidas vinculadas a los edificios o al parque de automóviles como medidas de eficiencia energética. En este trabajo no se utiliza esa agrupación, sino que se procede al análisis del cumplimiento de los principales objetivos y medidas con independencia de cómo se han clasificado en el PNIEC. A ese respecto debe recordarse que, aunque existan objetivos intermedios (por ejemplo, sobre el ahorro energético, la penetración de renovables u otros) el objetivo último al que todos ellos responden es el de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Para el cumplimiento de sus objetivos, el PNIEC proyecta diversos indicadores para un escenario a 2030, denominado “escenario objetivo”. La finalidad de este trabajo es contrastar la proyección realizada en el PNIEC con la evolución real de los distintos indicadores, utilizando la mejor fuente disponible. Si bien en este informe se utilizan muchas fuentes de datos, destacan los procedentes del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y del Balance Energético de España (elaborados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Miteco), datos del sector eléctrico (elaborados por Red Eléctrica de España, REE, y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC) y distintas estadísticas elaboradas por el INE, Eurostat y la Agencia Europea de Medioambiente (EEA). Adicionalmente, aunque el trabajo se apoye en la mejor información estadística disponible hasta el momento, para la interpretación de las trayectorias en los distintos indicadores resulta imprescindible una valoración sobre diversos aspectos cualitativos en relación con las políticas y las reformas, tanto las ya puestas en marcha como las que aún se requieren para impulsar el proceso de reducción de emisiones. Eso implica el análisis de algunas de las principales medidas de naturaleza regulatoria que se están poniendo en funcionamiento.

En suma, el objetivo último de este trabajo es contribuir a un mejor conocimiento sobre qué aspectos del proceso de transición energética están evolucionando de acuerdo con los objetivos planteados en el PNIEC. En ese sentido, el trabajo es pertinente, por dos razones. Por un lado, porque nos encontramos en un punto

¹ Todos los planes de los EEMM y recomendaciones recibidas están disponibles en https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

intermedio del periodo de diez años para el que se diseña el PNIEC, que abarca toda esta década y plantea escenarios objetivos para 2030. Dado que las políticas de energía y clima requieren largos plazos para su implementación real y la observación de sus efectos, es especialmente importante monitorizar con anticipación en qué medida se están produciendo desviaciones con respecto a los objetivos planteados. Todo ello teniendo en cuenta la dificultad inherente a la evaluación de los avances en un contexto de elevada incertidumbre sobre, entre otras cosas, el ritmo de los múltiples desarrollos tecnológicos que serán necesarios para alcanzar el objetivo de largo plazo de emisiones netas nulas. En el ámbito de la UE, los informes anuales sobre el estado de la Unión de la Energía ofrecen información sintética sobre el progreso en diversos indicadores y son una referencia global en este trabajo. El último informe anual se publicó en septiembre de 2024 (Comisión Europea, 2024), con información procedente mayoritariamente de Eurostat y de la EEA que, en la mayoría de los casos, abarca hasta 2022.

Por otro lado, no se ha puesto en marcha aún un mecanismo de evaluación independiente que haga un seguimiento constante del progreso del PNIEC, como el que sí existe en otros países. Probablemente el ejemplo más destacado sea el del Reino Unido, donde el *Climate Change Committee* monitoriza de forma estrecha e independiente los progresos realizados en el país (CCC, 2024). A nivel internacional, la Organización Internacional de Entidades Fiscalizadoras Superiores (INTOSAI), de la que forma parte el Tribunal de Cuentas español, ha puesto también en marcha recientemente una iniciativa (*Climate Scanner*) para avanzar en la evaluación de las acciones gubernamentales en relación con el cambio climático. En España está prevista la creación de un Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética (art.37 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética) y, en marzo de 2022, salió a consulta un borrador de proyecto de Real Decreto para su regulación, sin que de momento se haya avanzado en esa línea.

2. La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

2.1 La reducción global de emisiones en 2024-2030

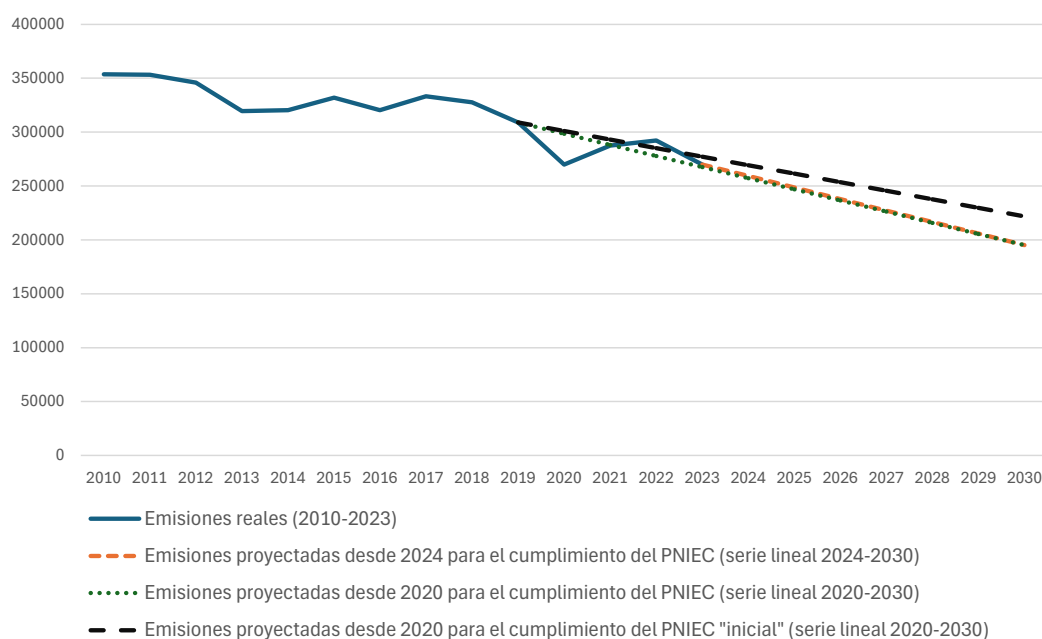
El indicador clave sobre el grado de éxito en las políticas de mitigación es, sin duda, el relativo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Como es bien conocido, la Ley Europea de Cambio Climático establece como objetivo para 2030 una reducción del 55% en el volumen de emisiones del conjunto de la UE con respecto al año 1990, en el camino hacia el objetivo último de lograr emisiones netas nulas en el año 2050. Por lo que respecta a España, el PNIEC actual ha incorporado un objetivo de reducción del 32% de las emisiones de GEI con respecto a 1990, aumentando así el objetivo del 23% inicialmente incluido en la Ley 7/2021 de cambio climático y transición energética, así como en la versión inicial del PNIEC. Se trata de un aumento del objetivo de reducción de emisiones que se produce en correspondencia con la mayor ambición europea tras el Pacto Verde.

El Gráfico 1 muestra la evolución real de las emisiones de gases de efecto invernadero en España desde 2010 hasta 2023 y la senda que sería necesario recorrer para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones al final de esta década que se contempla en el PNIEC. La información sobre emisiones brutas proviene del Sistema de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera de gases de efecto invernadero² y contaminantes atmosféricos, que sigue la metodología común para el reporte de información al Secretariado de la

² Los gases de efecto invernadero directo que se estiman en el Inventario son: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). Se utilizan unas escalas que permiten “traducir” las emisiones de los distintos gases en términos de CO₂ equivalente (CO₂eq).

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático³. El último reporte de información, publicado en marzo de 2025, se corresponde con la serie 1990-2023⁴. Debe señalarse que la actualización de la serie anual conlleva siempre pequeñas modificaciones en la serie histórica. Así, con la actualización más reciente, la serie histórica de emisiones se ha modificado ligeramente a la baja con respecto a los datos contenidos en el informe anterior, que son los que se utilizaron para la actualización del PNIEC en 2024. En este trabajo se utilizan los datos actualizados, pero se sigue utilizando el mismo objetivo de emisiones para el año 2030 que se contempla en el PNIEC.

Gráfico 1. Emisiones brutas en 2010-2023 y proyecciones (miles de toneladas de CO₂eq)



Fuente: Inventario de emisiones, PNIEC y elaboración propia.

El volumen total de emisiones en España mantuvo una tendencia fuertemente ascendente desde 1990 hasta 2007, con un incremento del 53,9% entre ambos años. En contraste, desde entonces se ha producido una caída tendencial de las emisiones que, como puede observarse en la línea azul del Gráfico 1, se ha quebrado en dos periodos. Por un lado, en el quinquenio 2013-2017 en un contexto de recuperación de la actividad económica tras la crisis financiera. Por otro lado, en el bienio 2021-2022 en el que, a la recuperación post-COVID se unió el fuerte aumento de las emisiones del sector eléctrico en el marco de la reducción de importaciones europeas de gas ruso, la reducción de la generación nuclear en Francia y la aplicación de mecanismos regulatorios específicos como el llamado “mecanismo ibérico” para limitar la transmisión del precio del gas al mercado eléctrico. Las emisiones en 2023 reflejan la superación de estas circunstancias, con una reducción interanual del 7,6%, que es una de las mayores caídas interanuales registradas en la serie histórica.

El objetivo a 2030 es alcanzar unas emisiones brutas de 195.189 miles de tCO₂eq, frente a 269.967 miles de tCO₂eq emitidas en 2023, esto es, una reducción del 27,7% en siete años. La línea de puntos naranja del Gráfico

³ La metodología se complementa con diversa regulación europea, como la recogida en el Reglamento Delegado (UE) 2020/1044 y en el Reglamento (UE) 2018/841.

⁴ <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/es-nid-edicion-2025.pdf>.

1 muestra, partiendo del dato de 2023, cuál debería ser la evolución lineal para alcanzar ese objetivo⁵. Como puede observarse, esa línea se superpone casi perfectamente con la tendencia lineal (en color verde punteado) que tendrían que seguir las emisiones totales desde 2020 para alcanzar el objetivo de emisiones en 2030. Dicho en otros términos, el nivel de emisiones observado en 2023 se corresponde con el deseable en ese año si se asume un reparto homogéneo del esfuerzo de reducción de las emisiones a lo largo de toda esta década. Adicionalmente, en el Gráfico 1 se ha añadido una línea de tendencia de reducción de emisiones, en color negro, calculada para satisfacer el objetivo de reducción de emisiones en 2030 que se incluyó en la primera versión del PNIEC. En este trabajo no se consideran los objetivos del PNIEC “inicial” sino los del PNIEC en su versión actual (esto es, los de su versión actualizada en 2024), pero el propósito de mostrar esa línea es tan solo poner de manifiesto que el dato más reciente sobre el volumen de emisiones en España parece ser más coherente con una trayectoria asociada al objetivo actual de reducción de emisiones que con el formulado inicialmente.

Desde este punto de vista, una visión “lineal” en la reducción de emisiones llevaría a pensar que alcanzar el objetivo de emisiones a 2030 es relativamente sencillo porque solo habría que persistir en el comportamiento tendencial ya observado en los años más recientes. Sin embargo, debemos advertir contra la tentación de extrapolar a los próximos años el movimiento observado en los años más recientes. En particular, como se argumentará con posterioridad, esa interpretación no estaría teniendo en cuenta el agotamiento en la contribución de la fuente principal que explica esa caída tendencial en las dos últimas décadas, que es el sector de generación eléctrica. En concreto, casi la mitad de la reducción de emisiones observada en España entre 2007 y 2023 proviene del sector de generación eléctrica. Sin embargo, su contribución a la reducción del volumen agregado de emisiones va a ser mucho más reducida a partir de ahora, entre otras razones porque en la actualidad la generación eléctrica ya solo aporta en torno al 10% de las emisiones totales en España. Por lo tanto, como se argumentará con posterioridad, tendrán que ser otras actividades, y de modo muy destacado el transporte, las que deberán cobrar protagonismo en la descarbonización.

Cuadro 1. Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

	Situación en 2023	Objetivo en 2030	Reducción media anual
	(índice 1990=100)	(índice 1990=100)	entre 2024 y 2030
UE	63,0	45	4,6%
España	94,2	68	4,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de EEA e Inventario de emisiones.

Para proporcionar una idea más sintética de donde estamos y qué nos queda por recorrer hasta el final de esta década, el Cuadro 1 muestra la información en forma de números índice y lo compara con el dato de la UE, proveniente de la consolidación de los datos del inventario de emisiones de todos los Estados Miembros (EEMM) que realiza la EEA. Como puede observarse, partiendo de un valor 100 en 1990 para el conjunto de la UE, la reducción de emisiones ha permitido situar el valor del índice en 63 puntos para 2023, esto es, una reducción del 37%. En el caso de España, el valor del índice para 2023 se sitúa en 94,2, reflejando una reducción

⁵ La Tabla 2.3 del documento del PNIEC, que es donde se contiene el escenario objetivo a 2030, incluye también una proyección de emisiones a 2025. Sin embargo, en el propio texto del PNIEC no se hace mención alguna sobre esa proyección. En consecuencia, en este trabajo se ha optado por no considerarla y utilizar tan solo el año 2030, que es el relevante a efectos de la evaluación.

del 5,8% con respecto a 1990. Por lo tanto, la UE necesita aún reducir sus emisiones en 18 puntos porcentuales entre 2024 y 2030 para cumplir con el objetivo de reducción del 55%, pero esa reducción aumenta hasta 26,2 puntos porcentuales en el caso de España, ya que nuestro objetivo es una reducción del 32%. Expresado en términos anuales, la reducción media de las emisiones de GEI entre 2024 y 2030 para lograr los objetivos planteados tendría que ser similar en la UE y en España, en el entorno del 4,5% anual, si bien en este último caso el camino a recorrer hasta el objetivo de largo plazo de lograr emisiones netas nulas en 2050 es más exigente. Una mayor exigencia en el esfuerzo que se corresponde con la necesidad de seguir recuperando la enorme divergencia que se produjo en el periodo 1990-2005, cuando las emisiones del conjunto de la UE se redujeron en un 9,8% pero, sin embargo, las de España se incrementaron en un 54,6%.

Por poner en contexto la intensidad del esfuerzo que se requiere para el próximo quinquenio, cabe indicar que, con la excepción de 2019 y 2023, años en que sí se produjeron importantes disminuciones de emisiones en España (5,8% y 7,6%, respectivamente), el resto de los años en los que se han observado reducciones de emisiones por encima del 4% han coincidido con periodos de crisis económica⁶. La reducción de emisiones en los años que constituyen una excepción se explica por la extraordinaria caída de las emisiones del sector eléctrico: 26,0% en 2019 y 27,8% en 2023. Es importante tener en cuenta este aspecto porque, como se ha señalado, la aportación que pueda realizar en el futuro el sector eléctrico a la reducción de las emisiones globales va a ser muy inferior a la observada en el pasado.

Por último, para incluir el año 2024, cuyo dato del avance del inventario de emisiones no se conocerá hasta finales del año 2025, se puede utilizar la tasa de variación interanual correspondiente a las cuentas trimestrales de emisiones. En el Anexo 1 se describe esta nueva estadística, que el INE ha comenzado a publicar a finales de 2024, y se puede apreciar la estrecha correlación en la tasa de variación del agregado anual de las cuentas trimestrales y del inventario de emisiones. Contabilizando los tres primeros trimestres de 2024, las emisiones en España se habrían reducido un 2,0% con respecto al mismo periodo de 2023, mientras que en el conjunto de la UE la reducción habría sido del 2,9%⁷. Por lo tanto, si ese dato se mantuviese cuando se incorpore también el cuarto trimestre de 2024, sería un buen resultado para España, pero alejado del 4,5% de reducción media anual requerida entre 2024 y 2030 para alcanzar el escenario objetivo del PNIEC.

2.2 La aportación sectorial a la reducción de emisiones

El PNIEC presenta objetivos de emisiones a 2030 para distintos sectores incluidos en el Inventario de emisiones: transporte, generación de energía eléctrica, sector industrial (procesos de combustión), sector industrial (emisiones de proceso, uso de productos y gases fluorados), sector residencial/comercial/institucional, agricultura, residuos, refino, otras industrias energéticas, otros sectores y emisiones fugitivas. En el Anexo 2 se describe qué actividades abarca cada uno de esos sectores y su correspondencia con los sectores incluidos en el Inventario de Emisiones. El Gráfico 2 (paneles A y B) repite, para cada uno de esos sectores, el análisis realizado con anterioridad para el agregado de emisiones, distinguiendo entre la evolución real en 1990-2023 (línea azul), la tendencia lineal que debería seguir para el

⁶ Se produjeron reducciones interanuales superiores al 4% en 2008 (7,6%), 2009 (9,6%), 2010 (4,1%), 2013 (7,8%), 2019 (5,8%), 2020 (12,1%) y 2023 (7,6%). La extraordinaria reducción del 12,1% en 2020 fue compensada parcialmente por los posteriores aumentos en 2021 (6,6%) y 2022 (1,6%).

⁷ Debe señalarse que el BC3, a través del Observatorio de la Transición Energética y Acción Climática, realiza una previsión de emisiones basada en modelos ARIMA. Sus resultados indican que en 2024 se habría producido un incremento interanual de emisiones del 0,9%.

cumplimiento del escenario objetivo en 2030 cuando se parte del último dato observado (línea punteada naranja) y cuando se parte del año 2019 (línea punteada verde).

Gráfico 2A. Emisiones brutas en 2010-2023 y proyecciones, por sectores (miles de toneladas de CO₂eq)

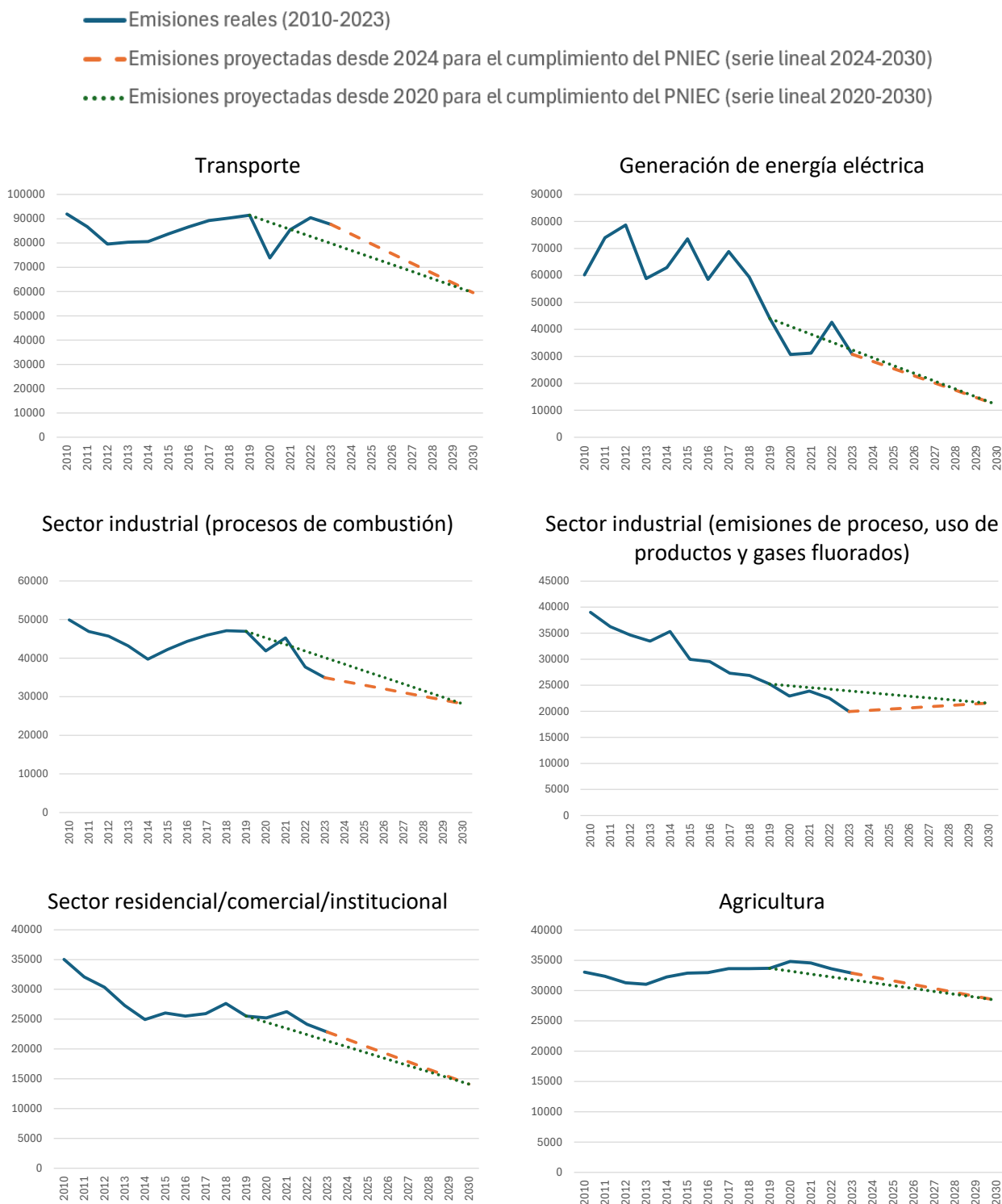
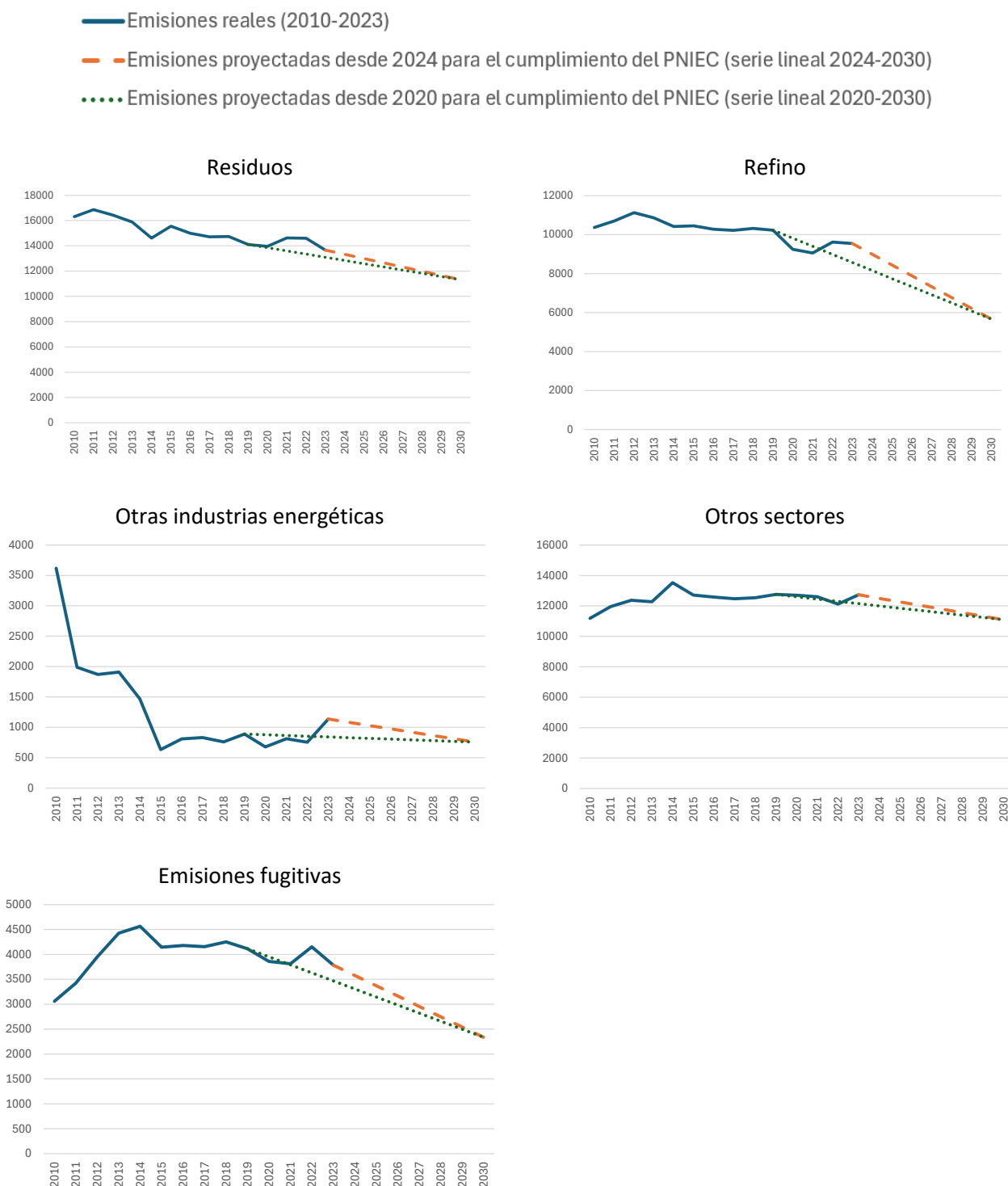


Gráfico 2B. Emisiones brutas en 2010-2023 y proyecciones, por sectores (miles de toneladas de CO₂eq)



El Gráfico 2 refleja con claridad la diversidad de situaciones. En primer lugar, hay sectores donde el objetivo incluido en el PNIEC implica una fuerte caída de emisiones con respecto a los niveles actuales que, además, contrasta notablemente con el comportamiento observado en la última década y media. Por su peso relativo en el total de emisiones, los casos más relevantes son, por un lado, el transporte y, por otro, el sector residencial y comercial/institucional. Aunque con menor incidencia sobre el volumen agregado de emisiones,

también se observa una ruptura relevante en relación con el pasado en la agricultura, el refino, los residuos y las emisiones fugitivas. En segundo lugar, en el caso de las emisiones industriales, tanto las referidas a combustión como las de proceso (incluyendo en estas últimas las de usos de productos y gases fluorados), el comportamiento observado desde comienzo de esta década ha sido positivo, mejorando incluso la trayectoria lineal requerida para el escenario objetivo planteado a 2030. En tercer lugar, hay sectores donde el objetivo asumido en el PNIEC implica que la disminución de emisiones observada en las últimas décadas ha alcanzado o está próxima a alcanzar un suelo, de modo que no se esperan reducciones sustanciales con respecto a los niveles actuales de emisiones. Ese es el caso de las emisiones de otras industrias energéticas y otros sectores. Por último, el caso del sector de generación eléctrica es muy relevante por sí solo, observándose que el nivel de emisiones actual coincide con el que cabría esperar de una tendencia lineal decreciente a lo largo de la década para el cumplimiento del escenario objetivo a 2030.

Cuadro 2. Variación de emisiones y contribución relativa: 2024-2030 y 2019-2023

	Variación de emisiones en 2024-2030	Contribución a la reducción total en 2024-2030	Variación de emisiones en 2019-2023	Contribución a la reducción total en 2019-2023
Transporte	-32,1%	37,6%	-4,1%	10,5%
Generación eléctrica	-60,7%	25,0%	-30,0%	27,1%
Industria (combustión)	-19,3%	9,0%	-25,6%	26,3%
Industria (procesos, uso y fluorados)	+8,2%	-2,2%	-21,0%	12,3%
Residencial, comercial e institucional	-38,3%	11,7%	-10,4%	7,0%
Agricultura	-13,5%	5,9%	-2,4%	2,3%
Residuos	-17,1%	3,1%	-3,1%	1,3%
Refino	-40,6%	5,2%	-6,7%	1,9%
Otras industrias energéticas	-33,4%	0,5%	27,7%	-0,9%
Otros sectores	-12,8%	2,2%	-0,2%	0,1%
Emisiones fugitivas	-38,2%	1,9%	-8,0%	0,9%
Total	-27,7%	100%		100%

Fuente: PNIEC, Inventario de emisiones y elaboración propia.

En apartados posteriores de este trabajo se analizará cuáles son las circunstancias que están afectando a la evolución de las emisiones en los sectores más relevantes y cuáles son las restricciones a las que se enfrentan para el cumplimiento de su escenario objetivo a 2030. Naturalmente, dado el muy distinto volumen de emisiones entre sectores, el impacto de un incumplimiento del objetivo sectorial sobre el objetivo global de reducción de emisiones sería también muy heterogéneo. Para valorarlo, el Cuadro 2 muestra, en primer lugar, cuál sería la reducción de emisiones que cabría esperar entre 2024 y 2030 para que se cumpliera el escenario objetivo del PNIEC en cada uno de los sectores emisores anteriormente referidos. Como puede observarse, la reducción de emisiones requerida sería muy relevante en algunas actividades, destacando el caso de la generación eléctrica. Sin embargo, más significativa que la reducción de emisiones en cada sector es su contribución a la reducción deseada de emisiones globales hasta el final de esta década que, como se señaló con anterioridad, es del del 27,7%. A ese respecto, el sector de transporte es, con diferencia, el sector que debe contribuir con mayor intensidad a la reducción global de emisiones. En concreto, de cumplirse con el escenario objetivo del PNIEC, casi un 38% de la reducción agregada de las emisiones hasta el final de esta década tendría que proceder del sector del transporte. En la parte derecha del Cuadro 2 se muestra la

evolución entre 2019 y 2023, pudiendo comprobarse que el principal cambio en términos de contribución relativa se refiere, precisamente al sector de transporte, que debería tomar el relevo a la notable caída observada en los últimos años en las emisiones procedentes del sector industrial.

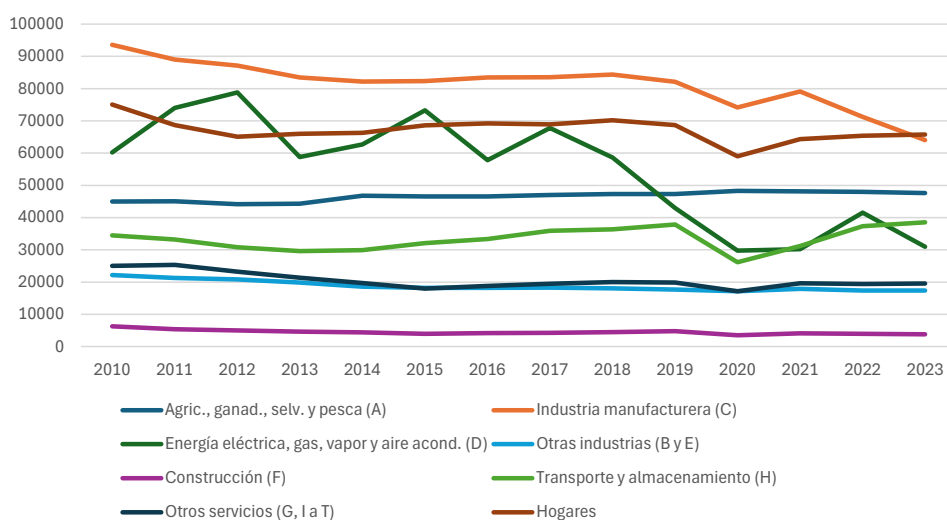
Debe señalarse que en las estadísticas y en la planificación estratégica sobre emisiones, como la contenida en el PNIEC, es habitual distinguir entre las emisiones de los sectores sujetos al Régimen Europeo de Derechos de Emisión (EU ETS por sus siglas en inglés) y los no sujetos al ETS, englobados bajo la categoría de sectores difusos (véase el Anexo 3 para una explicación sobre el ETS). Sin embargo, en este trabajo no se utiliza esa categorización porque nos encontramos en un proceso que modifica la frontera entre ambos al extender el alcance del ETS hacia varios de los sectores difusos más tradicionales: transporte, viviendas y oficinas, así como empresas industriales no cubiertas hasta ahora, entre otros: es el llamado ETS2⁸. Ello no impide recordar que los sectores ETS “tradicionales” tienen trayectorias de descensos de emisión que están marcadas por el sistema de *cap and trade* en el que se basa el régimen europeo. Sin embargo, en varios de los sectores difusos, incluso en el momento en que esté operativo el ETS2, la reducción de emisiones provendrá de un modo muy importante de la aplicación de instrumentos complementarios. El caso más evidente es el del transporte por carretera, cuya reducción de emisiones está vinculada a la aplicación de nuevas normas que están ya entrando en vigor, particularmente la normativa CAFE, acrónimo en inglés de Emisiones de Combustible Medias Corporativas⁹.

Por último, una forma complementaria de analizar la evolución de las emisiones de los distintos sectores de actividad es a través de las cuentas trimestrales de emisiones a la atmósfera, que desagregan las emisiones procedentes de las empresas, distinguiendo agregados de secciones de la CNAE y los hogares. El Gráfico 3 muestra la evolución de las emisiones anuales en 2010-2023 utilizando esa desagregación. Esta información es útil porque proporciona una visión complementaria a la mostrada en el Cuadro 2. Para ilustrarlo podemos centrar nuestra atención en los sectores de transporte y de hogares. En la clasificación habitual del inventario de emisiones el agregado “hogares” se refiere a las viviendas, de modo que la principal razón que explica esas emisiones es la combustión para calefacción/agua caliente. Por su lado, el agregado “transporte” comprende todas las emisiones vinculadas a la movilidad, con independencia de cuál es el motivo que la justifica. En cambio, la metodología del sistema de cuentas económicas y ambientales atribuye las emisiones según la naturaleza de la actividad en la que son usados los bienes durables, como es el caso de un automóvil. Por ello, las emisiones de automóviles utilizados para el transporte privado de las familias se atribuyen al sector de hogares mientras que, por ejemplo, las emisiones del transporte de mercancías en el comercio minorista se atribuyen al sector de comercio minorista de la CNAE.

⁸ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en

⁹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en

Gráfico 3. Emisiones anuales por sectores de actividad (CNAE) y de los hogares (miles de toneladas de CO₂eq)



Fuente: Cuentas Trimestrales de Emisiones a la Atmósfera (INE) y elaboración propia.

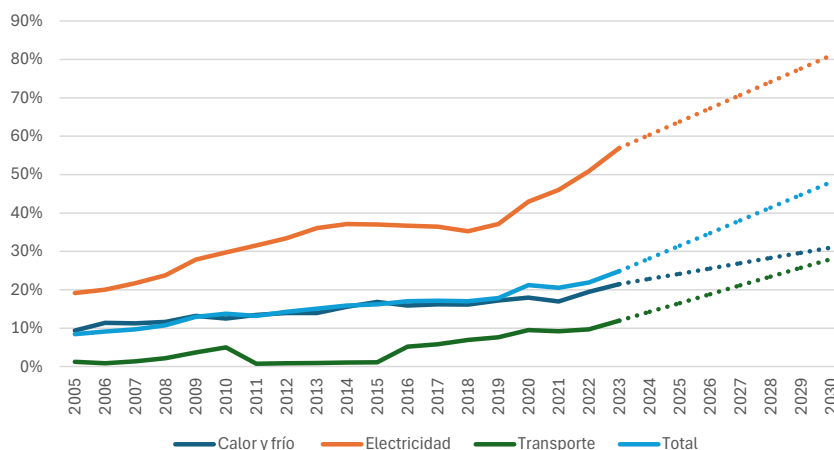
El Gráfico 3 permite poner de manifiesto dos cuestiones fundamentales. Por un lado, que solo la industria manufacturera y, sobre todo, la de generación de energía, han reducido de forma significativa sus emisiones en los últimos quince años. Por otro lado, pone de manifiesto la importancia relativa del sector hogares, que en 2024 se ha convertido ya en el primer sector en términos de emisiones, por encima de la industria manufacturera y, sobre todo, muestra una resistencia a la baja muy considerable. Por lo tanto, las decisiones que adopten los hogares en términos de movilidad y en términos de provisión de calefacción/agua caliente resultarán claves para lograr los objetivos de descarbonización en los próximos años.

3. Las energías renovables

3.1 Las renovables en el consumo final de energía y las emisiones del sector eléctrico

Un instrumento básico para la reducción de emisiones es el desplazamiento desde fuentes de energía fósil hacia fuentes renovables. Con datos del INE de 2023, año más reciente disponible, el peso de las energías renovables en el consumo final de energía se situaría en el 24,8%. El objetivo del PNIEC es que ese peso se sitúe en el 48% para el final de esta década, esto, es doblar el porcentaje actual en solo seis años. El Gráfico 4 muestra su evolución entre los años 2005 y 2023, proyectando las series hasta 2030 para cumplir los porcentajes correspondientes a electricidad, generación de calor/frío y transporte. En concreto, los objetivos del porcentaje de energías renovables en cada ámbito son los siguientes (entre paréntesis Tabla del PNIEC donde figura cada objetivo): 37% en calor y frío (Tabla A.12), 28% en transporte (Tabla A.15), 81% en generación eléctrica (Tabla A.17) y 48% en el total (Tabla A.11).

Gráfico 4. Participación de energías renovables en el consumo final bruto de energía: 2005-2023 y proyección a 2030 para el cumplimiento de objetivos



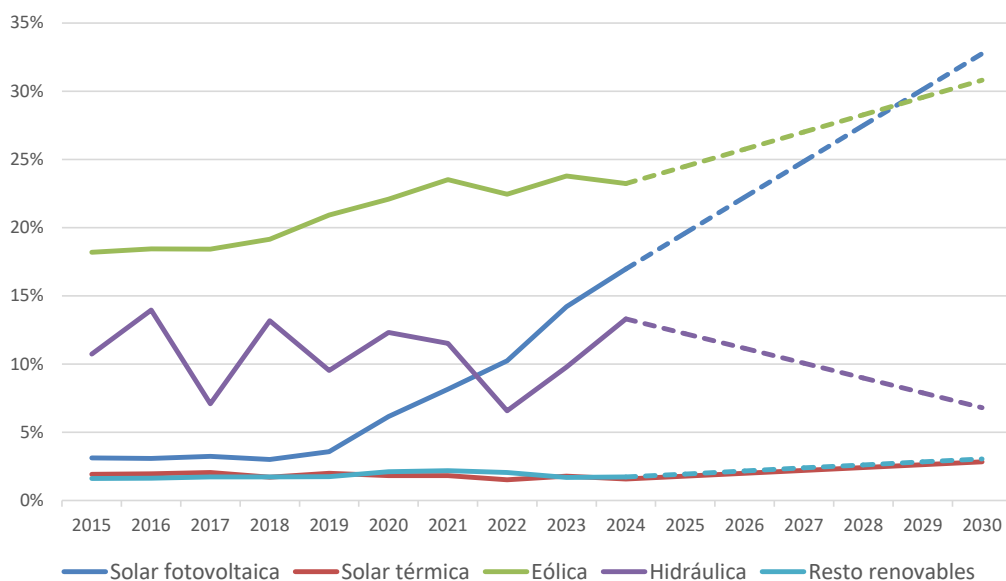
Fuente: INE, PNIEC y elaboración propia.

Sin entrar en detalles de los cálculos asociados¹⁰, se puede señalar que el principal causante del incremento que se viene observando en la penetración de las energías renovables, y del que se necesitaría para cumplir el objetivo a 2030, es el aumento de la generación renovable eléctrica, que aportaría en torno al 70% del aumento deseado en la penetración de renovables en el consumo energético final. El resto provendría del mayor uso de otras renovables no eléctricas (térmicas, biomasa, ...) en la agricultura, la industria y los edificios, así como de la mayor generación renovable asociada a las bombas de calor. Estas últimas actividades serán analizadas posteriormente, de modo que el foco en este apartado se sitúa en la evolución de la generación eléctrica renovable.

A ese respecto, el Gráfico 5 muestra la evolución de la participación de las distintas tecnologías de generación renovable en el conjunto de la generación eléctrica entre 2015 y 2024, así como una proyección lineal de su evolución para cumplir la participación en la generación total en 2030 que se asume en el PNIEC. El año 2024 se cerró con una participación del 56,8%, continuando la tendencia alcista de los últimos años. En ese sentido, se encuentra en una trayectoria adecuada para alcanzar el objetivo del PNIEC del 81% en el año 2030. Como puede observarse, el aumento de la participación de la generación renovable ha estado fundamentalmente marcado por el extraordinario crecimiento de la generación fotovoltaica, cuya cuota en la generación eléctrica ha pasado del 3,1% en 2015 al 17,0% en 2024. El escenario del PNIEC asume un aumento muy considerable de la participación de la generación fotovoltaica en 2030, que en ese año sería la principal fuente de generación eléctrica, superando a la eólica. Naturalmente, la evolución de la generación renovable eléctrica es consecuencia directa del aumento de la capacidad instalada en este tipo de tecnologías, aspecto que será analizado a continuación.

¹⁰ La metodología para el cómputo de la energía renovable sobre el consumo final de energía tiene cierta complejidad y ha experimentado importantes variaciones en los últimos años. La más reciente se recoge en la Directiva (UE) 2023/2413 (DER III).

Gráfico 5. Participación de las tecnologías de generación renovable en la generación eléctrica total: 2015-2024 y proyección a 2030 para el cumplimiento de objetivos



Notas: La *Hidráulica* no incluye la generación por bombeo¹¹. *Resto renovables* incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidroeléctrica, cogeneración renovable y el 50% de la generación renovable procedente de residuos sólidos urbanos.

Fuente: REE y elaboración propia.

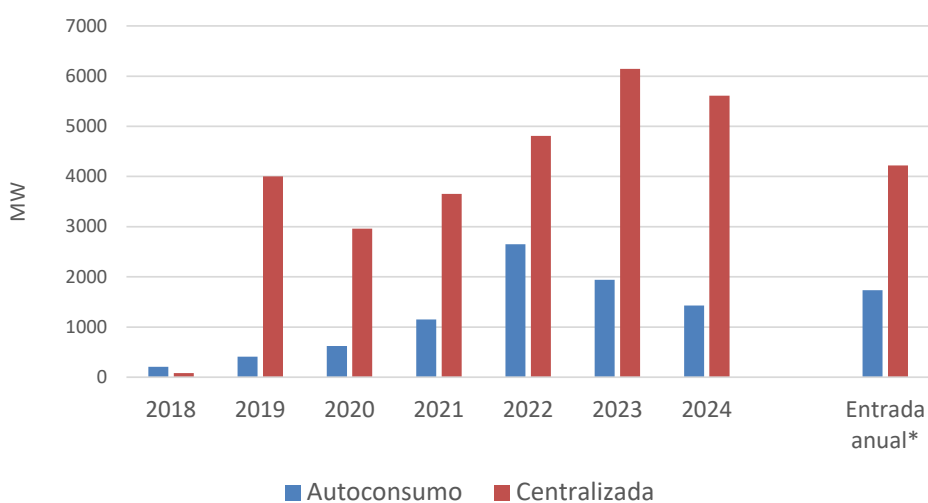
Por último, y en lo que se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero, el PNIEC plantea un escenario objetivo para el sector eléctrico que llevaría a reducir las emisiones desde 30.792 miles de toneladas de CO₂eq. en 2023 hasta 13.436 miles de toneladas en 2025 y 12.102 miles de toneladas en 2030. El dato de emisiones del sector eléctrico que proporciona REE es un poco superior (en torno a un 5%) al que proporciona el inventario de emisiones, aunque el perfil de variación interanual es muy similar, por lo que podemos utilizar esa variación para aproximar un dato más reciente que el del inventario. En concreto, REE indica que en 2024 las emisiones del sector eléctrico nacional se habrían reducido un 16,8% en tasa interanual lo que, aplicado al dato del inventario, implicaría en torno a 25.620 miles de toneladas. Por lo tanto, el objetivo intermedio que se establece en el PNIEC para 2025 (13.436 miles de toneladas) es irrealizable, aunque se eliminasen por completo las emisiones procedentes de centrales de carbón (2.914 miles de toneladas en 2024). Pero, sin duda, la cuestión es hasta qué punto se puede alcanzar el nivel de emisiones planteado como objetivo para 2030. Ello requiere profundizar en los distintos componentes que explican la evolución de la generación, y en consecuencia de las emisiones, del sector eléctrico.

¹¹ Hasta enero de 2025 los datos de generación suministrados por REE incluían la generación por bombeo hidráulico entre las fuentes de generación eléctrica. Sin embargo, desde entonces, la inyección a la red proveniente del bombeo y de las baterías pasa a considerarse como almacenamiento. La razón es que no se trata propiamente de “nueva” generación, sino de energía ya producida con anterioridad, que se almacena y se devuelve al sistema en un momento posterior. Esta modificación condujo, por ejemplo, a que la cuota de generación renovable del año 2024 pasase del 55,8% calculada del modo tradicional al 56,8% con la nueva forma de aportar la información.

3.2 Generación fotovoltaica

El rápido despliegue de la generación fotovoltaica es el rasgo más positivo del proceso de transición energética en España. El PNIEC ha establecido un objetivo de capacidad instalada de 76,4 GW para 2030, lo que incluye 19 GW de potencia instalada en generación distribuida para autoconsumo. La capacidad instalada a cierre del ejercicio 2024 es de 32,0 GW en fotovoltaica centralizada, más 8,6 GW en autoconsumo¹². Aunque hay aún un amplio recorrido para instalar la capacidad fotovoltaica del escenario objetivo del PNIEC, lo cierto es que hasta ahora se va por buen camino. En generación centralizada, habría que instalar 4,2 GW cada año entre 2025 y 2030 para lograr 57,4 GW en 2030. Como puede observarse en el Gráfico 6, ese valor se sitúa por debajo del intenso ritmo de instalación observado en 2022-2024, trienio en el que la entrada anual media ha sido de 5,5 GW.

Gráfico 6. Evolución de nueva potencia fotovoltaica instalada y entrada anual necesaria para el cumplimiento del PNIEC



Nota: La entrada anual se refiere a la nueva potencia media anual requerida en el periodo 2025-2030 para alcanzar al final de ese último año el escenario objetivo del PNIEC.

Fuente: REE, APPA Autoconsumo y elaboración propia.

La situación en autoconsumo no es tan optimista, una vez pasado el efecto dinamizador provocado por los elevados precios de 2022 y 2023. De hecho, en 2024 la instalación de generación distribuida se situaría por debajo del requerimiento medio anual para el cumplimiento del objetivo del PNIEC. Sin embargo, la distribución entre la capacidad instalada centralizada y distribuida (esto es, autoconsumo) que hace el PNIEC es meramente indicativa y, salvo que se produzca una importante ralentización en la entrada a partir de 2027, el escenario de capacidad fotovoltaica que se asume en el PNIEC sería alcanzable.

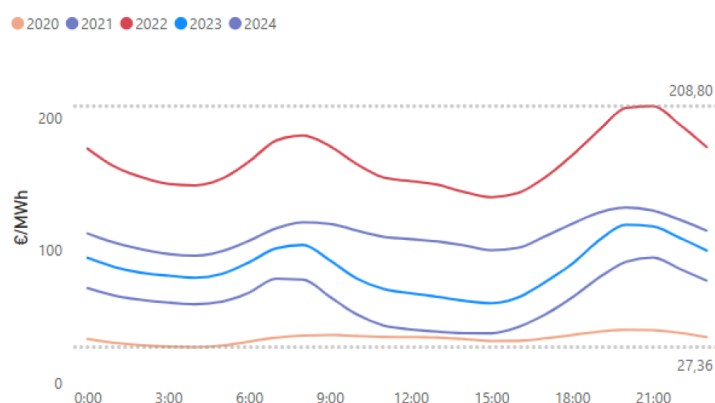
Se ha hecho alusión al año 2027 porque actualmente existe un importantísimo número de proyectos de generación fotovoltaica que han recibido ya la autorización de construcción. Esa autorización, que es posterior a la de impacto ambiental, implica que los proyectos están en una fase avanzada de desarrollo. El día 25 de julio de 2024 fue la fecha límite del hito correspondiente a la disponibilidad de la autorización de construcción para un elevado número de proyectos (los que recibieron los permisos de acceso y conexión entre el 31 de

¹² El dato de la capacidad de autoconsumo proviene de los informes anuales realizados por APPA autoconsumo, ya que no hay un registro válido de estas instalaciones. Por lo tanto, la generación eléctrica que proporciona el Operador del Sistema (REE) se refiere siempre solo a la proveniente de la generación centralizada.

diciembre de 2017 y el 25 de julio de 2020) y esos proyectos deberán estar ya entregando energía a la red antes de tres años, esto es, antes de julio de 2027. En realidad, si finalmente se despliega la capacidad con permiso de construcción ya concedida, superior a 30 GW, se habrá cubierto en gran medida ya en ese año toda la capacidad instalada de fotovoltaica prevista en el PNIEC para 2030. Se puede argumentar que, además, la generación fotovoltaica con permisos de acceso y conexión ya concedidos es muy superior, situándose en 70 GW en enero de 2025. Sin embargo, es previsible que una parte muy importante de esas instalaciones no serán finalmente construidas, por lo que resulta más útil centrarse en aquellas que han recibido ya la autorización administrativa de construcción.

La continuidad de la entrada de nueva capacidad de generación fotovoltaica va a depender de modo crucial de la evolución del precio de mercado capturado. El precio “capturado” hace referencia al precio medio percibido por el productor, que no coincide con el precio medio de mercado porque un productor no genera la misma cantidad de electricidad en todos los momentos del día, y el precio horario fluctúa de modo muy acusado a lo largo de las horas del día. Aunque esto afecta a todas las tecnologías (con la excepción de la generación nuclear, que produce de modo muy constante en todas las horas), el caso paradigmático es el de la generación fotovoltaica ya que, en ausencia de almacenamiento en la misma instalación (el llamado almacenamiento hibridado), esta vierte energía a la red tan solo en horas diurnas. De hecho, la concentración de la generación fotovoltaica en las horas centrales del día induce precios de mercado más bajos en esas horas y, por tanto, una reducción del precio medio capturado. Esto puede observarse con claridad en el Gráfico 7 al comparar las curvas de los años 2020 y 2024. Aunque los precios medios horarios en 2024 siguieron siendo sustancialmente mayores que en 2020 (pero inferiores a los del periodo 2021-2023), lo más llamativo es la presencia de fuertes pendientes de precios a la baja (al alza) en los momentos iniciales (finales) del horario diurno, que se explican por la aportación de la generación fotovoltaica y que dan lugar a una muy conocida forma de “curva de pato”. De esa forma, aunque el precio de mercado en 2024 fue de 63,1 €/MWh, el precio medio percibido por un generador fotovoltaico fue de 45,6 €/MWh. Esa ratio entre el precio medio capturado y el precio medio de mercado, conocida habitualmente como coeficiente de apuntamiento, se ha reducido para la generación fotovoltaica en los últimos años y se sitúa en 0,75 para el año 2024, el nivel más bajo registrado hasta la fecha.

Gráfico 7. Evolución del precio medio horario del mercado diario entre 2020 y 2024



Fuente: Extraído del informe anual de APPA Renovables, con datos de OMIE.

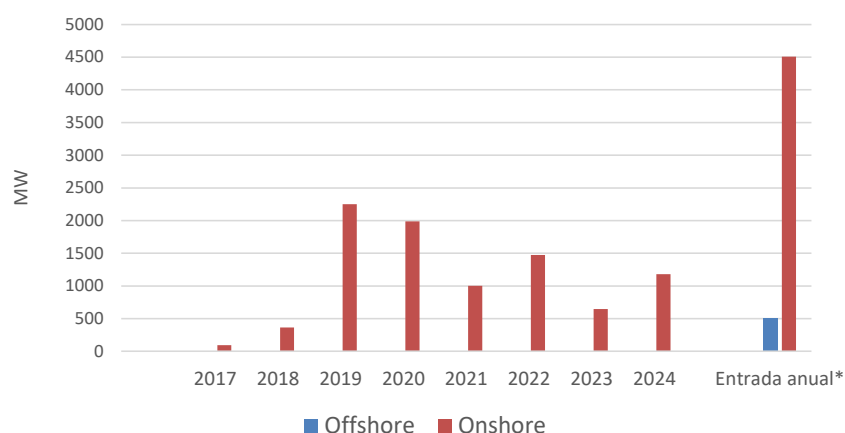
Como es obvio, el precio medio capturado es el que tiene en consideración el inversor fotovoltaico cuando realiza su proyecto de inversión. En la actualidad ese precio se sitúa aún por encima del coste medio nivelado

a largo plazo (LCOE) correspondiente a nuevas instalaciones fotovoltaicas que, con cálculos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), se situaría en el entorno de 42 €/MWh para el año 2023 (IRENA, 2024). Este coste, sin embargo, difiere por áreas geográficas y en España sería inferior dado el mayor número de horas equivalentes de producción en relación con otros países. Dicho en otros términos, existe aún un margen que incentiva la entrada de generación en condiciones de mercado. Ese margen se enfrenta con elevadas incertidumbres ya que depende en parte de condicionantes externos como el precio del gas y de los derechos de emisión de CO₂, que afectan decisivamente al precio del mercado. Pero la relevancia de esos condicionantes irá a menos en las horas centrales para el generador fotovoltaico si los ciclos combinados no marcan el precio en esas horas porque hay capacidad suficiente de generación renovable para cubrir gran parte de la demanda. En definitiva, hay muchas dudas de que, en ausencia de más almacenamiento y de mayor demanda, el precio capturado pueda seguir situándose durante mucho tiempo por encima del coste nivelado de largo plazo. Como se analizará posteriormente, tanto el almacenamiento como la evolución de la demanda son, sin embargo, la otra cara de la moneda de la excelente evolución mostrada por la generación fotovoltaica.

3.3 Generación eólica

El Gráfico 8 repite el análisis anterior, centrado en este caso en la evolución de la capacidad eólica instalada y cuál debería ser la entrada anual entre 2025 y 2030 para cumplir con la capacidad eólica asumida en el escenario objetivo del PNIEC. En este caso se distingue, como también hace el PNIEC, entre la generación situada en tierra (*onshore*) y en el mar (*offshore*).

Gráfico 8. Evolución de nueva potencia eólica instalada y entrada anual necesaria para el cumplimiento del PNIEC



Nota: La entrada anual se refiere a la nueva potencia media anual requerida en el periodo 2025-2030 para alcanzar al final de ese último año el escenario objetivo del PNIEC.

Fuente: REE y elaboración propia.

El Gráfico 8 es suficientemente elocuente de que no es creíble que se vayan a alcanzar los objetivos de capacidad de generación eólica del escenario objetivo del PNIEC. Como puede comprobarse, la entrada anual que se requeriría entre 2025 y 2030 está muy lejos de los niveles alcanzados con anterioridad. Es mucho más creíble pensar que la capacidad eólica instalada al cierre de 2024, que es 32 GW, podrá incrementarse hasta el entorno de 45 GW al final de esta década, claramente por bajo del escenario de 62 GW introducido en el PNIEC. Esto también resulta más coherente con los permisos de acceso y de construcción concedidos a la

eólica, que se sitúan en el entorno de una tercera parte de los obtenidos por la generación fotovoltaica¹³. Adicionalmente, la eólica se está enfrentando, con mayor intensidad que la fotovoltaica, con problemas para obtener la aprobación administrativa de nuevas instalaciones, con Galicia como ejemplo más evidente.

A favor de la generación eólica, sin embargo, juegan dos elementos. Por un lado, el hecho de que el coeficiente de apuntamiento se mantiene en niveles relativamente elevados: 0,88 en 2024 frente a, recuérdese, 0,72 en la fotovoltaica. Naturalmente, ello es la consecuencia de disponer de un perfil de generación intradiaria menos correlacionado con el horario de luz solar. Como en el caso de la fotovoltaica, la instalación de almacenamiento también permitirá mejorar ese coeficiente, especialmente cuando se trate de instalaciones híbridadas en la misma planta de generación eólica.

Por otro lado, la eólica puede registrar incrementos de generación mediante la repotenciación de parques existentes, esto es a través de la sustitución de aerogeneradores antiguos y de reducida potencia por nuevos aerogeneradores de mayor potencia. En muchas ocasiones la repotenciación no va unida a un aumento de la potencia de los parques eólicos, o esta no es de una magnitud apreciable, pero sí hay una ganancia apreciable de generación al utilizar nuevos equipos más eficientes en la generación de energía (MWh) por cada unidad de potencia instalada (MW). Por ejemplo, un parque con un equipamiento antiguo suele tener una producción del entorno de 2.200 horas/año de funcionamiento equivalente, mientras que su repotenciación puede elevarlo a 4.000 horas/año. Las plantas eólicas más antiguas, del entorno de 25 años, han salido ya del régimen de retribución regulada (el denominado RECORE) y en muchos casos la repotenciación es más eficiente que seguir extendiendo la vida de la instalación, tanto desde la perspectiva del parque como del ahorro en términos de nuevas redes. El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) concedió a finales de 2023 una ayuda global de 127 M€ para la repotenciación de parques eólicos¹⁴, pero el apoyo público no debería centrarse en la concesión de subvenciones sino en facilitar al máximo la tramitación administrativa que deben afrontar los proyectos de repotenciación, porque es ahí donde se encuentra realmente la dificultad.

Mención aparte merece la eólica *offshore*, cuya producción se encuentra ya regulada mediante el RD 964/2024, de 24 de septiembre. En este caso está pendiente el desarrollo de una Orden Ministerial y una Resolución que regulen las condiciones de la que sería la primera subasta de asignación de un régimen económico a la eólica flotante en España¹⁵. La razón es que sin ello no podría haber despliegue de esta tecnología, pues su coste de generación nivelado (esto es, teniendo en cuenta costes fijos y variables a largo plazo) no es competitivo en relación con el precio de mercado y, por lo tanto, si su despliegue se considera necesario, habrá que apoyarlo con subvenciones. El asunto de conceder subvenciones, en forma de contratos de compra de energía a largo plazo (contratos por diferencias) es siempre polémico, y los análisis efectuados sobre el coste nivelado de las soluciones flotantes estaría por encima de 120 €/MWh. En concreto, el análisis de *Renewables UK* lo sitúa en el entorno de 150 €/MWh en la actualidad, con la previsión de alcanzar esos 120 €/MWh a final de esta década¹⁶. En algunas situaciones, y particularmente en Canarias, debe tenerse en cuenta que la energía desplazada por la posible entrada de generación eólica *offshore* sería la generación térmica basada en hidrocarburos líquidos cuyo coste real, muy por encima del precio del mercado peninsular,

¹³ En enero de 2025 había concedidos 27,5 GW en acceso y conexión a la generación eólica. Como en el caso de la fotovoltaica, una parte de esas instalaciones no serán finalmente construidas.

¹⁴ En la misma línea de ayudas del PRTR se han incluido subvenciones a nuevas instalaciones para el reciclaje de palas y otros componentes eólicos, que deberán estar ya operativas en 2026.

¹⁵ Como es bien conocido, por las limitaciones de la plataforma continental, el desarrollo de la eólica *offshore* debe hacerse mediante eólica flotante, cuyo estadio tecnológico es mucho más incipiente que el de la eólica de cimentación fija, esta última claramente consolidada y con menores costes relativos.

¹⁶ <https://www.renewableuk.com/media/sccdrxe/floating-offshore-wind-2050-vision-final.pdf>

se sufraga a través de los cargos en la factura eléctrica y de los Presupuestos Generales del Estado. Por ello tiene sentido empezar el despliegue *offshore* en esta zona que, además, cuenta con condiciones naturales apropiadas. En cualquier caso, dados los elevados costes asociados al despliegue de la eólica offshore y los largos periodos de tiempo requeridos para su construcción y puesta en funcionamiento, el objetivo de capacidad instalada de 3 GW en eólica offshore a final de esta década no resulta creíble. Ello a pesar de que el mecanismo regulatorio aprobado en el RD 964/2024 facilita la concentración de las diversas autorizaciones administrativas requeridas. Un objetivo ambicioso sería tener ya operativo un primer parque de generación al final de esta década, del entorno de 200 MW, y eso siempre y cuando no se dilate la resolución de la primera subasta.

3.4 Otras renovables y subastas

La generación eólica y fotovoltaica tienen todo el protagonismo en la generación renovable porque son soluciones cuyos costes de generación se sitúan claramente por debajo de las tecnologías de generación térmica a las que sustituyen, con la excepción señalada de la eólica flotante. Sin embargo, extrañamente el PNIEC sigue asumiendo un aumento de la capacidad de generación termosolar, que pasaría de 2,3 GW actuales (que a su vez son los mismos de hace más de una década) a 4,8 GW. Esta modalidad de generación solo puede entrar apoyada en un sistema de subvención. Sin embargo, no resulta razonable utilizar recursos públicos para una tecnología que usa el mismo input (solar) que otra que no requiere apoyo. 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). Aunque la termosolar tiene cierta capacidad de almacenamiento, esta es pequeña y no gestionable en ciclos de carga y descarga como lo es un bombeo o una batería. Obviamente, el almacenamiento que se requiere en el sistema no puede provenir de esta tecnología. Lo más sensato es no avanzar más en esta tecnología para la generación eléctrica, para la que se continúa además pagando elevados costes por la capacidad instalada hasta comienzos de la década pasada. Otra cuestión es el uso de generación termosolar en la generación de calor, especialmente en el sector industrial, que sí podría ser una decisión adecuada en diversos casos.

Una situación similar ocurre en el caso de la biomasa. El aumento de capacidad recogido en el PNIEC, aunque más discreto que en el caso anterior (se pasaría de 1,1 GW actuales a 1,4 GW), requiere también un apoyo en forma de subvenciones a través del REER que resulta poco justificable. De hecho, las soluciones de uso de los desechos pasan más por su valorización a través del biogás o el biometano y su uso como alternativa al gas natural que por su uso final en la generación de electricidad.

En relación con las subastas del REER, se ha producido la aparente paradoja de que, pese a que se ha incumplido de modo sistemático el calendario comprometido, esto no ha generado reacción contraria alguna en el sector de generación renovable. La explicación es obvia: no se necesitan las subastas porque las empresas prefieren acudir al mercado de contado o celebrar contratos de largo plazo con consumidores (PPAs). Como he señalado en diversas ocasiones (véase, por ejemplo, Rodríguez, 2023), las subastas no son necesarias en estos años. La prueba más evidente es que todas las empresas que resultaron ganadoras en las subastas de otorgamiento del REER celebradas hasta la fecha han preferido salirse del sistema y poder recibir el precio de mercado en su integridad. Por lo tanto, con la excepción de las subastas para favorecer el despegue de la eólica offshore, parece tener poco sentido seguir haciendo calendarios de subastas que, por otro lado, se incumplen de modo sistemático y pueden dar una señal regulatoria equívoca.

3.5 La generación renovable no eléctrica: las bombas de calor

Como se señaló con anterioridad, el aumento del peso de las energías renovables hasta un 48% del consumo final de energía en 2030 se concentra en la generación renovable eléctrica. Como se muestra en el Cuadro 3, el resto comprende fundamentalmente dos asuntos. Por un lado, el consumo de energías renovables de uso final en la agricultura, industria, sector residencial y el transporte, que en su conjunto aportarían casi una cuarta parte del incremento previsto en la aportación de las energías renovables al consumo final de energía. Buena parte de ese consumo renovable se efectúa en régimen de autoconsumo utilizando, por ejemplo, biomasa o energía solar térmica. En el caso del transporte, en la actualidad proviene de los biocombustibles que se mezclan con los hidrocarburos, si bien está prevista el uso de otras fuentes no fósiles ni basadas en fuentes biológicas. El Anexo 4 ofrece una explicación sobre los biocombustibles.

Por otro lado, el escenario objetivo del PNIEC contempla también un incremento de la energía renovable suministrada por las bombas de calor. Aunque posteriormente, al hablar de la industria y de los edificios, se volverá sobre este aspecto, conviene aclarar aquí que se trata de una aportación que no computa el consumo eléctrico que se requiere para el funcionamiento de la bomba de calor sino la energía térmica extraída o capturada del entorno¹⁷, sea este el aire (aeroterminia) o el suelo (geoterminia), a través de la utilización de energía eléctrica. Dicho en otros términos, es esa energía capturada del exterior la generación renovable de las bombas de calor. El Anexo 5 proporciona una explicación más detallada sobre este asunto.

Cuadro 3. Energías renovables: crecimiento y aportación relativa al consumo final de energías renovables según el escenario objetivo del PNIEC

	Crecimiento previsto (2022-2030)	Aportación al crecimiento previsto de las energías renovables (2022-2030)
Generación renovable eléctrica	108,3%	68,2%
Consumo de EERR de uso final ¹	77,9%	23,8%
Energía renovable suministrada por bombas de calor ²	111,5%	7,2%
Total	100,2%	100%

Notas: ¹ Referida a agricultura, industrial, residencial, servicios y transporte. Se excluye el consumo eléctrico renovable.

² Se excluye el consumo eléctrico renovable.

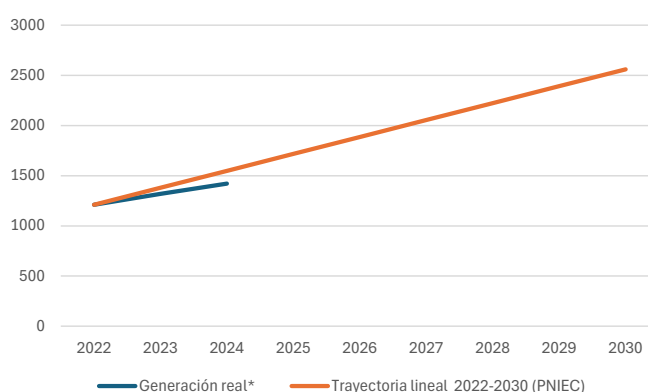
Fuente: PNIEC y elaboración propia.

A diferencia de lo que ocurre en otros ámbitos del PNIEC, el cálculo de los consumos de energías renovables de uso final y del suministro por bombas de calor requiere la aplicación de datos y metodologías que dificultan el seguimiento de su evolución. En el caso de las energías renovables asociadas al transporte y la industria, estas serán analizadas con más detalle en apartados posteriores. En lo referente a las bombas de calor, el único dato disponible sobre ellas en el PNIEC es el de la generación renovable asociada, calculada conforme a la metodología contenida en el Reglamento Delegado (UE) 2022/759. Esa energía pasaría de 1.211 ktep en 2022 a un objetivo de 2.561 ktep en 2030, lo que resulta en el incremento del 111,5% que se refleja en el Cuadro 3. Aunque no es explícito en el PNIEC, la información se extrae de las Estadísticas de bombas de calor que publica el IDAE (perteneciente al Miteco), pero actualmente el último dato de esa estadística se

¹⁷ Esto es, el consumo eléctrico de la bomba de calor tendrá una parte de energía de origen renovable, pero este se computa en la generación eléctrica renovable.

corresponde con 2022 de modo que no es posible conocer en qué medida se va por una dirección adecuada para alcanzar el objetivo a 2030. Sí hay información más reciente sobre el número de unidades de bombas de calor vendidas, proporcionada por la Asociación Europea de Bombas de Calor (EHPA). Esos datos muestran un aumento del número de unidades vendidas en España en 2023 (+16,0%), pero una reducción en 2024 (-5,5%) que sería consecuencia sobre todo de una menor demanda de bombas de calor por parte de los hogares. No se conoce la composición por tipos de bombas de calor de las nuevas unidades, pero suponiendo que tienen una composición y características técnicas similares a las unidades ya instaladas, e incorporadas al stock de instalaciones existentes, la energía renovable producida se situaría en 2024 en el entorno de 1.420 ktep, esto es, un 17,3% más que en 2022.

Gráfico 9. Evolución de energía generada por bombas de calor (2022-2024) y comparación con la trayectoria para el cumplimiento del objetivo del PNIEC (2022-2030)



Nota: * La generación renovable en 2023 y 2024 se ha calculado asumiendo que los equipos instalados en 2023 y 2024 (datos EHPA) tienen las mismas características medias que la del stock de equipos instalados en 2022 (datos IDAE).

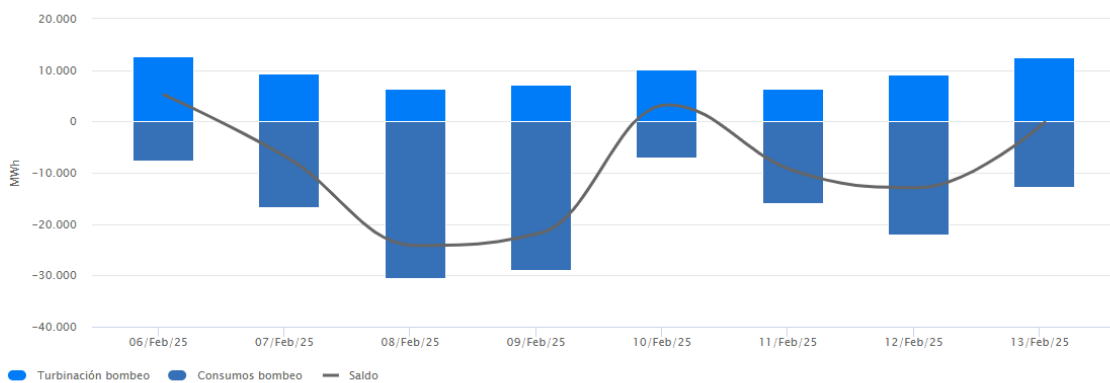
Fuente: IDAE, EHPA y elaboración propia.

Aplicando el supuesto anteriormente referido, el Gráfico 9 compara la evolución de la energía renovable generada por bombas de calor desde 2022 a 2024 con la trayectoria lineal para el cumplimiento del objetivo a 2030, observándose que nos encontramos por debajo de la trayectoria (lineal) deseable. A ese respecto, aunque el PNIEC se refiere en diversas ocasiones al papel de las bombas de calor como una prioridad para la descarbonización, especialmente en los sectores residencial, de servicios y en muchas actividades industriales, lo cierto es que no se vislumbran instrumentos potentes que apoyen ese despliegue. Probablemente se está a la espera de una posición más decidida de la Unión Europea en este ámbito ya que, si bien se diseñó un Plan de Acción específico para las bombas de calor en 2022, este no tuvo ninguna consecuencia relevante. Más recientemente (noviembre de 2024) la Comisión Europea ha relanzado esta cuestión con una Plataforma de Aceleración para bombas de calor y adelantando que a partir de 2026 los estados miembros podrán hacer uso del Fondo Social para el Clima (que se proveerá a partir del ETS2, véase Anexo 3) para apoyar su despliegue. En definitiva, existen enormes incertidumbres para conocer en qué medida se podrá conseguir el objetivo planteado en el PNIEC, pero la información disponible hasta el momento introduce dudas de que se pueda doblar la generación aportada por bombas de calor entre 2022 y 2030.

4. El almacenamiento

El aumento de la capacidad de almacenamiento del sector eléctrico juega un papel fundamental en los escenarios del PNIEC ya que es el facilitador de la entrada de nueva capacidad de generación renovable eólica y fotovoltaica que es, por su propia naturaleza, no gestionable. Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema, el almacenamiento proporciona mayor seguridad y flexibilidad para poder integrar una capacidad creciente de generación renovable. Además, el almacenamiento permite desplazar oferta de unos momentos a otros, moderando la reducción de precios obtenidos por los generadores en los periodos de mayor producción agregada de renovables no gestionables. Obviamente, ello se realiza mediante la carga del almacenamiento en esas horas de bajos precios y su posterior descarga en las horas donde se obtienen mayores precios por esa energía. De hecho, como se señaló en una nota a pie previa, REE ha revisado en enero de 2025 la forma en la que presenta la información sobre el balance eléctrico distinguiendo entre la energía que proviene directamente de unidades de generación de aquella otra que proviene de unidades de almacenamiento, que han consumido previamente electricidad del sistema para poder cargarse. De ese modo, la energía almacenada y luego devuelta a la red, que en la actualidad es prácticamente en su totalidad energía procedente de la turbinación hidroeléctrica tras el bombeo, ha dejado de considerarse como generación. Esto ayudará también a ordenar y clarificar información en futuros desarrollos del PNIEC donde, como se señalaba en Rodríguez (2023a) la parte informativa sobre el almacenamiento y su contribución al sistema es confusa. A efectos ilustrativos, el Gráfico 10 muestra la energía consumida y turbinada (esto es, entregada al sistema) por el bombeo entre el 6 y 13 de febrero de 2025. Con una perspectiva temporal más amplia, la entrada de la generación renovable y el aumento de la volatilidad de los mercados de corto plazo está llevando a un aumento de la utilización de la capacidad instalada del bombeo hasta máximos históricos¹⁸. Así, si en 2020-2021 se situaba en 2,7 TWh anuales, en 2023-2024 se sitúa en 5,5 TWh anuales, esto es, aproximadamente un 2% de la generación total.

Gráfico 10. Energía consumida y turbinada por el bombeo durante una semana



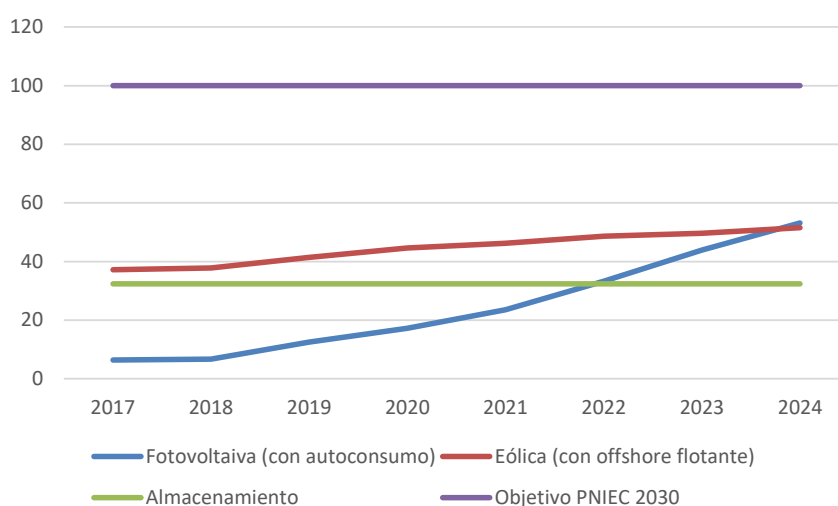
Fuente: REE

REE indica que en abril de 2025 hay instalados 3,3 GW de capacidad de turbinación y tan solo 0,025 GW de baterías. La capacidad del almacenamiento en bombeo ha permanecido constante en la última década y, como

¹⁸ El balance del almacenamiento va a ser siempre negativo en perspectiva anual por las pérdidas entre la energía consumida y la posteriormente generada. Por ejemplo, cuando una central de bombeo turbinada 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.

se aprecia, la de baterías es prácticamente inexistente en la actualidad. El PNIEC ha puesto un escenario objetivo para el almacenamiento de 18,5 GW para el año 2030¹⁹, sin distinguir por tecnologías y, se supone, incluyendo tanto al bombeo puro como al mixto²⁰. Esto resulta un tanto confuso porque, como se ha señalado, REE solo considera en la información que provee sobre almacenamiento al bombeo puro. En bombeo mixto hay aproximadamente 2,7 GW instalados, lo que eleva la potencia actual de turbinación en esta tecnología al entorno de 6 GW. Pasar de esos 6 GW a 18,5 GW en un periodo de tan solo cinco años es un reto muy relevante y, muy probablemente, difícilmente alcanzable. El Gráfico 11 muestra la evolución seguida por el despliegue de la generación renovable fotovoltaica y eólica en relación con el objetivo marcado para el año 2030, pudiendo apreciarse la evolución favorable, aunque muy lenta en el caso de la eólica. Sin embargo, la línea del almacenamiento (en verde) es completamente plana porque, sencillamente, no ha habido instalación de capacidad adicional durante más de una década, por lo que alcanzar el objetivo en este ámbito requiere de una ruptura radical con el comportamiento puesto de manifiesto hasta ahora.

Gráfico 11. Capacidad instalada en generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento frente al objetivo del PNIEC para 2030 (índice 2030=100)



Nota: El valor del índice 100 se corresponde con la capacidad asignada a cada tecnología en el escenario objetivo a 2030 del PNIEC. Así, por ejemplo, el valor de 53,2 en fotovoltaica para 2024 indica que la capacidad instalada de esa tecnología en 2024 se sitúa en un 53,2% del objetivo para 2030.

Fuente: REE, APPA, PNIEC y elaboración propia.

En el momento actual ya tienen permisos de acceso y conexión a la red un importante número de proyectos de instalación de nueva capacidad de bombeo (puro y mixto), que suman una capacidad de 2,7 GW a principios de 2025, a los que se suman 0,3 GW en proceso de tramitación. Adicionalmente, hay muchos anuncios sobre nuevos proyectos de instalaciones de bombeo, que suman en el entorno de 20 GW, sin que ello se sustancie en la obtención de permisos de acceso y conexión, que es el paso previo. En abril de 2025, solo hay una autorización de construcción para 0,5 GW de bombeo, a lo que se suma una cantidad similar con declaración de impacto ambiental favorable (que es un paso previo a la autorización de construcción). Esto es relevante

¹⁹ Esa cifra no incluye el almacenamiento proporcionado por la solar termoeléctrica. El PNIEC 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 en el documento del PNIEC es la de 18,5 GW, y es la aquí se emplea.

²⁰ 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

porque los tiempos de construcción de las centrales de bombeo, aunque pueden ser muy variados en función de distintas circunstancias, en ningún caso son inferiores a tres o cuatro años. En el mejor de los casos, algunos de los proyectos actuales avanzarán en su tramitación e iniciarán su construcción a lo largo de este quinquenio. Los proyectos de bombeo se están beneficiando de las ayudas concedidas en el marco del PRTR, más concretamente a través del PERTE ERHA. En julio de 2024 se concedieron 100 M€ en ayudas a cuatro proyectos²¹, con una potencia conjunta de turbinado de 2 GW, que deberán estar ya en explotación antes de final de 2030. A ellos se une el bombeo de 0,2 GW en avanzado estado de construcción por REE en Gran Canaria.

Por lo tanto, asumiendo que esos proyectos finalizan en fecha y que también entran en funcionamiento algunas ampliaciones anunciadas de aumento de capacidad en bombeos ya existentes resulta razonable suponer que podrá disponerse del entorno de 3 GW adicionales de capacidad de almacenamiento mediante bombeo a finales de esta década. Eso haría pasar la capacidad de almacenamiento actual al entorno de 9 GW, muy lejos aún de los 18,5 GW del escenario objetivo.

La segunda tecnología de almacenamiento con la que se cuenta es la de las baterías. Desde el punto de vista de su despliegue, estas cuentan con la ventaja de requerir periodos de tiempo más cortos. Como se ha señalado, la capacidad instalada actualmente en baterías es prácticamente inexistente, pero hay muchos proyectos en curso. En enero de 2025 habían concedido ya 9,5 GW de permisos de acceso y conexión a las redes. Si bien en el caso del bombeo las altas potencias instaladas requieren de su conexión a la red de transporte, en el caso de las baterías la mayor parte de las instalaciones (6,9 GW de esos 9,5 GW) se conectarán a las redes de distribución. Pero lo que es más significativo es que, adicionalmente, hay otros 15 GW en curso de tramitación de los permisos de acceso y conexión. Por lo tanto, a la vista de estos números, parecería factible llegar a los objetivos del PNIEC. ¿Es posible esperar un despliegue muy rápido de baterías en estos próximos cinco años, sabiendo que partimos de cero? A ese respecto, hay dos consideraciones a hacer que son relevantes.

La primera se refiere al umbral de rentabilidad asociado a las baterías. El consenso actual en el sector es que teniendo en cuenta las expectativas de ingresos a percibir por las actividades de compra y venta en los mercados de corto plazo (diarios, intradiarios y de balance²²) y los costes de las baterías, ese umbral no se ha cruzado aún. Ello explica la acumulación de proyectos “en la línea de salida” pero sin comenzar su construcción efectiva. Como en el caso del bombeo, hay ya diversos proyectos de almacenamiento con baterías que han recibido apoyo en forma de subvenciones del PERTE ERHA con el objeto de cubrir ese gap de rentabilidad. En concreto, en septiembre de 2024 se resolvió la primera convocatoria de ayudas a proyectos de almacenamiento energético independiente (*stand alone*), con una potencia de 0,69 GW. La cantidad asignada es de 150 M€, lo que implica una subvención media de 217 mil euros por MW instalado²³.

²¹ Tres de los proyectos son nuevas centrales y uno aprovecha dos embalses ya existentes para añadir la capacidad de bombeo entre ambos.

²² 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

²³ Los proyectos de almacenamiento utilizan la métrica de la potencia instalada de almacenamiento (medida en MW) y de la capacidad de almacenamiento (medida en MWh). La capacidad conjunta de los 35 proyectos que recibieron subvención es de 2.830 MWh, lo que supone una subvención media de 63 mil euros por MWh de capacidad de almacenamiento.

La segunda se refiere al desarrollo regulatorio que, más allá del apoyo puntual otorgado por el PERTE ERHA, permita realmente obtener ingresos complementarios a los obtenidos por el arbitraje temporal de precios²⁴. Esa es una de las finalidades del desarrollo de los mercados de capacidad y de los mercados de flexibilidad en España. Tras una propuesta inicial en 2021 que no fructificó, en enero de 2025 se cerró el periodo de consulta pública de una regulación de estos mercados, que deberían de ponerse en funcionamiento con la máxima rapidez para apoyar el despliegue del almacenamiento. En un apartado posterior se detallará el contenido de la propuesta en curso. Una vez se aproxime la viabilidad financiera de la inversión en baterías, su despliegue podría ser relativamente rápido. A ese respecto, el ejemplo de California es paradigmático ya que la integración de baterías en red pasó de 0,5 GW MW en 2020 a 12 GW a cierre de 2024, y otros 5,6 GW previstos para 2025²⁵.

5. La generación eléctrica no renovable

5.1 El cierre de la generación termonuclear

Como es ampliamente conocido, el PNIEC integra en su escenario objetivo a 2030 el calendario de cierre de las plantas nucleares acordado entre las empresas propietarias y la empresa pública ENRESA en enero de 2019. En concreto, el PNIEC indica 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, realmente esa sería la situación a cierre de ese ejercicio ya que será a finales de 2030 cuando, según el calendario de cierre, pararán las centrales de Ascó I (en octubre) y Cofrentes (en noviembre). De modo que, en realidad, se está contando con el funcionamiento de cinco reactores para ese año²⁶, o al menos para gran parte del mismo. Esto es importante porque afecta a los niveles de emisiones del sector eléctrico contabilizados en el PNIEC para el escenario objetivo a 2030, que serán más reducidos de los que existirán en 2031 ya que a corto plazo el cierre de una planta nuclear implica un mayor uso del parque disponible de ciclos combinados y, en consecuencia, un aumento de las emisiones. El concreto, el impacto a corto plazo del cierre de una planta nuclear puede contabilizarse²⁷ en el entorno de 2,7 MtCO₂.

El cierre del parque nuclear ha sido siempre objeto de debate político, económico y técnico. El programa electoral del PSOE ha introducido desde hace muchos años la necesidad de proceder a ese cierre. Así figuraba, por ejemplo, en el programa electoral de 2000, donde se abogaba por proceder “a la clausura de las centrales nucleares de forma escalonada y ordenada durante los próximos 15 años”. En el programa de 2016 se repetía la propuesta, abogando por un calendario de cierre que culminara con el cierre definitivo en 2028, lo mismo que en el programa de 2019, en este caso sin poner fechas. Ese último programa se realiza con posterioridad al Protocolo de cese ordenado de explotación de centrales nucleares²⁸. Naturalmente, aunque la producción

²⁴ En España se están comenzando ya a integrar baterías en la red de transporte, concretamente en el enlace submarino con Baleares, pero en este caso son instalaciones singulares justificadas solo en el aumento de la seguridad en el funcionamiento de la red, sin que puedan participar en ningún servicio de balance o de gestión de congestiones.

²⁵ Véase CAISO (2024) para un panorama sobre la participación de las baterías en los mercados eléctricos en California.

²⁶ En 2027 y 2028 tendrán que parar los dos grupos de Almaraz, según el plan de cierre.

²⁷ Se asume una generación relativamente baja del parque de generación nuclear en su año de cierre (7,4 TWh/año por grupo de generación), que reducirían su carga afectados por los bajos precios de la energía, y su sustitución completa por ciclos combinados, con el factor de emisión media habitual (0,37 tCO₂/MWh).

²⁸ El programa electoral de 2023 ya no introdujo, como es natural, la propuesta de calendario de cierre y solo señalaba “la aprobación de un nuevo plan de gestión de residuos que integraría las necesidades por el desmantelamiento ordenado y progresivo de las centrales nucleares”.

de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia, el cierre de cualquier planta eléctrica, y más aún del tamaño y características de una planta de generación termonuclear, está sujeto a un proceso previo de autorización administrativa que incluye (art. 53 de la Ley del Sector Eléctrico) el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente sobre si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

Más allá de ese informe del Operador del Sistema, que es obligado, debería volver a valorarse si es adecuado seguir con el calendario pactado entre los propietarios y Enresa en 2019 o si debe modificarse. A ese respecto, el hecho de que hay circunstancias distintas en 2025 en relación con las existentes en 2019 es poco controvertido²⁹. Entre otras cosas, se puede plantear si en un escenario de alto crecimiento de la demanda, y particularmente de la demanda industrial, el despliegue de nueva capacidad renovable será suficiente y, sobre todo, apropiado para sustituir la aportación de energía en régimen de base que es característica de la generación nuclear. Esto será más acusado si, como es altamente probable, el almacenamiento no entra en el sistema a la velocidad prevista en el PNIEC. En ese caso el resultado sería, como se ha señalado, un uso más intenso del parque ya existente de ciclos combinados, con los correspondientes efectos en los precios de la electricidad y en las emisiones. En Revuelta (2024) se realiza una amplia discusión sobre este asunto y se remite ahí al lector interesado. Este debate se ha acrecentado con el apagón eléctrico en la península ibérica del 28 de abril que, sin conocer aún el detalle de sus causas, sí que vuelve a poner de manifiesto la preocupación por el mantenimiento de las condiciones de seguridad de suministro (Rodríguez, 2025).

La discusión sobre el cierre del parque nuclear se ha producido en otros países. El caso de Alemania ha sido muy relevante históricamente, pero más práctico para el momento actual en España resulta el de Bélgica. En febrero de 2025 la Comisión Europea aprobó, bajo el régimen de ayudas de estado (caso SA.106107), el esquema financiero que permite la continuidad de los dos reactores restantes del parque nuclear belga. Las circunstancias de Bélgica no son extrapolables de modo directo a España ni el esquema de apoyo planteado tiene por qué repetirse, pero sí indican que la decisión pública para la extensión de la vida del parque nuclear pasa por asegurar las condiciones regulatorias, tanto económicas como de estabilidad y protección legal, que den seguridad para acometer las inversiones adicionales que serían requeridas por el regulador de seguridad nuclear.

5.2 Cogeneración y nuevas subastas

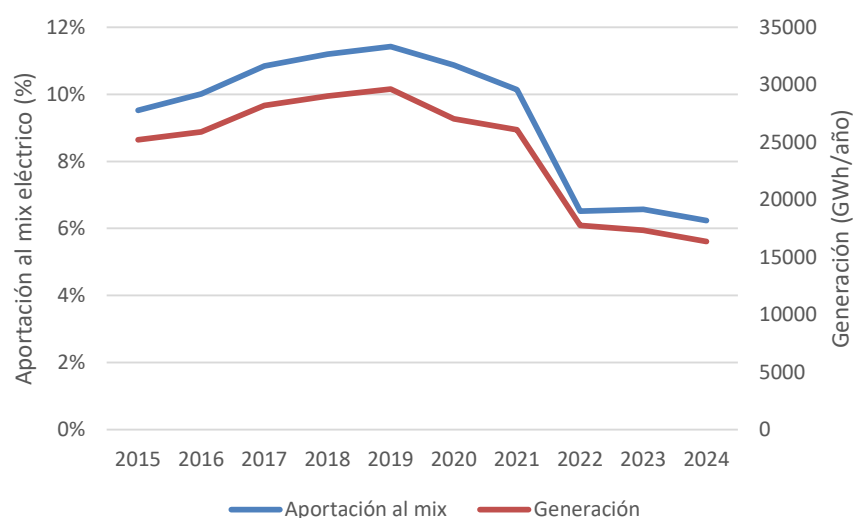
Las plantas de cogeneración son instalaciones que generan simultáneamente calor y electricidad. En algunos países tienen importancia en el ámbito urbano, pero en España se encuentran asociadas prácticamente en su totalidad con la realización de actividades manufactureras. El Gráfico 12 muestra la evolución de la cogeneración en España en la última década. Como puede observarse, su evolución ha estado marcada por una caída de su producción y su aportación al mix, que ha pasado del entorno del 11% en 2019 al 6% en los últimos años.

En la interpretación de esa evolución deben tenerse en cuenta al menos dos circunstancias. En primer lugar, la cogeneración forma parte del régimen de retribución específico (RECORE) y, por lo tanto, parte de sus

²⁹ Esto no se circunscribe al asunto nuclear. Por ejemplo, en el mismo programa electoral del año 2000 en el que se abogaba por el cierre del parque nuclear, se consideraba prioritaria la expansión geográfica de la red de gas. Obviamente, esa afirmación no se plantea en la actualidad no solo porque la red de gas esté o no suficientemente extendida, sino porque el uso del gas se considera ya como una solución de transición pero en ningún caso se plantea un aumento de su extensión ya que su demanda es decreciente y no se contempla profundizar en el uso de hidrocarburos.

ingresos provienen de una retribución regulada. Esos ingresos estuvieron sometidos a fuertes incertidumbres en el contexto de la crisis de precios del gas en 2022-2023, cuando la cogeneración no fue incluida inicialmente en el mecanismo de ajuste temporal a los costes de producción en el mercado eléctrico, más conocido como “mecanismo ibérico”. Ello provocó que muchas plantas dejaron de generar por las incertidumbres sobre cuál sería el reconocimiento final de los costes de generación, que se retrasó extraordinariamente. En segundo lugar, una parte de los grupos de cogeneración (el 25% aproximadamente) han cumplido ya su vida útil regulatoria de 25 años (Orden IET/1045/2014) y, por tanto, han dejado de percibir ingresos desde el RECORE. Esos ingresos actúan de complemento al precio de mercado para satisfacer una rentabilidad asegurada. Así, si los ingresos regulados de la cogeneración en 2019 fueron de 1.312 M€, esos ingresos fueron de 721 M€ en 2023 y 809 M€ en 2024 (a falta de ajustes menores por el cierre del ejercicio).

Gráfico 12. Cogeneración: generación eléctrica y aportación al mix



Fuente: REE y elaboración propia.

El PNIEC asume que la capacidad instalada de cogeneración en 2030 será de 3,8 GW, lo que supone 1,8 GW menos que la potencia actual. Además, dos terceras partes de esa capacidad habrá finalizado ya su vida útil regulatoria y no estaría percibiendo ingresos regulados que, en último término, actúan de apoyo a los costes energéticos de la industria. Como es lógico, el nivel tecnológico de esas instalaciones de cogeneración está ya desfasado, además de usar en algunos casos combustibles altamente emisores. En consecuencia, en el PNIEC se contempla un apoyo a nuevas instalaciones o una transformación profunda de las ya existentes a través de nuevas subastas para la llamada cogeneración de muy alta eficiencia. Esas nuevas subastas volverán a otorgar un régimen retributivo específico, con una tasa de rentabilidad razonable asegurada y una metodología en línea con la del RD 413/2014, esto es, con el modelo del RECORE. En febrero de 2025 se ha lanzado la consulta pública y se prevé que en cada año del trienio 2025-2027 se celebrarán subastas por 400 MW anuales para cogeneración con gas natural y biomasa³⁰, además de requisitos para poder operar con hidrógeno. Eso implicará el desplazamiento progresivo de cogeneraciones que hasta ahora siguen funcionando con otros productos energéticos (hidrocarburos líquidos y sólidos), lo que permitirá reducir las emisiones asociadas a estas plantas. Con carácter previo, en 2024 se ha modificado (Orden TED/526/2024) la metodología de retribución para reducir la ventana temporal de revisión de los precios reconocidos de los combustibles, lo

³⁰ Las vidas útiles regulatorias serán de 10 años en el caso del gas natural, y de 20 años en el caso de la biomasa.

que también actúa positivamente al reducir las incertidumbres que han pesado en el funcionamiento de estas actividades, especialmente en los últimos años.

5.3 Ciclos combinados y mecanismo de capacidad

En la actualidad la generación eléctrica procedente de centrales térmicas de carbón es irrelevante en el conjunto del sector eléctrico, si bien mantiene cierto peso en el total de emisiones del sector. En concreto, en 2024 supuso el 1,2% de la generación eléctrica nacional y el 10,8% de las emisiones. El PNIEC asume en su escenario a 2025 que la generación procedente del carbón será ya nula debido al cierre de los últimos grupos existentes. Debe recordarse que el cierre de cualquier central responde a decisiones empresariales y no lo dicta el gobierno (que sí debe autorizar la petición formulada por el propietario de la central) y, por lo tanto, ese cierre no tiene por qué producirse este año. Sin embargo, hay consenso de que las circunstancias de mercado, en particular los mayores costes relativos del carbón en relación con el gas (incluyendo los pagos por derechos de emisión) llevarán a su cierre definitivo mucho antes de que termine esta década. En consecuencia, las emisiones del sector eléctrico provendrán del uso de hidrocarburos gaseosos y líquidos en centrales térmicas de distinto tipo: cogeneración, ciclos combinados y de motores, estas últimas en el caso de los sistemas no peninsulares. Las emisiones dependen de las características del parque instalado de generación térmica y, por supuesto, de su grado de utilización.

En la España peninsular hay activos 24,5 GW de ciclos combinados³¹. Es prácticamente la misma potencia que hace una década ya que, si bien ha habido diversas peticiones de cierre de ciclos por parte de las empresas propietarias, solo se ha llevado a cabo el cierre de una central en Tarragona, con una potencia de 0,4 GW (que es la potencia media habitual de un ciclo combinado). El PNIEC no contempla el cierre de ningún ciclo combinado más para final de esta década, pese a la importante reducción en su contribución al sistema. El escenario que dibuja el PNIEC es que los ciclos combinados solo aportarán un 5,2% al mix eléctrico en 2030, sustentada en una producción de 19,75 TWh, esto es, un 30% inferior a la de 2024 (29,1 TWh). El resultado sería que los ciclos combinados serían la tecnología de producción que, con diferencia, tendría el menor número de horas de producción equivalente a lo largo del año: 806 horas, frente a las 7.224 de la nuclear o las 2.034 de la eólica terrestre, por ejemplo.

El hecho de que los ciclos combinados funcionen un número tan reducido de horas, junto con la necesidad de mantener la capacidad de la planta existente por seguridad de suministro, especialmente en el contexto del plan actual de cierre de la generación nuclear, hace necesario implementar un mecanismo retributivo para asegurar ese mantenimiento de capacidad. Esa necesidad se ha hecho más acuciante una vez que el Tribunal Supremo avalara el cierre temporal de varias centrales en una sentencia de finales de 2023, ante el silencio de la Administración para responder a la solicitud de la empresa propietaria.

Todo indica que a partir de 2026 comenzará a operar el largamente esperado mecanismo de capacidad, cuya finalidad última es la de garantizar la seguridad de suministro. En el Anexo 6 se explica la propuesta recientemente sometida a consulta pública por el Miteco. El diseño del mecanismo ha requerido distintos pasos previos, como la realización de un análisis nacional de cobertura. El análisis realizado por REE en 2023 utiliza el escenario tendencial sobre potencias instaladas contenido en el PNIEC, si bien introduce supuestos sobre el almacenamiento disponible en 2030 mucho menos optimista que el contemplado en el escenario

³¹ Se omite la potencia en Baleares y Canarias por estar sujetas a otras consideraciones. Por ejemplo, en Canarias hay 0,86 GW instalados de ciclos combinados, pero no operan como tal sino que utilizan hidrocarburos líquidos al no disponerse de gas natural.

objetivo de 2030 (REE, 2023). El análisis concluye con la presencia de un número de horas esperadas con energía no suministrada en cada uno de los años hasta 2030 superior a un estándar de fiabilidad, lo que justificaría la intervención regulatoria. La propuesta del Miteco deberá ser posteriormente aprobada por la Comisión Europea bajo el régimen de ayudas de estado, aunque todo indica que ello no debería ser problemático tanto porque ya ha aprobado con anterioridad diversos regímenes de mecanismos de capacidad en otros países como porque la modificación del Reglamento del Mercado Interior de la Energía (Reglamento (UE) 2024/1747) eliminó el carácter temporal de los mecanismos de capacidad, configurándolos como un elemento estructural en el funcionamiento de los sistemas eléctricos en la UE.

5.4 Los sistemas eléctricos no peninsulares

Los sistemas eléctricos no peninsulares (SNP) continúan siendo altamente dependientes de hidrocarburos líquidos, algo que en la península se abandonó hace tiempo. De hecho, el 75% de la capacidad instalada de generación eléctrica en los SNP es de motores diésel, turbinas de gas y vapor, ciclos combinados y carbón, que generan el 80% de la generación total. Sin embargo, como se muestra en el Cuadro 4, hay evidentes diferencias entre los distintos sistemas no peninsulares, que atienden al muy distinto tamaño y a la posibilidad de interconexión con la península.

Cuadro 4. Capacidad instalada y generación en los sistemas eléctricos no peninsulares, 2024

	Capacidad instalada (%)					Generación (%)				
	Can	Bal	Ceu	Mel	SNP	Can	Bal	Ceu	Mel	SNP
Motores diésel	14,5	6,2	85,4	82,4	13,3	21,1	5,8	99,7	94,2	18,3
Turbina de gas y de vapor	29,9	27,0	14,6	14,8	28,3	16,1	9,2	0,3	0,1	13,4
Ciclo combinado	25,8	36,8	0,0	0,0	29,3	42,0	65,0	0,0	0,0	48,3
Carbón	0,0	10,8	0,0	0,0	4,2	0,0	1,3	0,0	0,0	0,4
Eólica	19,3	0,2	0,0	0,0	11,3	15,8	0,0	0,0	0,0	10,2
Solar fotovoltaica	8,8	15,1	0,0	0,1	10,9	4,5	11,3	0,0	0,0	6,6
Resto	1,8	4,0	0,0	2,8	2,6	0,4	7,4	0,0	5,6	2,7
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: REE y elaboración propia.

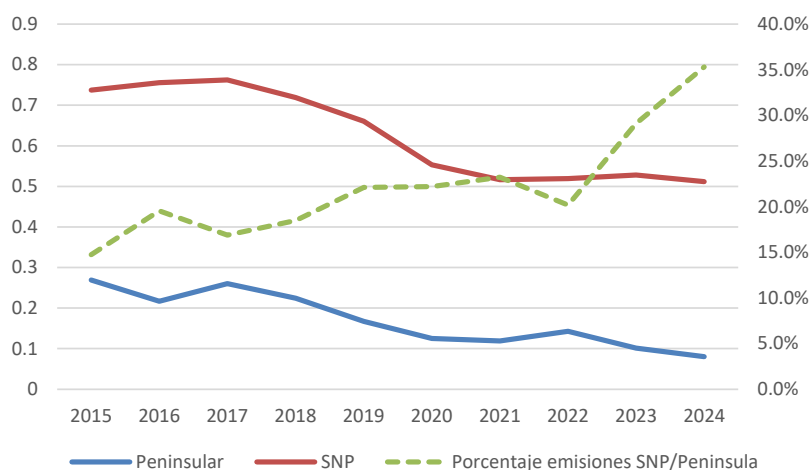
En Canarias, cuya generación representa el 65% del total de los SNP, es evidente que la única solución pasa por un mayor despliegue de capacidad de generación renovable, incluida la eólica offshore, cierto aumento (siempre que esté justificado en un análisis coste beneficio) de la interconexión entre islas y un crecimiento de la capacidad de almacenamiento, bien sea por bombeo cuando es posible o bien por baterías. Las soluciones por implementar tienen la ventaja de ir sustituyendo progresivamente a una generación térmica vinculada a hidrocarburos líquidos que, además de elevadas emisiones, tiene costes operativos muy altos. Sin embargo, esa sustitución progresiva se enfrenta con las urgencias del mantenimiento de la seguridad de suministro a corto plazo, lo que ilustra las dificultades y costes de la transición. En concreto, la capacidad térmica instalada, ya obsoleta en buena medida, no garantiza el respaldo del sistema eléctrico, lo que ha obligado a poner en marcha un procedimiento de concurrencia competitiva para nueva capacidad térmica en

varias islas y, en tanto este no se produzca, a la instalación de grupos de emergencia, con sus correspondientes costes (Orden TED/433/2024).

En Baleares la situación es bien distinta al disponer de conexión a las redes de electricidad y de gas peninsulares, lo que elimina parcialmente su carácter aislado y hace que el dato de generación que se recoge en el Cuadro 4 no refleje plenamente el mix desde el punto de vista de la demanda eléctrica. En particular, en 2024 se transportaron 1.580 GWh de electricidad desde la península a Baleares y la generación en las islas fue de 4.483 GWh. La cuota de la generación descarbonizada (renovables y nuclear) en la península en 2024 fue del 80,0%, por lo que trasladando esa cuota a la energía importada desde la península el peso de la energía eléctrica sin emisiones en el consumo pasaría del 14,6% al 31,6%.

Por último, los sistemas de Ceuta y Melilla, de muy pequeño tamaño, dependen prácticamente en su totalidad de motores diésel, si bien la conexión submarina con Ceuta, en estado de construcción muy avanzado, permitirá abastecer de modo habitual a la ciudad autónoma con el mix energético peninsular.

Gráfico 13. Intensidad de emisiones (tCO₂/MWh) en el sector eléctrico, y peso relativo de las emisiones en los SNP en relación con el sistema peninsular



Fuente: REE y elaboración propia

Como resultado del parque de generación existente en los SNP, estos son sistemas mucho más intensos en sus emisiones que el sistema eléctrico peninsular. De hecho, como puede apreciarse en el Gráfico 13, las emisiones por MWh generado son cinco veces mayores en los SNP que en el sistema peninsular. Como consecuencia, las emisiones de los SNP representan ya una parte importante de las emisiones del sistema eléctrico español: casi un 35% de las emisiones totales en 2024, frente al 16% que representaban una década antes. El hecho de que representen ya más de una tercera parte del total es especialmente significativo si se tiene en cuenta que, en su conjunto, solo representan algo más de un 5% de la generación total nacional. Por lo tanto, la reducción de emisiones del conjunto del país requiere atender de modo especial las particularidades de los SNP, cuya transición es más compleja y cara que la del sistema peninsular. A ese respecto, la evolución mostrada en los años más recientes (línea roja del Gráfico 13) no es satisfactoria.

6. Hidrógeno y biogases

6.1 Hidrógeno

Objetivos y efectos sobre el sector eléctrico

La versión revisada del PNIEC ha hecho una apuesta muy fuerte por el despliegue de la generación y el uso del hidrógeno basado en la generación eléctrica renovable, el llamado hidrógeno verde o renovable. Este se constituye como una vía para desplazar los usos actuales del hidrógeno gris, basado en el reformado del gas natural, y una parte del consumo de hidrocarburos fósiles en la industria y el transporte, además de su posible exportación para atender la demanda exterior³². Por lo tanto, en una primera etapa el hidrógeno verde irá destinado a la sustitución del hidrógeno gris en la industria petroquímica y de fertilizantes, ya que se trata de una demanda que ya existe. Es frecuente escuchar también sobre el papel que el hidrógeno verde puede jugar como almacenamiento de largo plazo para mejorar la gestionabilidad de la generación eléctrica. Sin embargo, hay otras soluciones de almacenamiento mucho más eficientes y no hay nada que indique que el hidrógeno tendrá ese uso ya que hay enormes pérdidas de energía en la generación de hidrógeno desde la electricidad y, de nuevo, su uso térmico para la generación de electricidad³³.

El PNIEC actual plantea como escenario objetivo la instalación de 12 GW de electrolizadores en 2030. Se trata de nueva instalación que está por realizar en su integridad, ya que en enero de 2025 había operativos tan solo 0,035 GW (Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno, 2025) Ese objetivo está muy por encima del fijado en la versión inicial del PNIEC y en otros documentos (como la Hoja de Ruta del Hidrógeno), que lo situaban en 4 GW. Esos 12 GW podrían producir en el entorno de 1,2 millones de toneladas (Mt) de hidrógeno anuales. De la magnitud de esta cifra da cuenta que el reciente informe sobre el hidrógeno de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2024) indica que, si se materializasen los proyectos anunciados y en avanzado estado de aprobación, podrían producirse 4 Mt/año en todo el mundo a finales de esta década.

A su vez, el objetivo español fijado en el PNIEC aprobado en 2024 se relaciona estrechamente con el aumento de la ambición europea en el ámbito del hidrógeno, plasmada en el programa RePowerEU presentado por la Comisión Europea en 2022 y donde se estableció como objetivo la instalación de 40 GW de electrolizadores en 2030 y la producción de 10 millones de toneladas (Mt) de hidrógeno renovable para ese año, a las que se añadirían otros 10 Mt importadas. Debe tenerse presente que el programa RePowerEU se diseñó en el contexto de la urgencia por compensar la reducción del gas natural procedente de Rusia, con objetivos sobre despliegue de hidrógeno carentes de cualquier dosis de realismo. En ese sentido se pronunció también el Tribunal de Cuentas Europeo (TCE, 2024).

Adicionalmente al objetivo de potencia eléctrica asociada a los electrolizadores (12 GW), el PNIEC traslada otros objetivos en relación con el hidrógeno. En particular, establece que la contribución de los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO³⁴) utilizados como energía final y para fines no energéticos representen al menos el 74 % del hidrógeno utilizado como energía final y para fines no energéticos en la

³² Una demanda exterior que se satisfaría mediante su transformación en amoníaco verde y posterior transporte por barco, o mediante una conexión internacional. La nueva medida 4.12 del PNIEC cita brevemente el proyecto de un corredor ibérico de hidrógeno y de interconexión con Francia y Portugal (H2Med).

³³ Cuestión distinta es el uso de la producción de hidrógeno como un componente de la demanda eléctrica que puede contribuir a la gestión de la red, de modo similar a otros componentes de la demanda eléctrica, sobre todo la industrial.

³⁴ Los RFNBO incluyen al hidrógeno renovable, los combustibles sintéticos a base de hidrógeno y los portadores de hidrógeno como el metanol o el amoníaco. El origen del hidrógeno debe ser la electrólisis con electricidad renovable y debe reducir las emisiones en al menos un 70% con respecto a un *benchmark* basado en hidrocarburo fósil.

industria en 2030. Se trata de un objetivo tremendamente ambicioso, que supera en 32 puntos porcentuales al fijado para la UE en la reciente revisión de la Directiva de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (Directiva (UE) 2023/2413), y del que se parte de un 0% en la actualidad. También el PNIEC plantea un objetivo de incorporación de energías renovables en el sector de transporte (23,5% del consumo) que se puede cubrir, al menos en parte, con RFNBO. En el mismo sentido, hay planteados objetivos de ir incorporando estos combustibles renovables en la aviación y el transporte marítimo a partir de 2025, siguiendo en ambos casos la reglamentación europea (ReFuel Aviation y FuelEU Maritime, respectivamente). Como se ha señalado, no es posible señalar nada sobre el desarrollo en el cumplimiento de todos estos objetivos porque, aunque el PNIEC es un plan que tiene un decenio como ventana temporal, en realidad todo lo relativo al hidrógeno son objetivos a desarrollar en el quinquenio 2025-2030.

Cuadro 5. Generación y demanda de electricidad en 2024 y escenario 2030 del PNIEC (TWh)

	2024	2030	Crecimiento 2024-2030
Generación bruta de electricidad + consumos en generación + saldo almacenamiento	259,0	384,9	+49%
Exportación neta (-)	-10,2	-27,2	+167%
Demanda (medida en barras de central)	248,8	357,7	+44%
Consumos en sector transformación de la energía ¹	-8,0	-55,8	+597%
Pérdidas en transporte y distribución ¹	-25,6	-28,1	+10%
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	215,2	273,8	+27%

Nota: Datos estimados para 2024 a partir de datos de años anteriores.

Fuente: REE, PNIEC y elaboración propia.

Una consecuencia adicional del más que ambicioso objetivo en hidrógeno verde es que este explica buena parte del incremento en la generación eléctrica esperada en el PNIEC para el resto de esta década. Para ilustrarlo, el Cuadro 5 compara la generación y demanda eléctrica doméstica con datos de cierre de 2024 y el escenario a 2030 del PNIEC. Como puede observarse, la demanda medida en el punto de salida de la generación eléctrica, detrayendo el saldo de intercambios con el exterior, crecería un 44% entre ambos años. Una parte sustancial de ese crecimiento en esos años provendría del sector de transformación de la energía, que hasta ahora se ha circunscrito básicamente a la demanda en las plantas de refino y supone un consumo anual del entorno de 8 TWh. Sin embargo, la previsión que hace el PNIEC es que la introducción del hidrógeno sextuple ese consumo, llevando a un aumento de su peso en la demanda eléctrica desde el 3,2% actual hasta el 15,6%. Como también puede observarse, la demanda eléctrica de los sectores no energéticos (hogares e industrias) también aumenta, pero a un ritmo muy inferior (27%).

Por tanto, el escenario objetivo del PNIEC asume que una parte relevante del aumento de la demanda eléctrica, que a su vez justifica una parte del aumento de la capacidad instalada de generación renovable, provendrá de la demanda de electrólisis para la producción de hidrógeno verde. Hay que recordar que la regulación europea trata de evitar que la construcción de nuevas plantas de generación de hidrógeno actúe “absorbiendo” la nueva capacidad renovable que es necesaria para descarbonizar la demanda eléctrica actual. Por lo tanto, los 12 GW de capacidad de electrolización previstos en el PNIEC requieren de capacidad “adicional” de generación eléctrica renovable. Sin embargo, si la demanda de hidrógeno no se sustancia la entrada de nueva generación renovable se enfrentaría con mayores vertidos de generación renovable y menores precios, que serán anticipados por los operadores frenando la entrada de nuevas plantas de generación. ¿De qué capacidad estaríamos hablando? Podemos calcular que 12 GW de electrolizadores producirán aproximadamente 1,2 Mt de hidrógeno. Esas 1,2 Mt, que son más del doble del consumo actual de

hidrógeno gris en España, requerirían en torno a 50 TWh de electricidad. Al mismo tiempo, el PNIEC calcula que los 138 GW instalados de generación eólica (terrestre y marina) y fotovoltaica (sin autoconsumo) en 2030 generarán 268 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 hay diversas incertidumbres asociadas a este tipo de ejercicios, como la posibilidad de utilizar distintos parámetros sobre las tecnologías de los electrolizadores, sus eficiencias y sus horas de uso, entre otros. De hecho, sería conveniente que el PNIEC fuese más transparente sobre cuáles son los supuestos tecnológicos específicos que se utilizan en este ámbito para la simulación del escenario a 2030³⁵.

El despliegue del hidrógeno verde también está afectado por el marco regulatorio. En 2024 se cerró el paquete de normas europeas (el llamado “paquete del gas”) que definirán sus condiciones de producción y transporte a futuro, pero una parte de ellas debe aún transponerse a las normas nacionales³⁶. En concreto, en el caso de España, se requieren modificaciones sustanciales de la Ley del Sector de Hidrocarburos (Ley 34/1998) para incluir las condiciones de acceso regulado a las redes, detallar las normas a aplicar en las redes geográficamente confinadas, avanzar en la planificación conjunta con el gas o regular las condiciones de mezcla entre el gas natural y el hidrógeno (*blending*), entre otras cuestiones. En este contexto, es paradójico que la CNMC haya tenido ya que resolver diversos conflictos de conexión a la red de transporte de gas natural para inyectar hidrógeno con líneas directas. En esas resoluciones la CNMC ha advertido que la capacidad solicitada en un solo conflicto de acceso ya excede del potencial máximo de mezcla en todo el sistema gasista español. De hecho, hay más de 250 solicitudes de inyección de hidrógeno verde a la red de gas natural, en espera de la regulación del acceso.

El coste del hidrógeno verde en 2025 y el apoyo a los proyectos de generación

El coste de producción del hidrógeno renovable conduce a un producto que es sustancialmente más caro que el hidrógeno gris o el gas natural. Ese coste de producción depende de los costes fijos, asociados fundamentalmente con el coste del electrolizador, y de los costes variables, asociados principalmente con el coste de la electricidad consumida. En enero de 2025 el operador del mercado ibérico del gas (MIBGAS) ha comenzado a publicar un índice ibérico del precio del hidrógeno renovable (IBHYX)³⁷, como primer paso para

³⁵ En el cálculo del Operador del Sistema (Anexo D del PNIEC) solo se indica que “Se modelan 11.980 MW de electrolizadores en 2030, cuyo consumo cumple con los criterios de adicionalidad regidos por el primer Acto Delegado del Hidrógeno (UE 2023/1184) por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definen normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico”.

³⁶ Reglamento (UE) 2024/1789 y Directiva (UE) 2024/1788 para el gas renovable, gas natural e hidrogeno. Desde el tercer paquete de energía (2009) no había habido prácticamente ninguna reforma en gas. Tan solo diversos Reglamentos de emergencia en 2022 (almacenamiento, price cap, solidaridad, ...).

³⁷ La metodología del precio del IBHYX se dirige a calcular el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable de acuerdo con los criterios establecidos en los actos delegados para la obtención de RFNBO. Por lo tanto, aproxima los costes de producción y, en ese sentido, aproxima una señal de precios mínimos por el lado de la oferta para obtener una determinada rentabilidad esperada. Se asume un electrolizador “medio”, con un tamaño de 50 MW que pondera a partes iguales las dos tecnologías que actualmente se utilizan en esta actividad (la alcalina y la de intercambio de protones), una vida útil de 25 años y un funcionamiento de 4.500 horas/año a plena carga. Se utiliza energía procedente de un parque híbrido (eólico y fotovoltaico) dedicado, más un porcentaje (22,2%) de consumo de la red. Se asume también una eficiencia inicial (55,5 kWh de electricidad por kg de hidrógeno producido), que se va degradando con el tiempo. Además, el modelo utilizado es más complejo que el habitual cálculo sobre el coste nivelado generación asociado a distintas tecnologías que realizan diversas instituciones y empresas (por ejemplo, IRENA, NREL, DNV, Lazard,..) porque integra diversas variables financieras y de otro tipo (por ejemplo, degradación de equipos, reposiciones,..) al estilo de un Project Finance.

otorgar transparencia en un futuro proceso de construcción de un mercado de hidrógeno³⁸. El resultado es que en la actualidad (marzo 2025) el precio en España se situaría en 5,9 €/Kg (148 €/MWh). Como referencia, ese precio es aproximadamente el triple del precio del hidrógeno gris, que habitualmente se sitúa en una banda de 1,5-2,5 €/Kg, dependiendo del precio del gas natural.

Dada la falta de competitividad del hidrógeno renovable, su despegue actual se basa en la obtención de subvenciones procedentes del PRTR (PERTE ERHA), de los Proyectos de Interés Común Europeo (IPCEI Hy2Tech, IPCEI Hy2Use³⁹ y IPCEI Hy2Move), del Fondo de Innovación o del Banco Europeo del Hidrógeno⁴⁰. En estos momentos hay 1,9 GW de capacidad de electrolizadores que han recibido subvención en España. A ellos se unirían otros 0,9 GW en proyectos españoles adjudicados en la segunda europea del Banco del Hidrógeno (mayo de 2025), que deberán formalizarse en próximos meses. Sin embargo, hay más de 20 GW en proyectos anunciados o en fases muy iniciales de estudio⁴¹, incluyendo también proyectos para producir amoníaco y metanol verde. Cuántos de esos proyectos anunciados saldrán adelante en los próximos años es una gran incógnita sobre la que aún se tiene poca visibilidad. Esta tendencia a anunciar un número muy elevado de proyectos, que en su mayoría no fructificarán, no es un caso peculiar de España. De hecho, la IEA indica que solo un 4% de los proyectos que han sido anunciados en todo el mundo están en construcción o han alcanzado una fase final de decisión de inversión (IEA, 2024).

Una clave para evaluar la factibilidad de los proyectos es conocer si disponen de un demandante del producto (*off-taker*). De ahí que los proyectos que tienen más probabilidad de desplegarse en un plazo corto de tiempo son los que suponen el desplazamiento del hidrógeno gris que ya se produce por el hidrógeno verde. Ese es el caso, particularmente, de los proyectos existentes en el sector del refino que es, junto a la industria de fertilizantes, el mayor demandante actual de hidrógeno gris. En España hay actualmente ocho refinerías en operación y ya se han anunciado proyectos de instalación de electrolizadoras en algunas de ellas.

En suma, más allá de las exageradas expectativas creadas en relación con el hidrógeno verde, lo razonable es esperar que en este próximo quinquenio se desarrollen los primeros proyectos de generación en España. Es seguro que en 2030 habrá una enorme distancia entre la potencia de electrolización de esas instalaciones y el inalcanzable objetivo del PNIEC (los 12 GW ya citados). Esa distancia que va a depender de las transformaciones en algunas industrias clave en lo que queda de decenio (acero, productos cerámicos,...) y su uso en medios de transporte pesados, pero es muy difícil pensar que esas transformaciones, que implican costes de cambio muy elevados, puedan ser significativas en los próximos años. Lo razonable es pensar que habrá que esperar a la próxima década para comenzar a verlas de un modo más relevante, impulsadas tanto por avances tecnológicos como por la esperada subida del precio de los derechos de emisión de CO₂ y, sobre todo, de la finalización de la asignación gratuita de derechos a una parte significativa de sectores industriales. También es razonable que en este próximo quinquenio comencemos a ver las primeras exportaciones de hidrógeno en forma de amoníaco o metanol. De hecho, ya se han firmado algunos acuerdos comerciales ligados al desarrollo de nuevas plantas para su generación.

¿Una red para el hidrógeno en España?

Un elemento discutido en el desarrollo del hidrógeno se refiere a la construcción de una red troncal para su transporte. En el caso español parece descartada la reconversión de la red de gas natural, tanto porque este

³⁸ También la Comisión Europea ha lanzado en 2025 una plataforma (llamada “mecanismo de hidrógeno”) para facilitar la interacción entre oferentes y demandantes de hidrógeno.

³⁹ El RD 663/2024 asignó 794 millones a siete proyectos españoles en el marco del IPCEI Hy2Use.

⁴⁰ También se ha anunciado el uso de Fondos Feder.

⁴¹ Puede verse un mapa de los proyectos en curso aquí: <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-de-proyectos-en-espana/>

producto se va a seguir usando por largo tiempo como porque exigiría grandes inversiones para su adaptación. Por otro lado, la posibilidad de mezcla del hidrógeno en la red actual de gas natural se limita a un porcentaje muy pequeño (menos del 5% del producto final), por razones de operativa de la red y para que la mezcla sea compatible con los equipamientos de los usuarios finales. Lo que está en discusión es, por lo tanto, la posibilidad de que haya una nueva red de transporte de hidrógeno, pues el despliegue de una red capilar de distribución implicaría unos costes inasumibles por los posibles usuarios finales, concretamente por los usuarios conectados a las menores presiones (hogares fundamentalmente), que son sobre quienes recae realmente el coste de las redes de transporte y distribución de gas natural (y eléctrica). Además, recuérdese que la fuente del hidrógeno verde es la electricidad (y el agua, obviamente), y su eficiencia en relación con el uso directo de la electricidad es muy baja⁴². Por lo tanto, todo aquello que pueda ser electrificable, incluidos los usos residenciales, usará esa solución y el hueco del hidrógeno está justamente en los usos no electrificables.

Actualmente se encuentra en fase de estudio un posible despliegue de una red troncal de hidrógeno, para lo que se ha recibido financiación procedente de un proyecto de interés común europeo (IPCEI). Eso incluye, también, el estudio de las posibilidades de almacenamiento subterráneo de hidrógeno y de una interconexión con Francia (H2Med). El PNIEC se limita a describirlo como una medida más e indica que tiene previsto entrar en funcionamiento en 2030, pero no es creíble ningún escenario de disponibilidad de una red de transporte de hidrógeno en el transcurso de, al menos, la próxima década. De hecho, como ha puesto de manifiesto la asociación de gestores europeos⁴³, European Hydrogen Backbone, hay un problema básico sobre cómo recuperar los costes de inversión en una nueva red en un contexto donde durante muchos años los volúmenes de demanda serán muy reducidos y no podrán soportar la transmisión de los costes de despliegue. En ese sentido, una cuestión central en el debate sobre una posible construcción de una red de hidrógeno sería cómo definir un mecanismo de asignación temporal de los costes que permitiese trasladar los costes iniciales del despliegue a posibles consumidores futuros.

Además, ese debate debe confrontar un modelo de transporte a larga distancia del hidrógeno con un modelo basado en su producción y uso local. Esto último no requiere construir redes de transporte y seguramente permite gestionar de un modo más creíble el complejo asunto del almacenamiento subterráneo del hidrógeno. Debe recordarse que el almacenamiento subterráneo del hidrógeno es inherente en un modelo de producción y transporte de hidrógeno renovable y se enfrenta con complicaciones técnicas y, previsiblemente, con oposición social. En definitiva, esta discusión podrá ir avanzando en los próximos años, pero no será hasta bien entrada la próxima década cuando habrá una visibilidad mínima sobre el modelo de abastecimiento a desarrollar.

6.2 Biogases

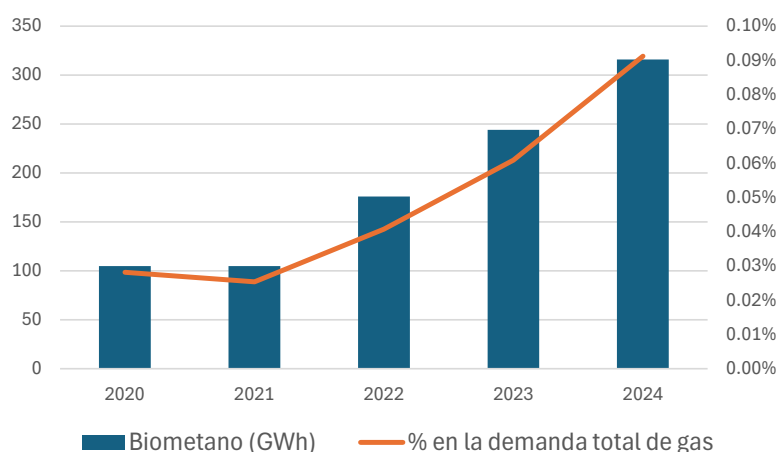
El biogás se obtiene fundamentalmente de los lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales, de la fracción orgánica de los residuos urbanos y de los residuos agrícolas y ganaderos. La previsión de producción de biogás en el PNIEC supone duplicar lo cuantificado en la Hoja de Ruta del Biogás (publicada en 2022) y establece un objetivo de 20 TWh en 2030. Debe señalarse que la única información estadística actualizada

⁴² Por ejemplo, como se señala en Climate Change Committee (2018), la energía térmica finalmente obtenida en un proceso de combustión de hidrógeno verde es del 60% de la energía inicial, frente a más del 250% obtenida mediante el uso de bombas de calor eléctrica.

⁴³ Enagás, en su función de gestor técnico de la red del sistema gasista, ha sido designado como gestor provisional de la red de transporte de hidrógeno.

sobre la producción de biogás en España proviene del Balance Energético. Sin embargo, hay que interpretarla con cautela porque hasta ahora gran parte del biogás se autoconsume en las mismas instalaciones donde se genera para la obtención de electricidad, habitualmente en modo de cogeneración de electricidad y calor. Con los datos del Balance, la producción de biogás en España en 2020 era de 323 ktep, lo que equivale a 3,7 TWh, tan solo incrementándose muy lentamente a partir de entonces en 2021 (326 ktep), 2022 (333 ktep) y 2023 (342 ktep).

Gráfico 14. Biometano y porcentaje en relación con la demanda de gas natural



Fuente: Enagas (GTS) y elaboración propia.

El biogás puede pasar por un proceso de *upgrading* para la producción de biometano, que posibilita su inyección en la red de gas natural⁴⁴. En el PNIEC no se ha establecido un objetivo específico para el biometano. En este caso sí se dispone de buena visibilidad estadística ya que el Gestor Técnico del Sistema informa sobre cuál es la cantidad de biometano inyectada en la red de gas, tanto de transporte como de distribución. El Gráfico 14 muestra su evolución en el periodo 2020-2024, que ha sido claramente creciente, alcanzando 316 GWh (esto es, 0,316 TWh) en el último año. Sin embargo, su peso en relación con la demanda de gas natural sigue siendo insignificante, pues no alcanza el 0,1% en este último año. Debe señalarse que la situación tradicional durante muchos años ha sido la existencia de una sola instalación (en Madrid) generando e inyectando biometano en la red de gas natural, pero esa situación está cambiando rápidamente. Los datos más recientes, de comienzos de 2025, indican que hay 11 instalaciones de generación de biometano inyectando en la red de gas. En ese sentido, se observa una importante actividad en el desarrollo de proyectos de nuevas plantas de biogás/biometano, aunque dada la falta de estadísticas adecuadas no es posible hacer un seguimiento sobre el cumplimiento del objetivo comprometido en el PNIEC. Como en otros casos, parte del despliegue de nuevas instalaciones está apoyado por el PRTR. En concreto, se han concedido subvenciones para el desarrollo de 81 nuevas instalaciones, por un total de 76 M€.

Por lo tanto, el objetivo marcado para el biogás en 2030 (20 TWh) es tremendamente exigente. Asumiendo que todas las plantas que han recibido subvención entrarán en funcionamiento en los próximos años, e incluso

⁴⁴ Como ocurre en los combustibles “bio”, solo hay un efecto sobre la reducción de emisiones cuando se computa la fase de vida completa del producto energético. Básicamente, cuando se tiene en cuenta la captura previa del carbono por parte de los productos biológicos (por ejemplo, residuos forestales o residuos urbanos) en los que se basa ese combustible y el hecho de que la degradación natural de esos productos generaría, de cualquier modo, emisiones de gases de efecto invernadero.

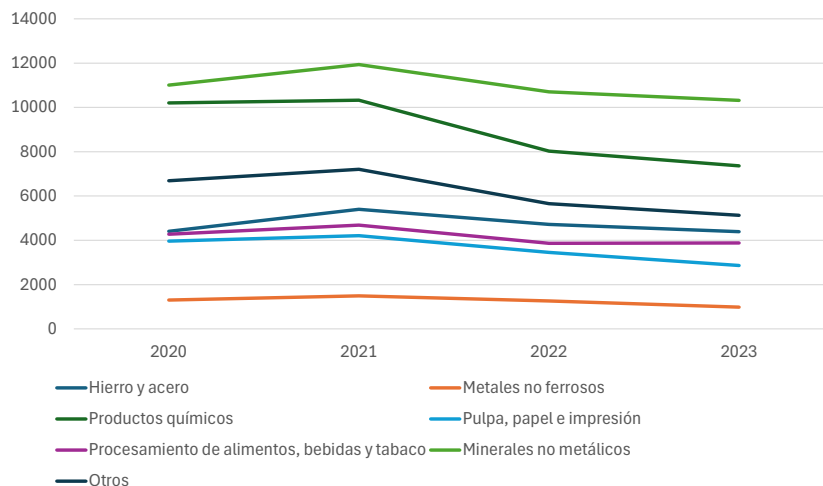
añadiendo cierta capacidad adicional, parece muy difícil poder alcanzarlo. Probablemente una producción del entorno de 10 TWh en biogás, que integraría 2-3 TWh de biometano, parece un objetivo optimista pero mucho más plausible. Como se ha indicado, no se trataría de un logro menor, ya que quintuplicaría la producción de biogás del comienzo de esta década.

7. El avance de la descarbonización en los usos finales de la energía

7.1 La industria

La descarbonización de la industria atañe a la reducción de emisiones vinculadas a dos tipos de actividades. En primer lugar, al consumo de hidrocarburos que las industrias realizan en sus procesos productivos. Un ejemplo típico es el uso de gas natural para la generación de calor, imprescindible en un amplísimo número de actividades industriales. Un aspecto clave en este sentido es la temperatura requerida, ya que esta delimita las posibilidades de transitar a soluciones electrificadas. De modo general, aquellos procesos que requieren temperaturas por debajo de 200º no tienen problemas técnicos para obtener ese calor a través de bombas de calor (véase explicación sobre las bombas de calor en el Anexo 5). Sin embargo, aunque hay avances para el uso de bombas en la provisión de calor a temperaturas superiores (en el rango 200-500 Cº) lo cierto es que las soluciones tecnológicas electrificadas no están aún a la vista. La EHPA estima que la utilización de bombas de calor con la tecnología actual podría ofertar un 37% de las necesidades de calor de la industria europea. Adicionalmente, el uso de hornos eléctricos es también una solución creciente para la obtención de calor en distintas fases de los procesos productivos en muchas industrias. Como en otros casos, un factor clave en su adopción es la comparativa de costes entre el precio de la electricidad y el del gas natural, integrando también en este último caso los costes de emisión.

Gráfico 15. Emisiones por combustión en manufacturas y construcción (miles de toneladas de CO₂eq)



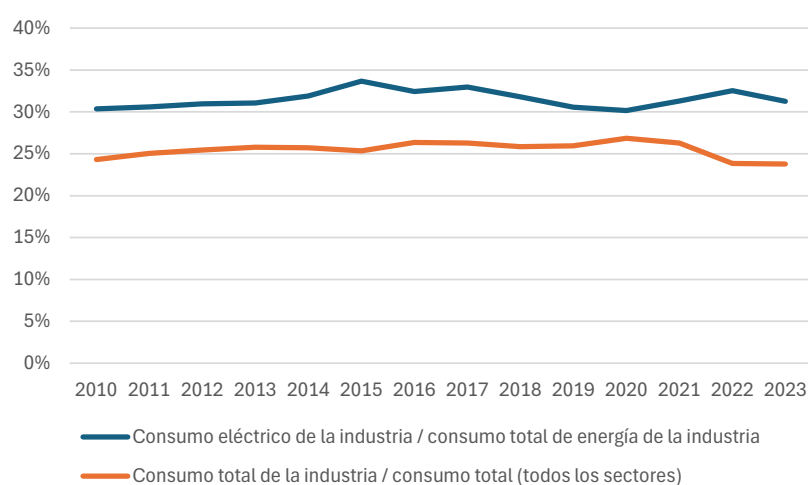
Fuente: Inventario de emisiones y elaboración propia.

El PNIEC plantea como escenario objetivo que las emisiones por combustión en la industria pasen de 41.848 miles de tCO₂eq en 2020 (con el dato del inventario actualizado en 2024) hasta 28.197 miles de tCO₂eq en 2030. Esto es, una reducción de las emisiones del 32,6% a lo largo de la década. Desde 2020 hasta 2023 las emisiones se han reducido un 16,6%, lo que indica que se evoluciona adecuadamente para el cumplimiento del objetivo del PNIEC. El PNIEC no establece objetivos por sectores industriales, pero el Gráfico 15 muestra

que la principal industria que ha contribuido a esa reducción en los últimos años ha sido la industria química, que por sí sola contabiliza un 40% de la reducción de emisión en los procesos de combustión industrial.

Un instrumento básico en la reducción de emisiones del sector industrial es el avance en su electrificación, lo que permite desplazar consumos de combustibles fósiles. A ese respecto, el PNIEC insiste en la necesidad de avanzar en la electrificación, aunque no establece ningún objetivo cuantificable. El Gráfico 16 pone de manifiesto que ese avance de la electrificación en el sector industrial (línea azul) no se observa hasta ahora, con un peso relativo de la electricidad en el consumo final en el entorno del 31%. Al mismo tiempo, el sector industrial mantiene su peso en el consumo final de energía (línea naranja) en una proporción cercana al 25%, por lo que cabe concluir que el sector industrial no está aportando de momento nada significativo al avance de la electrificación en los consumos finales de energía.

Gráfico 16. Electrificación de la industria y peso relativo en el consumo de energía (en porcentajes)



Fuente: Balance Energético y elaboración propia.

En cualquier caso, dadas las limitaciones tecnológicas y de costes para la electrificación de muchas actividades industriales, es indudable que en estas hay un claro hueco para la utilización de dos sustitutos del gas natural: el biometano y el hidrógeno renovable, ambos tratados en el apartado anterior desde la perspectiva de su generación. Por un lado, la ventaja del biometano es que se trata de un sustituto perfecto en relación con el gas natural, que no requiere inversiones por parte del consumidor final (sí, obviamente, en su fase de generación). En realidad, el producto está mezclado con el gas natural y ya desde 2023 está en funcionamiento un sistema de garantías de origen, similar al utilizado desde hace más de una década en el ámbito de la generación eléctrica renovable⁴⁵. Por otro lado, la solución basada en el desplazamiento de consumos energéticos hacia el hidrógeno es, sin duda, óptima desde el punto de vista de las emisiones pero, incluso asumiendo su disponibilidad futura, su uso se enfrenta con tres limitaciones: limitaciones tecnológicas para su uso y rendimiento en los procesos productivos, costes de adaptación de las plantas existentes a este tipo de combustible y costes del combustible en relación con el gas natural al que sustituiría.

En segundo lugar, como se señaló en el apartado 2 de este trabajo, muchos procesos industriales generan emisiones de CO₂ de forma intrínseca. Esto ocurre, por ejemplo, en las industrias de fabricación de cemento o en la industria cerámica. La reducción de estas emisiones es mucho más compleja que la asociada a los procesos de combustión ya que requieren cambios sustanciales en las tecnologías y procesos de producción

⁴⁵ Véase <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/informacion-general/garantias-origen/>

y/o la aplicación de procesos de captura, almacenamiento y (en el mejor de los casos) utilización posterior de las emisiones (CCUS por sus siglas en inglés). La información más reciente sugiere que los costes de captura del CO₂, si bien dependen crucialmente de la tecnología utilizada, no se sitúan en el mejor de los casos por debajo de 200 €/tCO₂. Se trata de un coste muy alejado de los precios de los derechos de emisión de CO₂ (véase Anexo 3) al que habría que añadir los costes de almacenamiento y reutilización, si fuera el caso. Las soluciones tecnológicas para la captura y utilización dependen de las características de los procesos productivos y diversas industrias (cemento, papel, cerámica,...) están ya explorando posibles soluciones, pero llevará años que estas comiencen a ser aplicadas de forma sustancial. De hecho, los escenarios de descarbonización en la UE, y por tanto los recogidos en el PNIEC, no cuentan con las tecnologías CCUS para el año 2030. En contraste, la Ley sobre la industria de cero emisiones netas (Reglamento 2024/1735) define un objetivo para toda la UE de captura e inyección en almacenamientos de 50 millones de toneladas de CO₂ en 2030, que serían aproximadamente una quinta parte de las emisiones totales actuales de España. No hay indicación alguna de que se vaya a lograr ni una mínima parte de ese objetivo. Otra cuestión será el objetivo de emisiones netas nulas para 2050, que para lograrse sí requerirá considerar una parte de emisiones capturadas⁴⁶.

Cuadro 6. Emisiones en procesos y usos industriales por tipo de gas (en miles de toneladas de CO₂eq)

	2020	2023	Variación
CO ₂	16.773	15.313	-8,7%
CH ₄	129	115	-10,8%
N ₂ O	940	464	-50,6%
HFCs	3.429	3.739	9,1%
PFCs	30	0	-99,6%
Mezcla de HFCs y PFCs	1.374	64	-95,3
SF ₆	237	247	4,5%
Total	22.912	19.943	-13,0%
<i>Promemoria: Variación total 2020-2030 en PNIEC</i>			
	2020	2030	Variación
<i>Total</i>	22.911	21.574	-5,8%

Fuente: Inventario de emisiones y elaboración propia.

El Gráfico 2A, mostrado al comienzo de este trabajo, comparaba la evolución hasta 2023 de los dos tipos de emisiones industriales: de combustión y de procesos. Debido a las consideraciones realizadas con anterioridad, tiene sentido que los objetivos de descarbonización fijados por el PNIEC para la industria se hayan centrado en las emisiones de combustión y no en las de procesos. Sin embargo, es significativo que en el año 2023 ya se habría conseguido la reducción de emisiones de procesos y usos industriales que en el PNIEC se plantea como escenario objetivo a 2030. A falta de observar qué puede ir ocurriendo en los próximos años (incluido posibles revisiones de la serie), el desglose de datos que se muestra en el Cuadro 6 permite comprobar que ello es consecuencia tanto de una reducción en las emisiones de gases fluorados como de CO₂

⁴⁶ El Reglamento 2024/1735 plantea un objetivo de 550 millones de toneladas de capacidad de almacenamiento de CO₂ para el conjunto de la UE en 2050.

y NO₂. Adicionalmente, los datos del inventario muestran que el principal responsable de la reducción de emisiones de procesos entre 2020 y 2023 es la producción de cemento.

Por último, cabe señalar que el entorno regulatorio para una transformación de la industria que permita una reducción de sus emisiones está cambiando rápidamente como consecuencia de la necesidad de combinar ese proceso con el mantenimiento de la posición competitiva de las empresas. Ese asunto será tratado posteriormente en este trabajo, pero interesa señalar aquí que, hasta estos momentos, las ayudas públicas hacia la transición energética del sector industrial se están canalizando, fundamentalmente, a través del PERTE de descarbonización industrial, del PERTE del vehículo eléctrico y conectado y del PERTE de la industria alimentaria⁴⁷. Asimismo, las empresas acuden a distintas subvenciones integradas en el PERTE de energías renovables, hidrógeno y almacenamiento. El análisis del efecto real de esas ayudas sobre la reducción de emisiones de la industria excede del ámbito de este trabajo, pero sería muy conveniente que el IDAE, que es el organismo que gestiona esas ayudas, pusiese a disposición del público toda la información posible con el fin de poder efectuarlo.

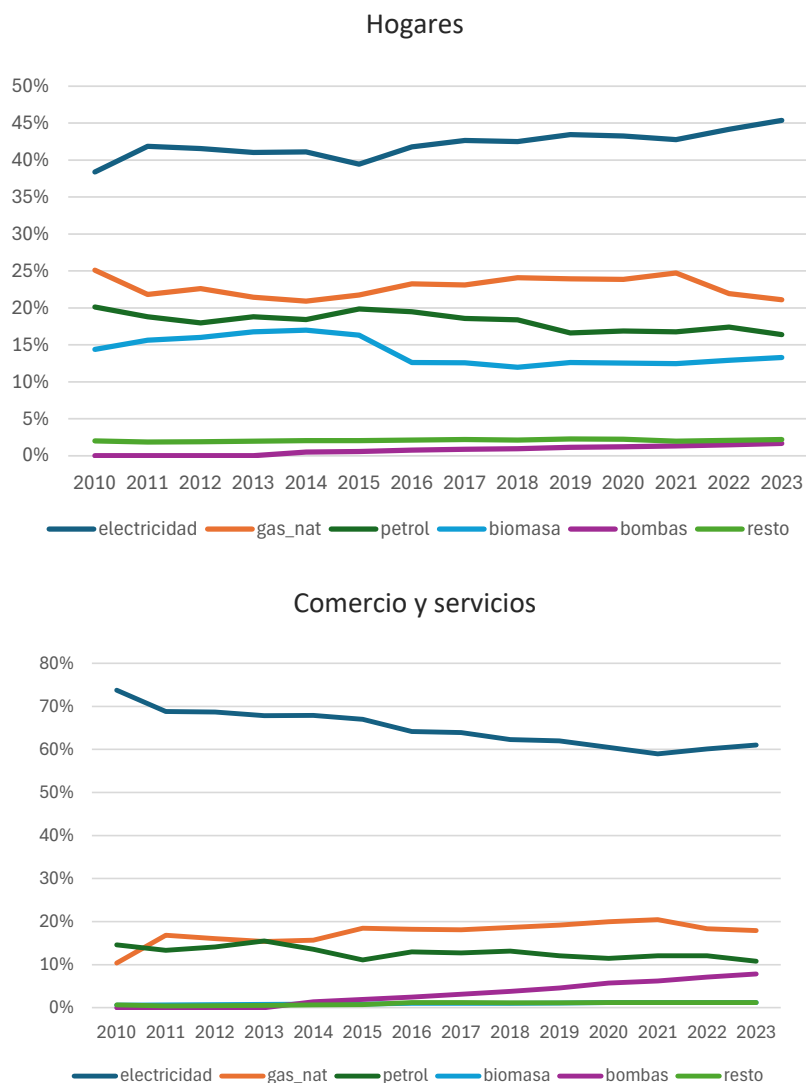
7.2 Los edificios

Los hogares y el sector de comercio y servicios (en el que se aglutinan también buena parte de las oficinas) representaron, respectivamente, el 17,9% y 13,2% del consumo final de energía en España en 2023. Las necesidades energéticas de estos dos sectores están determinadas por dos grandes tipos de consumos. Por un lado, por las necesidades de generación de calor para calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). Por otro lado, por el consumo eléctrico vinculado a electrodomésticos o equipamiento variado en hogares y oficinas (ordenadores, por ejemplo).

Como puede apreciarse en el Gráfico 17, estos dos sectores tienen un alto grado de electrificación: en 2023 un 45,4% y 61,0% del consumo energético de los hogares y comercio/servicios proviene de la electricidad, frente al 24,7% del conjunto de la economía. Con una perspectiva de largo plazo (últimos 15 años), en los hogares se detecta un lento aumento de la electrificación. Sin embargo, la tendencia en el sector de comercio/servicios ha sido la contraria debido a un aumento del peso relativo del gas natural, que pasa de valores situados en el entorno del 10% en el año 2010 al 20% en la actualidad. Ese aumento ha sido mayor que la caída del peso de los hidrocarburos líquidos en su balance de consumo final. Adicionalmente, la cuota de la biomasa y las bombas de calor en ambos sectores es muy distinta. En el sector de comercio/servicios el peso relativo del consumo ligado a las bombas de calor es creciente, suponiendo ya casi un 10% del consumo energético final; sin embargo, la biomasa es irrelevante. La situación contraria ocurre en los hogares, donde la biomasa aporta de modo bastante estable (con una ligera caída de nivel en 2015) en torno al 13% del consumo energético final, pero el peso de las bombas de calor, aunque creciente, es casi irrelevante.

⁴⁷ Véase Rodríguez (2023b) para un análisis de los PERTEs en el contexto de la transición energética.

Gráfico 17. Consumo final de energía en hogares y comercio/servicios 2010-2023: porcentajes respecto al consumo final



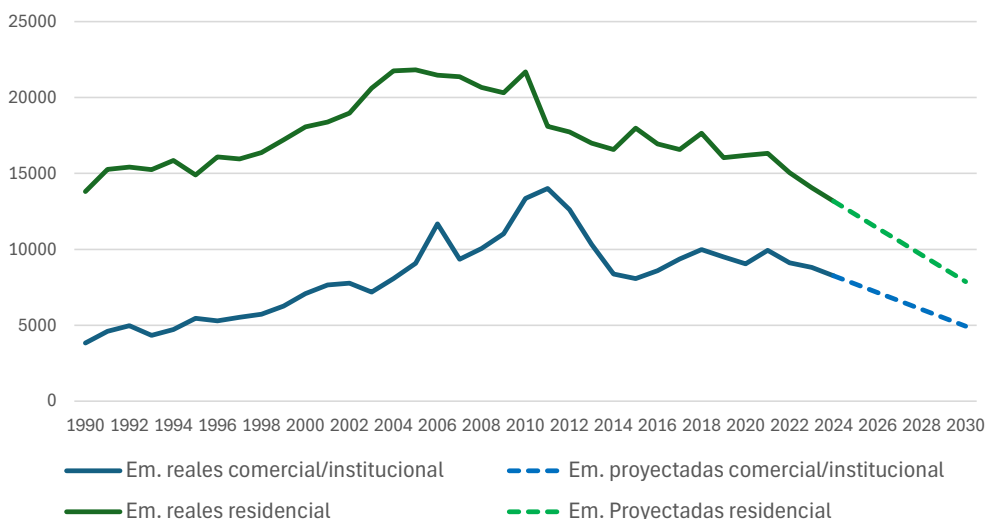
Fuente: Balance Energético (IDAE) y elaboración propia.

Dada que estos dos sectores tienen una participación muy importante en el consumo de energía total, situada en torno al 31%, y dado que una parte relevante de ese consumo se apoya en combustibles fósiles, la descarbonización del consumo vinculado a edificios (residencias, oficinas, locales comerciales, ...) tiene un importante protagonismo en la reducción de emisiones del PNIEC. El Gráfico 2B mostró la evolución de las emisiones reales en los sectores comercial/institucional y residencial, así como la proyección estimada para el cumplimiento del objetivo de emisiones a 2030 del PNIEC, que implica una reducción del 44,0% entre el año 2020 y el año 2030. Hasta el año 2023 esa reducción ha sido del 9,4%. Aunque alejada de la reducción requerida en el PNIEC, el aspecto positivo a considerar es que se ha roto la tendencia del quinquenio anterior, ya que entre 2014 y 2020 las emisiones de estos dos sectores no se redujeron.

El PNIEC no desagrega el objetivo de emisiones entre el sector residencial y el comercial/institucional, aunque los datos del inventario sí lo permiten. El Gráfico 18 muestra esa desagregación, así como la tendencia lineal que permitiría alcanzar una reducción de emisiones del 44% en ambos casos. A la vista de la trayectoria seguida tras la crisis financiera, el esfuerzo de reducción resulta algo mayor en el caso del sector comercial/institucional, que básicamente son locales comerciales y oficinas, que en el caso del sector del

sector residencial, referido a viviendas. La razón es que el primero (línea azul) no ha mostrado hasta la fecha una clara inflexión en su nivel de emisiones, mientras que las viviendas sí registran en 2023 niveles de emisiones claramente inferiores a los del pasado, en una tendencia de largo plazo decreciente.

Gráfico 18. Emisiones en hogares y comercio/servicios 2010-2023: porcentajes respecto al consumo final



Fuente: Inventario de emisiones y elaboración propia.

A este respecto, la tecnología ya existente para avanzar en la electrificación del consumo energético de los edificios es la bomba de calor, ya descrita con anterioridad. Sin embargo, el paso de una solución de obtención de calor desde una caldera térmica, habitualmente alimentada por gas natural, a una solución eléctrica no está exenta de dificultades cuando se trata de edificios ya construidos. Más asequible resulta el establecimiento de estándares de construcción que impulsen su uso para las nuevas viviendas. De hecho, así se ha hecho con la reciente renovación de la Directiva sobre eficiencia energética en los edificios. Sin embargo, no se ha llegado a dar el paso de la prohibición del uso de hidrocarburos en viviendas de nueva construcción en la Unión Europea. De hecho, Reino Unido había anunciado esa prohibición a partir de 2035, pero todo indica que se va a retirar. A la transición hacia soluciones de calor electrificadas tampoco han ayudado las medidas de protección desplegadas en el contexto de la crisis, particularmente los límites a la transmisión de los precios mayoristas del gas a los precios minoristas, ya que estos alteran la relación de costes entre una solución térmica basada en el uso del gas natural y otra basada en la electricidad.

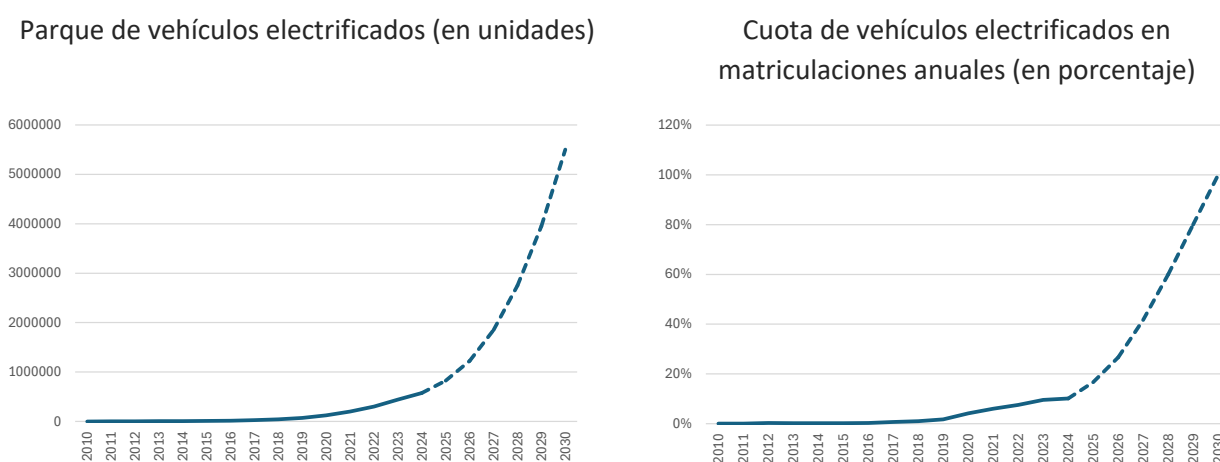
La reducción de emisiones se consigue también a través de la mejora de la eficiencia energética. Un ejemplo clásico son los equipos que proporcionan el mismo servicio de iluminación con menor consumo energético. La normativa europea, y consiguientemente el PNIEC, también establece diversos objetivos de renovación de edificios conducentes a un menor consumo energético. En concreto, el PNIEC establece un objetivo de 1.377.000 viviendas rehabilitadas en 2030, lo que llama “rehabilitación energética del parque de viviendas”. La financiación pública para esa rehabilitación se nutre del PRTR, pero también se cuenta con la introducción de los Certificados de Ahorro Energético (CAEs), que han comenzado a funcionar en 2023. En el Anexo 7 se desarrolla una explicación detallada de este nuevo instrumento y se realiza una valoración de su situación actual, pero baste señalar aquí que la información más reciente disponible indica que el uso de los CAEs se concentra hasta ahora en actuaciones de ahorro en el sector industrial, con una incidencia reducida en el ámbito residencial.

7.3 El transporte

El PNIEC traslada la obligación, incluida en la revisión más reciente de la Directiva sobre el fomento de las energías renovables (la llamada DER III), de que la cantidad de combustibles renovables y de electricidad renovable suministrada al sector del transporte conduzca a una cuota de energía renovable en el consumo final de energía en el sector del transporte de al menos el 28 % en 2030⁴⁸. En general, se trata de objetivos que distan mucho de los niveles actuales, próximos al 10%, y cuyo cumplimiento, al menos en el caso español, se antoja muy poco creíble. Adicionalmente, se establecen obligaciones específicas para RFNBO, biocarburantes avanzados y biogás, junto a objetivos específicos para el transporte marítimo y aéreo.

Todo esto contrasta con el hecho de que el transporte es el sector crucial para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización para 2030 asumidos en el PNIEC. Como se mostró en el apartado 2.2, de los objetivos sectoriales del PNIEC se desprende que el transporte deberá aportar casi un 40% de la reducción global de emisiones requerida desde 2024 hasta el final de esta década. Aunque podría haber aportaciones menores del transporte marítimo y el aéreo, el objetivo de reducción de emisiones globales en el transporte depende de lo que ocurra en el transporte por carretera, ya que este concentra casi un 93% de las emisiones de todo el transporte en España en 2023. Para lograrlo, el PNIEC plantea diversos objetivos e hipótesis. Quizás la más conocida es la de disponer de un parque de vehículos electrificados de 5,5 millones de unidades en 2030. Ello incluye coches, furgonetas, motos y autobuses con tecnologías puramente eléctrica (BEV), híbridos enchufables (PHEV) y de rango extendido (E-REV)⁴⁹. Se trata de un objetivo en términos de stock que, obviamente, se nutre del flujo neto de matriculaciones. Los datos de ANFAC reflejan que la matriculación de vehículos “electrificados” (que incluye las tres categorías) en 2024 fue de 125.815 vehículos, representando un 10,2% del total de matriculaciones en ese año y reflejando una leve caída con respecto al año previo. Esa tasa sería ligeramente superior en turismos (11,4%) y autobuses (15,3%) e inferior en vehículos comerciales (4,3%) e industriales (1,2%). Por lo que se refiere a motocicletas, los datos de ANESDOR indican que la cuota de las motocicletas eléctricas en 2024 se habría situado en un 3,2% del total de matriculaciones.

Gráfico 19. Evolución del parque de vehículos electrificados y proyección a 2030 para el cumplimiento del objetivo del PNIEC: flujos (matriculaciones) y stock (parque)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DGT.

⁴⁸ Alternativamente, la obligación se cumple si se produjese una reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero de al menos el 14,5 % a más tardar en 2030 con respecto a un valor de referencia.

⁴⁹ Los vehículos eléctricos de rango extendido utilizan un generador por combustible para recargar su batería pero, a diferencia del híbrido enchufable, el automóvil es impulsado solo por la batería eléctrica en todo momento.

Aunque es frecuente hacer referencia a las matriculaciones, el objetivo del PNIEC se establece en términos del stock (parque). Para valorar en qué situación nos encontramos se puede acudir a los datos de la DGT, que proporciona acceso al fichero de microdatos del parque de vehículos⁵⁰. En la actualidad el último fichero corresponde al stock final (último día) de 2024. El Gráfico 19 muestra la evolución del parque de vehículos electrificados desde el año 2010 hasta 2024, extendiendo la serie con una proyección que permitiría alcanzar el objetivo de 5,5 millones de vehículos electrificados en 2030. Como puede observarse, pasar del parque actual de vehículos electrificados, situado en torno a 575 mil vehículos, hasta los 5,5 millones de vehículos del PNIEC en 2030 exige transitar por una curva exponencial como la mostrada en trazo punteado en el gráfico de la izquierda. El problema es que esa curva, que reflejaría la evolución requerida del stock o parque de vehículos electrificados, exigiría de una cuota de matriculaciones (flujos de entrada) de vehículos electrificados en relación con el total anual de matriculaciones que serían irreales, como se muestra en el gráfico de la derecha. Por ejemplo, asumiendo unas matriculaciones anuales de 1,5 millones de vehículos (que es la media de los últimos años), exigiría pasar de la cuota actual situada en el entorno del 10% hasta un 27% en el año 2027, a un 80% en 2029 y a que la totalidad de matriculaciones en 2030 fuera de vehículos eléctricos. Obviamente, esas cuotas no son alcanzables en un periodo de tiempo tan corto y solo se muestran para poner de manifiesto la magnitud de la transformación que se requeriría para pasar desde los niveles del parque actual hasta el objetivo del parque de vehículos electrificados en 2030 que se plantea en el PNIEC.

En suma, resulta evidente que el sector del transporte, y particularmente el automóvil, que concentra gran parte de las ventas de vehículos electrificados, se encuentra en estos momentos en un proceso de transformación hacia distintas soluciones electrificadas (Myro y Salas, 2025), cuya cuota en relación con el total de matriculaciones va a seguir creciendo en los próximos años. Pero tampoco hay dudas de que disponer de un parque de 5,5 millones vehículos electrificados en 2030 es completamente inalcanzable. Un objetivo muy exigente pero más realista sería, por ejemplo, alcanzar entre 2,5 y 3 millones de vehículos electrificados al finalizar esta década.

La reducción de emisiones asociada a la electrificación del parque de vehículos se vería acompañada en el PNIEC del efecto derivado del cambio modal. En ese ámbito el PNIEC argumenta que habrá un importante efecto (sin cuantificar) de reducción de emisiones derivado de dos tipos de medida. Por otro lado, un aumento de la cuota del transporte ferroviario, tanto en el tráfico de personas como de mercancías, complementado con otros modos de transporte público en el caso de los viajeros y con otras mejoras como la interconexión modal. Por otro lado, el efecto asociado a los Planes de Movilidad Urbana Sostenible y a los planes de transporte sostenibles al trabajo, estos últimos contemplados el Proyecto de Ley de Movilidad Sostenible.

En el Anexo D del PNIEC (Tabla A.49) se recogen los valores supuestos para un amplio conjunto de parámetros y variables, entre ellos los relativos al transporte, que muestran con claridad la dimensión del cambio modal que se pretende. El Cuadro 7 muestra los parámetros que se contemplan en el PNIEC para el año 2030 y su variación con respecto al año 2019, evitando la distorsión que causaría la comparación con el año 2020. Como puede observarse, se asume un importante impacto del cambio modal, reflejado en un fuerte aumento del transporte de pasajeros por medios colectivos: 101,2% en el caso de los autobuses y 82,8% en el ferrocarril, que absorberían la caída de los desplazamientos mediante automóviles (-21,0%). Los datos del INE hasta 2024

⁵⁰ Los datos corresponden a todos los vehículos no tipificados como maquinaria agrícola o de servicio agrícola y con matrículas no temporales vigentes y no dadas de baja, durante el año de la información. El fichero muestra características básicas de todo el parque, que es de 37.890.861 vehículos a cierre de 2023.

muestran⁵¹ que, efectivamente, se ha producido un aumento relevante del volumen de pasajeros transportados en autobús y ferrocarril, especialmente en este último medio. No resulta sorprendente dado que desde 2021 se han mantenido distintos mecanismos de subvención de precios al transporte colectivo. Sin embargo, como también se muestra en el Cuadro 7, el supuesto sobre el desplazamiento hacia el transporte de mercancías mediante ferrocarril no ha comenzado a manifestarse. De hecho, los datos del INE indican una caída en el volumen de mercancías transportadas por ferrocarril hasta 2024 (-11,8%), que contrasta fuertemente con el fuerte aumento que se espera hasta el año 2030 según el escenario objetivo del PNIEC (+82,8%). Por el contrario, el transporte de mercancías por carretera continúa creciendo y ya lo ha hecho en una proporción superior a la esperada por el PNIEC para el total de la década. En definitiva, el aumento del transporte de mercancías se sigue canalizando a través de la carretera, como es habitual en España y, al menos de momento, no se vislumbra un cambio modal hacia el ferrocarril.

Cuadro 7. Parámetros sobre el transporte incluidos en el escenario del PNIEC (2019-2030) y comparación con la variación observada en 2019-2024.

	PNIEC			INE y Ministerio de Transporte
	2019	2030	Variación 2019-2030	Variación 2019-2024
Pasajeros/km				
Autobuses	43.295	87.114	101,2%	12,0%
Automóviles	502.359	397.101	-21,0%	n.d.
Ferrocarril	36.816	67.285	82,8%	32,9%
Mercancías (tm/km)				
Carretera	301.631	324.346	7,5%	8,8%
Ferrocarril	36.816	67.285	82,8%	-11,8%

Fuente: PNIEC, Ministerio de Transporte y Movilidad Sostenible, INE y elaboración propia.

7.4 Otros objetivos en el PNIEC: dependencia energética y ahorro de energía

Como se señaló al comienzo de este trabajo, si bien la dimensión fundamental en el PNIEC se refiere a las políticas e instrumentos vinculados con la descarbonización, este introduce otras cuatro dimensiones en el análisis: eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad. La dimensión de mercado interior es básicamente regulatoria, en conexión con los desarrollos normativos para facilitar el aumento de la competencia y la integración de los mercados europeos de la energía, mientras que en la dimensión de innovación se describen los programas existentes en ese ámbito. En ninguno de los dos casos hay objetivos explícitos y su inclusión en el PNIEC es básicamente formal,

⁵¹ Los datos para el transporte por autobús se extraen de la Estadística de Transporte de Viajeros, mientras que los datos de pasajeros y mercancías en ferrocarril se extraen de la Estadística de Transporte Ferroviario, ambas elaboradas por el INE. En el caso del ferrocarril los datos están en pasajeros/km o en toneladas/kilómetros, como en el PNIEC. Sin embargo, en el caso del transporte por autobús el dato del INE es en términos de pasajeros, por lo que la variación mostrada en el Cuadro 7 es una aproximación a la variación 2019-2024 en términos de pasajeros/km, que es la unidad utilizada en el PNIEC. Por último, la variación en el transporte de mercancías por carretera se ha calculado a partir de la Encuesta Permanente que elabora el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, y también están en toneladas/kilómetro, como en el PNIEC.

ya que así se indica en el Reglamento de Gobernanza (Reglamento (UE) 2018/1999) y en la Estrategia de la Unión de la Energía (COM/2015/080).

En relación con la dependencia energética, el PNIEC señala que se desea mejorar pasando del 73% en 2019 al 50% en 2030. La dependencia energética se mide como el porcentaje de importaciones netas (importaciones -exportaciones) en relación con la energía disponible en el país. Los datos del balance energético muestran que este indicador ha registrado importantes variaciones en los últimos años, con una caída acusada en los momentos de la pandemia (68% en 2020), una recuperación posterior (74% en 2022) y, de nuevo, una reducción acusada en 2023 (68%). Lo natural es que el avance en el proceso de electrificación y el consiguiente desplazamiento de hidrocarburos permita una caída de este indicador, cuya consecuencia más visible es el acusado déficit comercial en el ámbito de los productos energéticos. Para ello habrá que observar su evolución en los próximos años, alejadas ya las extraordinarias circunstancias (pandemia, impacto de la crisis del gas) del periodo 2020-2023.

La cuarta de las dimensiones citadas con anterioridad, la referida a la eficiencia energética, sí genera una importante acumulación de objetivos y medidas en el PNIEC. De hecho, bajo el paraguas de la eficiencia se agrupan varios de los aspectos ya analizados en anterioridad: movilidad, renovación de edificios o integración de renovables para la calefacción y refrigeración. El otro aspecto que es relevante en esta dimensión, pero que no ha sido analizado hasta ahora en este trabajo, se refiere a los objetivos en relación con el consumo energético. El PNIEC traslada los objetivos europeos de lograr una reducción de las necesidades energéticas que han estado presentes desde la Directiva 2012/27/UE relativa a la Eficiencia Energética, actualizada en 2023. Las Directivas de eficiencia energética han ido estableciendo objetivos de menor consumo (mayor ahorro) de energía final para el conjunto de la UE y los Estados Miembros, con metodologías y metas a alcanzar que han ido variando a lo largo del tiempo. Actualmente, se desea disminuir los niveles de consumo final en relación con un escenario tendencial calculado en un modelo europeo (PRIMES) que toma como base el año 2007⁵². La reducción que se espera en el PNIEC en relación con ese modelo de referencia es del 43% (mayor que el objetivo europeo, que es del 38%), lo que debe conducir a un ahorro acumulado de 53.593 ktep en el periodo 2021-2030⁵³.

Sin embargo, aunque los objetivos europeos se establezcan como un menor consumo (ahorro) en relación con un escenario tendencial de referencia, a los efectos de analizar cómo se está evolucionando en este ámbito resulta más sencillo comparar simplemente el nivel de consumo final con el que debería de existir para satisfacer el escenario objetivo a 2030. En ese sentido, el Cuadro 8 muestra la variación que establece el escenario objetivo del PNIEC entre los niveles de consumo final de energía en 2019 y 2030, que sería una

⁵² Ese modelo se ha actualizado a una base más reciente, del año 2020, si bien el Miteco señala no estar de acuerdo con la metodología utilizada y, por tanto, en el PNIEC se siguen estableciendo los objetivos en relación con el modelo con base 2007.

⁵³ Con la modificación normativa más reciente, se establece una trayectoria de ahorros anuales calculados con respecto a la media del consumo de los años 2016 a 2018. Esos ahorros anuales acumulados deben ser del 0,8% en cada año de 2021 a 2023, 1,3% en 2024 y 2025, del 1,5% en 2026 y 2027 y del 1,9% en 2028, 2029 y 2030. Aplicado al caso de España, en cada año de 2021 a 2023 se añadiría un ahorro acumulado de 623 ktep de ahorro (equivalente al 0,8%) y en 2024 se habrían añadido otros 1.099 ktep (equivalente al 1,3%). Adicionalmente, la Directiva permite algunos mecanismos de flexibilidad, sobre todo en relación con los tres primeros años que, si se aplicaran por un estado miembro, reducirían el objetivo a cumplir. La forma de cumplir el objetivo general es compleja, ya que integra algunos subjetivos relacionados, por ejemplo, con ahorros de energía en hogares vulnerables en situación de pobreza energética o con obligaciones de ahorro específicas para las Administraciones Públicas. En este último caso, se establece una obligación de reducción del consumo de energía del 1,9% anual hasta 2030, sobre la base de 2021. En la versión actual de la Directiva se establece también que a partir del 1 de enero de 2028 todos los nuevos edificios de organismos públicos deberán ser edificios de cero emisiones (ZEB).

reducción del 16,2% (Tabla 2.7 del PNIEC). El cómputo de la energía final incluido en el PNIEC no es el mismo que el dato proporcionado por el propio Miteco sobre la base del Balance Energético (ver nota a pie de cuadro), ya que los conceptos incluidos no coinciden totalmente, pero lo relevante es observar que la reducción del 6,6% en el consumo final observada entre 2019 y 2023 es ya una parte relevante (un 41%) de la reducción esperada para el conjunto de la década. En su interpretación debe tenerse en cuenta que, tras la fuerte caída del consumo final de energía en el año 2020, su recuperación posterior ha sido solo parcial, en un contexto de fuerte crecimiento de los costes energéticos en 2021-2023.

Cuadro 8. Consumo final de energía en el PNIEC (2019-2030) y en el Balance Energético (2019-2023)

	PNIEC		Balance energético	
	2019	2030	2019	2023
Consumo final (ktep)	85.553	71.709	87.032	81.265
Variación	-16,2%		-6,6%	

Nota: Los datos del PNIEC son los contenidos en la Tabla 2.7 y en ellos se excluyen los usos no energéticos. Los datos de energía final del balance energético son los recogidos por el Miteco en el Balance, excluyendo también los usos no energéticos e integrando los siguientes conceptos: consumo final de energía más el consumo de aviación internacional, más el consumo en el sector de transformación en los altos hornos, menos el consumo de calor ambiente de las bombas de calor.

Fuente: PNIEC, Balance Energético de España (Miteco) y elaboración propia.

Como se ha señalado con anterioridad, la sustitución del transporte privado por el público, la electrificación del parque de vehículos, la renovación de edificios, el mayor uso de las bombas de calor y los cambios en los procesos industriales son las vías fundamentales por las que se espera una reducción del consumo energético. Pero no debe de perderse de vista que el menor consumo de energía, que es natural en un proceso de cambio tecnológico que reduce de modo constante el uso de energía por unidad de valor generado, no debería ser un fin en sí mismo sino una vía importante, pero complementaria, a la reducción de emisiones.

8. Una visión global del cumplimiento de objetivos

En este apartado se sintetiza el estado de cumplimiento de los principales objetivos marcados en el escenario a 2030 del PNIEC. Para ello, el Cuadro 9 muestra cuál es el camino recorrido a lo largo de esta década en relación con los principales indicadores ya analizados con anterioridad en este trabajo. Para homogeneizar la métrica, se ha construido para cada variable un indicador sobre el cumplimiento actual del objetivo, que se muestra en la última columna del cuadro. Ese indicador emplea una escala donde el año 2019 fija el nivel de partida (0) y el año 2030 el nivel objetivo (100) en cada una de las variables. Se ha evitado usar el año 2020 como punto de partida por el efecto distorsionador de la pandemia. De ese modo, por ejemplo, un resultado igual a 60 para el indicador en el año 2023 o 2024 (el año “actual” depende de la disponibilidad de información) indica que en los primeros años de esta década se ha recorrido ya un 60% de la variación requerida en esa variable para transitar entre la posición de partida al comienzo de la década y la que se desea tener al final de la misma, que es el escenario objetivo a 2030 del PNIEC.

Cuadro 9. Grado de cumplimiento de los objetivos del PNIEC

	2019	2030	Diferencia 2030-2019	Año más reciente disponible		Diferencia 2024(23)-2019	Cumplimiento del objetivo (0-100)
Emisiones (miles tCO2eq.)							
Total	308.894	195.189	-113.705	2023	269.968	-38.926	34,2
Transporte	91.430	59.577	-31.853	2023	87.698	-3.732	11,7
Generación eléctrica	43.968	12.102	-31.866	2023	30.792	-13.177	41,4
Industria (combustión)	46.947	28.197	-18.750	2023	34.929	-12.019	64,1
Industria (procesos, uso y fluorados)	25.247	21.574	-3.673	2023	19.943	-5.304	144,4
Residencial, comercial e institucional	25.524	14.117	-11.407	2023	22.863	-2.661	23,3
Agricultura	33.683	28.439	-5.244	2023	32.885	-798	15,2
Residuos	14.107	11.322	-2.785	2023	13.663	-444	15,9
Refino	10.229	5.670	-4.559	2023	9.543	-686	15,0
Otras industrias energéticas	890	757	-133	2023	1.136	246	-185,8
Otros sectores	12.754	11.096	-1.658	2023	12.732	-22	1,3
Emisiones fugitivas	4.115	2.338	-1.777	2023	3.784	-331	18,6
Capacidad instalada (MW)							
Fotovoltaica	9.567	76.277	66.710	2024	40.452	30.885	46,3
Eólica	25.716	62.054	36.338	2024	32.007	6.291	17,3
Almacenamiento	6.000	18.913	12.913	2024	6.000	0	0,0
Participación de las renovables (%)							
En generación eléctrica	37,8%	81,0%	43,2%	2024	56,8%	19,0%	44,0
En consumo final de energía	17,9%	48,0%	30,2%	2023	24,8%	7,0%	23,1
Consumo energía final (ktep)							
	87.032	72.949	-13.054	2023	81.265	-5.767	40,9
Dependencia energética							
	73%	50%	23%	2023	68,4%	4,6%	20,0
Vehículos eléctricos (miles)							
	74	5.500	5.426	2024	576	502	9,2

Fuente: elaboración propia a partir de datos extraídos de PNIEC, Miteco, INE, IDAE, DGT, REE, ANFAC y ANESDOR.

No se construye un indicador sintético porque ya se dispone de un indicador que va a recoger el efecto último de las medidas y políticas implementadas. Ese indicador es, por supuesto, la reducción global de emisiones de gases de efecto invernadero. A ese respecto conviene reiterar que, aunque la transición energética tiene efectos sobre distintas dimensiones (seguridad de suministro, innovación, costes relativos, competitividad, distribución de costes y beneficios entre agentes, etc.) es, por supuesto, la reducción global de emisiones el motivo por el que nos encontramos inmersos en este proceso de transición, de modo que la métrica del éxito es sencilla. En relación con ello, el Cuadro 9 muestra que hasta 2023 se había conseguido aproximadamente una tercera parte de la reducción de emisiones requerida, como muestra el nivel del indicador en 34,2. El camino hacia el cumplimiento del objetivo está muy avanzado en las emisiones industriales, pero el avance es muy incipiente en otros ámbitos, como en el transporte o el refino. En relación con el transporte, el progreso en su electrificación está muy alejado del cumplimiento del objetivo del PNIEC en términos del parque electrificado (9,2).

Adicionalmente, hasta 2024, el cumplimiento del objetivo es sustancial en la instalación de nueva capacidad fotovoltaica (indicador de 46,3), pero muy alejado en el caso de eólica (17,4) y, especialmente, de almacenamiento (0). Por último, el aumento de la penetración de renovables en la generación eléctrica va por buen camino (44,0), pero es mucho más lento en relación con el peso de las energías renovables en el consumo final de energía. Obviamente, esto último está estrechamente vinculado con el lento avance de la electrificación en diversas actividades ya analizado con anterioridad (transporte, industria, residencial, ...).

Por último, cabe señalar que el PNIEC introduce objetivos en otros ámbitos sobre los que no se ha comenzado a transitar y, en consecuencia, no se han incluido en el Cuadro 9. Así, ocurre, por ejemplo, con el caso del hidrógeno, para el que se ha marcado un objetivo de producción a 2030 que debería comenzar a satisfacerse en algún momento del próximo quinquenio. En consecuencia, no tiene sentido considerar tampoco en este momento objetivos como el porcentaje de RFNBO (básicamente, hidrógeno renovable) sobre el total de hidrógeno usado en la industria, ya que ese porcentaje es cero en la actualidad. En revisiones posteriores de este análisis se expandirá la lista de objetivos incluidos en el Cuadro 9 para considerarlos.

9. Conclusiones y recomendaciones

En este trabajo se ha analizado el grado de avance en los principales objetivos de clima y energía establecidos en el PNIEC para el año 2030. Es importante recordar que el PNIEC traza un conjunto de objetivos deseables que contribuyan al cumplimiento del compromiso presentado por España de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, no es una planificación vinculante sino una planificación de medidas y políticas dirigidas a conseguir resultados que contribuyan a los objetivos generales de la UE. El mayor nivel de exigencia en su revisión más reciente, publicada en 2024, responde al aumento de la ambición climática europea. En concreto, el Consejo Europeo remitió nuevos objetivos en diciembre de 2020 al secretariado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, comprometiendo la bien conocida reducción de emisiones del 55% en 2030 en relación con las existentes en 1990. Ese compromiso (compromisos nacionales vinculantes, o NDC por sus siglas en inglés) tiene que ser revisado quinquenalmente, de modo que tiene que ser enviado a la Convención Marco antes de septiembre de este mismo año, esto es, previamente a la COP30 a celebrar en Belém (Brasil) en diciembre de 2025. Es evidente que el contexto en el que se presentaron (en 2020) los compromisos para 2030 y el contexto actual en el que se enmarcará el nuevo compromiso europeo para 2035 son muy distintos entre sí. Entre otros asuntos, la situación actual se caracteriza por unos Estados Unidos volviendo a salir del Acuerdo de París y, sobre todo, por una intensa discusión en la UE sobre el ritmo de la descarbonización y su compatibilidad con el mantenimiento de la competitividad industrial europea. En ese sentido, la Comisión Europea ha lanzado ya un conjunto de propuestas, recogidas en la comunicación de la Brújula para la Competitividad (Comisión Europea, 2025a), que está ya dando los primeros pasos con varios paquetes omnibus de simplificación de medidas regulatorias y el Pacto por una Energía Limpia (Comisión Europea, 2025b). En cualquier caso, el nivel de reducción de emisiones comprometido en un revisado compromiso europeo vinculante⁵⁴ marcará las discusiones para la fijación del objetivo de reducción de emisiones para 2040, que la Comisión Europea ha propuesto que se fije en el 90%. Aunque (como es probable) ese nivel se rebaje tras las discusiones entre el Consejo y el Parlamento, no hay que perder de vista la elevadísima exigencia de reducción de emisiones que resta por acometer que, no debe olvidarse, es también la más compleja de implementar y, en consecuencia, la más cara de realizar. En ese

⁵⁴ Asuntos como el uso de créditos internacionales de carbono vuelven a estar sobre la mesa, frente a la aproximación actual basada en solo contabilizar los esfuerzos domésticos.

sentido, dada la dada la trayectoria histórica de emisiones en España, el esfuerzo a realizar para lograr emisiones netas nulas es sustancialmente superior al esfuerzo medio europeo.

En cualquier caso, centrándonos en lo que resta de esta década, el cumplimiento del objetivo establecido en el PNIEC requiere una reducción media anual acumulativa del 4,5% entre 2024 y 2030. Es cierto que 2023, último año disponible, se cerró con una caída del 7,6%, pero se trata de un año de vuelta a la normalidad tras el extraordinario aumento de las emisiones del sector eléctrico en 2022. El problema es que el sector eléctrico, que ha sido hasta ahora el contribuyente clave en la reducción de emisiones, ya ha agotado gran parte de su contribución, tanto porque gran parte del mix de generación eléctrica está descarbonizado (renovables y nuclear) como porque su peso relativo en las emisiones globales ha disminuido de modo muy relevante a lo largo de la última década. Asumiendo el cierre de la generación procedente de las centrales térmicas de carbón, ya residual, y un menor uso de las centrales de ciclo combinado, las emisiones del sector eléctrico podrían llegar a disminuir a la mitad en 2030 con respecto a las del año 2023, pero ello no va a repercutir de modo decisivo en el cumplimiento global del objetivo de emisiones si no se acompaña de una intensa electrificación de la demanda de energía.

El aumento del peso relativo de generación renovable en la generación eléctrica hasta el nivel comprometido en el PNIEC para 2030 parece alcanzable siempre que no se produzca una disminución pronunciada del ritmo de instalación de nueva capacidad de generación renovable a partir de 2027. Hay, sin embargo, diversas circunstancias que introducen incertidumbre sobre ese resultado. Por un lado, si bien es evidente que no se va a cumplir el objetivo de almacenamiento fijado en el PNIEC para 2030, es imprescindible que comience a entrar cuanto antes en el sistema nueva capacidad de almacenamiento. En caso contrario, los promotores de renovables, especialmente fotovoltaicos, van a prever escenarios de precios capturados inferiores y de frecuencia de vertidos muy superiores a los simulados en el PNIEC, lo que va a paralizar las decisiones de inversión. Esto es preocupante porque una entrada significativa de nuevo almacenamiento no va a ocurrir, en el mejor de los casos, en al menos dos o tres de años, y ello en el caso de las baterías. La situación es peor en el caso del bombeo pues, salvo algún proyecto que pueda entrar en funcionamiento antes de 2027 o 2028, no se adivina un cambio relevante en relación con la parálisis que se viene arrastrando desde hace más de una década. El impulso que pueda proporcionar el esperado mecanismo de capacidad va a ser clave, pero ello va a depender de las condiciones y parámetros que en su momento se establezcan en las subastas correspondientes, que obviamente son desconocidas en este momento.

Por otro lado, resulta conveniente impulsar el despliegue de la generación eólica, muy alejado del escenario de nueva capacidad asumido en el PNIEC para 2030. Aunque es imposible que el escenario objetivo de capacidad eólica para final de esta década se cumpla, sería conveniente situarse lo más próximo posible al mismo, máxime cuando el patrón de generación horaria hace que la eólica esté relativamente menos afectada que la fotovoltaica por el problema de insuficiente almacenamiento. Un aspecto clave a vigilar es la agilidad en la tramitación administrativa de los proyectos, tanto de nuevos parques como, muy particularmente, de repotenciación de los existentes.

También, aunque de menor importancia cuantitativa, debería comenzarse cuanto antes con un pequeño despliegue de eólica *offshore*. Aunque no resultan creíbles las capacidades de eólica offshore apuntadas en el escenario objetivo del PNIEC, esta va a ser clave para el proceso de descarbonización en el caso de algunos sistemas no peninsulares, sobre los que en este trabajo se ha llamado la atención acerca de su lenta progresión y el peso creciente de estos en el conjunto de las emisiones del sector eléctrico nacional. La descarbonización del sector eléctrico en los sistemas no peninsulares es sustancialmente más compleja, fragmentada y cara que en el caso de la península, requiriendo de medidas específicas que la facilite. Algunas se están ejecutando

(interconexiones, almacenamiento por bombeo) y habrá que esperar a los próximos años para constatar en qué medida mejora la intensidad de emisiones en los sistemas no peninsulares. Una circunstancia que, de momento, y a diferencia del sistema peninsular, no se observa.

También en relación con la entrada de renovables, debe señalarse que los procedimientos de acceso y conexión a la red para los nuevos oferentes, tras diversas modificaciones normativas y el establecimiento de un sistema de hitos escalonados, ha funcionado correctamente. Actualmente existe, sin embargo, un elevado número de nudos de la red de transporte (casi 400, de un total ligeramente superior a 900) que se han dejado reservados porque en ellos existe cierto grado de sobredemanda y se desea asignar su capacidad mediante un sistema de concurso. El procedimiento de concurso, con baremaciones complejas para distintos ítems, que inicialmente previsto para los nudos de transición justa, no tiene por qué ser el mejor sistema de asignación en este contexto. De hecho, conviene recordar que el resultado de asignación del único nudo asignado mediante este sistema de concurso, correspondiente a un nudo de transición justa, está recurrido ante los tribunales.

En cualquier caso, se considera que no debe haber preocupación en los próximos años por efectuar subastas del Régimen Económico de Energías Renovables, con la única excepción de un cupo para facilitar un despliegue inicial de eólica flotante, especialmente cuando se cuente con la ventaja de desplazar producción térmica de elevado coste. Sin embargo, no procedería plantear subastas de asignación del REER a termosolares y biomasa. Debería abandonarse la ficción (reducida en el PNIEC actual) de que se va a promover la instalación de capacidad termosolar. Eso solo es posible con unos precios de adjudicación que no aguantarían una comparativa con la solar fotovoltaica. Adicionalmente, en relación con otras tecnologías de generación eléctrica, es necesario ser muy realistas sobre la conveniencia de modificar o no el protocolo de cierre progresivo de las centrales nucleares. Para ello es imprescindible que las decisiones se adopten sobre la base de los beneficios y costes energéticos y medioambientales asociados a utilizar el parque nuclear ya operativo durante más años de los actualmente contemplados, teniendo para ello en cuenta cuál es la situación real del sistema en esta segunda mitad de la década, no la delineada a finales de la pasada década.

En cualquier caso, no debe olvidarse que el sector de generación eléctrica solo podrá aportar, en el mejor de los casos, una reducción en el entorno de 15 MtCO₂ a la disminución global de 75 MtCO₂ que se requería para cumplir con el objetivo fijado para 2030 en el PNIEC. La reducción adicional de 60 MtCO₂ tendrá que venir de la industria (incluyendo el refino) y, sobre todo, de los sectores tradicionalmente considerados difusos: transporte y edificios. Ello implica algunas diferencias importantes con respecto a la transformación en el sector eléctrico. En primer lugar, en general esa reducción dependerá de decisiones individuales adoptadas por una miríada de agentes, sean consumidores, hogares o empresas. En segundo lugar, la adopción de estándares (por ejemplo, en el código de edificación o en las emisiones de nuevos vehículos) es clave, pero con frecuencia sus efectos se van a observar con lentitud dada la lenta rotación de los activos correspondientes. En tercer lugar, las señales de precios inducidas por las medidas fiscales o similares (precios de derechos de emisión) van a ser claves para impulsar las decisiones individuales, pero esas señales tienen que ser compatibles con el mantenimiento de la competitividad industrial y cuidar que no se produzca una erosión de rentas que, además, ponga en peligro el apoyo social a la descarbonización.

Aunque el sector industrial, e incluso el residencial, están mostrando una evolución favorable de las emisiones, la clave del cumplimiento de reducción de emisiones a 2030 es, sin duda, lo que vaya a ocurrir en el sector del transporte. En ese sentido, el PNIEC ha incorporado unos objetivos de electrificación del parque de vehículos y de cambio modal, sobre todo en relación con el transporte de mercancías, que van a ser de imposible

cumplimiento para el periodo de cinco años que restan hasta el final de esta década. La electrificación del sector de transporte avanza, pero no al exigente ritmo esperado en el PNIEC.

La necesidad de un aumento de la demanda eléctrica es clave por diversos motivos. En primer lugar porque, como se ha señalado en este trabajo, el PNIEC asume un parque de generación eléctrica renovable que permite suministrar a una demanda muy superior a la actual. Una parte de esa demanda va a provenir de la nueva capacidad de electrolización para la producción de hidrógeno renovable pero, como se ha argumentado, este es uno de los casos en los que el PNIEC ha dibujado un escenario para 2030 que más alejado va a estar de la realidad. En segundo lugar, aunque se está produciendo un importante aumento de la demanda industrial, esta se enfrenta con dificultades para ser satisfecha por limitaciones en el acceso y conexión a la red. Conviene avanzar con agilidad en esta cuestión, siendo muy cuestionable que la extensión de un procedimiento de concurso a los nudos de demanda, que es la estrategia planteada desde el Miteco, sea lo más conveniente. En cualquier caso, está pendiente la publicación de las propuestas de circulares de la CNMC que afectan a las redes de transporte y distribución, así como la planificación de la red de transporte y la modificación del límite de inversiones por parte del Miteco. La discusión de estos asuntos excede del contenido de este trabajo⁵⁵, pero en relación con el límite de inversiones lo razonable es que el Miteco apruebe una modificación al alza.

Al aumento de la demanda eléctrica por el transporte y la industria habría que sumar la del sector residencial. Para ello, además de la derivada del aumento vegetativo de la población, debería desarrollarse una estrategia más contundente para el despliegue de bombas de calor. Eso pasaría por comenzar a abordar si debe seguir admitiéndose *sine die* la conexión a redes de gas de nuevos desarrollos urbanísticos. Se trata de un asunto polémico, pero imprescindible cuando se plantean escenarios de emisiones netas nulas para mediados de este siglo.

Por último, hay dos asuntos adicionales que van a afectar a la trayectoria de emisiones en los próximos años y a los que, aunque no se haya hecho mención en este trabajo, conviene prestar atención. Por un lado, está pendiente de transposición a la normativa nacional una parte de las Directivas vinculadas al paquete legislativo del Pacto Verde Europeo, para lo que sería deseable contar con el mayor consenso político posible. Entre ellos, son especialmente importantes la transposición de la Directiva 2024/1711 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión, la Directiva 2024/1788 relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, la Directiva 2024/1275 relativa a la eficiencia energética de los edificios o la Directiva 2023/959 sobre el régimen de comercio de derechos de emisión. Los periodos de transposición de gran parte de esas Directivas ya se han cumplido o están próximo a cumplirse⁵⁶.

Por otro lado, como se señalado en diversas ocasiones, la fiscalidad es la gran olvidada de las políticas y medidas recogidas en el PNIEC. Como ya ocurría en su versión inicial, la versión actualizada del PNIEC tan solo realiza 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. Ciertamente, los principales cambios que se están produciendo en este contexto no son estrictamente fiscales, pero tienen efectos equivalentes y se refieren a la extensión del EU ETS desde 2027 al ámbito del transporte por carretera, al consumo de hidrocarburos en edificios y a actividades industriales no cubiertas con anterioridad. Sin

⁵⁵ El lector interesado puede ver una discusión en Rodríguez (2024a).

⁵⁶ Hay ya un procedimiento de infracción, con opinión razonada, por la falta de definición en relación con los procedimientos de aceleración del despliegue de renovables. Véase https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/inf_25_242

embargo, no ha salido adelante la reforma de la Directiva sobre la fiscalidad de la energía, incluida en el Pacto Verde Europeo, pese al consenso general de que la Directiva actual está completamente desactualizada en forma y fondo y pese a que la propuesta de la Comisión Europea ha sido sometida a muchos cambios posteriores para tratar de alcanzar un acuerdo. Esa reforma habría sido muy útil para ordenar la fiscalidad de los productos energéticos en España, procediendo a la igualación del tipo impositivo del impuesto especial de hidrocarburos del diésel y la gasolina, eliminando exenciones al mismo y reduciendo significativamente el impuesto especial a la electricidad. Estas medidas son perfectamente aplicables con la normativa europea actual, pero la aprobación de la Directiva habría proporcionado un impulso (y “cobertura política”) considerable. La comunicación *Clean Industrial Deal* recoge, en ese sentido, las posibilidades que el actual marco regulatorio proporciona a los estados miembros, aún en ausencia de esa reforma de la Directiva, una reforma que probablemente no cabe esperar que se lleve a cabo en los próximos años.

En este contexto, y asumiendo que no se van a modificar unilateralmente por España elementos como las exenciones al transporte marítimo y aéreo, sí habría margen para considerar algunas de las propuestas que han sido formuladas, entre otros, en el Libro Blanco del Comité de Personas Expertas para la Reforma del Sistema Tributario (marzo 2022). En concreto, convendría proceder a tres actuaciones. En primer lugar, debería procederse ya a la igualación del tipo del diésel al de la gasolina, postergada en diferentes ocasiones. La propuesta de Directiva elimina las diferencias en los tipos mínimos entre el gasoil y la gasolina, que figura en la versión actual que proviene de 2003. Esta cuestión se propone y discute ampliamente en el informe de la Comisión de Expertos referido anteriormente.

En segundo lugar, la fiscalidad del Impuesto Especial de la Electricidad es anacrónica, con un tipo impositivo sobre la factura⁵⁷ (5,11269632%) que responde a una situación del pasado y no al imprescindible papel de la electrificación en el proceso de descarbonización. Debería procederse a su reducción al tipo mínimo fijado en la propuesta de la Directiva, cambiando además la base del impuesto para recoger el contenido energético (0,15 €/GJ), lo que implicaría una reducción de la factura total (IVA incluido) del 4,5%⁵⁸. Obviamente, en empresas altamente intensivas en el consumo de energía, esta reducción favorece la opción de soluciones más descarbonizadas.

En tercer lugar, debería eliminarse ya el Impuesto Sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE). Como se señala en Rodríguez (2024b), se trata un impuesto “circular” que, aunque ingresado por los generadores eléctricos a Hacienda, pagan los consumidores eléctricos a través del coste de la energía consumida y que se utiliza para cubrir parcialmente los costes hundidos del sistema⁵⁹. En dicho trabajo se propone su eliminación y sustitución temporal por un aumento de los cargos para respetar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, hasta que en un par de años estos puedan volver a reducirse al desaparecer el pago por la deuda acumulada hasta 2013 en el sistema de ingresos y pagos regulados. En el trabajo se argumenta las distintas ventajas asociadas a su supresión y cómo el impacto sobre el único grupo de consumidores perjudicados en ese escenario, que son los consumidores domésticos, es mínimo.

⁵⁷ Ello incluye, además del coste de la energía consumida, a los peajes, cargos, coste del bono social y (en el caso del PVPC) el margen regulado.

⁵⁸ Dado que 1 GJ = 277,8 kWh y que en un hogar medio consume en torno a 3.000 kWh, ello supone pasar del entorno de 27 €/anuales a 1,6 €/anuales.

⁵⁹ Debe volver a recordarse que la desaparición de este impuesto no impactaría sobre los ingresos tributarios “netos” porque este es un impuesto que pagan los consumidores eléctricos a través del coste de la energía consumida y que se utiliza para cubrir parcialmente los costes hundidos del sistema. Esto es, Hacienda lo recauda pero, a continuación, lo transfiere en su totalidad a la CNMC ya que forma parte de los ingresos regulados del sector eléctrico.

Las tres actuaciones citadas son factibles y, como se ha señalado, también se contienen en el informe del Comité de Expertos. Desde el punto de vista de su efecto distributivo, el Comité ya calculó que la desaparición del IVPEE y la reducción del IEE tienen carácter progresivo. Además, en relación con la igualación de la fiscalidad del diésel y la gasolina de automoción, el Comité concluyó sobre su impacto distributivo progresivo cuando se combinaba con las propuestas de desaparición del IVPEE y la reducción del IEE.

Referencias

CAISO (2024). 2023 Special Report on Battery Storage. Julio 2014. <https://www.caiso.com/documents/2023-special-report-on-battery-storage-jul-16-2024.pdf>

Cátedra de Estudios Sobre el Hidrógeno (2025). Informe Anual. Febrero 2025. <https://www.iit.comillas.edu/documentacion/informetecnico/IIT-25-0421/Informe%20anual%20C3%A1tedra%20de%20Estudios%20sobre%20el%20Hidr%C3%B3geno%202023-2024..%20Hidr%C3%B2geno%20renovable:%20quo%20vadis?.pdf>

Climate Change Committee (2018). Hydrogen in a low-carbon economy. <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/11/Hydrogen-in-a-low-carbon-economy.pdf>

Climate Change Committee (2024). Progress in reducing emissions 2024 Report to Parliament. <https://www.theccc.org.uk/publication/progress-in-reducing-emissions-2024-report-to-parliament/#publication-downloads>

Comisión Europea (2024). Informe sobre el estado de la Unión de la Energía de 2024. COM(2024) 404 final. https://energy.ec.europa.eu/document/download/bd3e3460-2406-47a1-aa2e-c0a0ba52a75a_en?prefLang=es

Comisión Europea (2025a). A Competitiveness Compass for the EU. COM(2025) 30 final. https://commission.europa.eu/document/download/10017eb1-4722-4333-add2-e0ed18105a34_en

Comisión Europea (2025b). The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonization. COM(2025) 85 final. https://commission.europa.eu/document/download/9db1c5c8-9e82-467b-ab6a-905feeb4b6b0_en?filename=Communication%20%20Clean%20Industrial%20Deal_en.pdf&prefLang=es

IEA (2024). Global Hydrogen Review 2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>

IRENA (2024). Renewable Power Generation Costs in 2023. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf

Miteco (2025a). Documento de Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Edición 2025. <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/es-nid-edicion-2025.pdf>

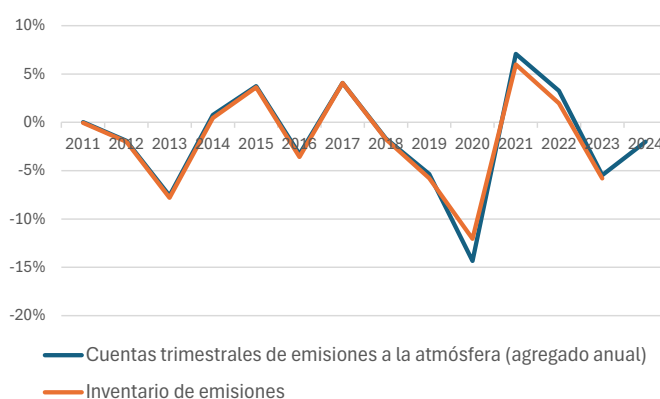
Miteco (2025). Informe CAE – Febrero 2025. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/CAE/Documents/20250228_Informe%20CAE_2025_Febrero.pdf

- Myro, R. y Salas, V. (2025). La política industrial europea en la transición hacia el vehículo eléctrico. *EuropeG*, Documento núm. 20. <http://europeg.com/descargas/37/documentos/2021/documento-20-la-politica-industrial-europea-en-la-transicion-hacia-el-vehiculo-electrico.pdf>
- REE (2023). Análisis nacional de cobertura del Sistema Eléctrico Peninsular Español. Como complemento al análisis europeo de cobertura de la edición de 2022. https://www.ree.es/sites/default/files/14_OPERACION/Documentos/informe_os_nov23.pdf
- Revuelta, J. (2024). Pasado, presente y posibles futuros de la energía nuclear en España. *Fedea Policy Paper 2024/03*. <https://documentos.fedea.net/pubs/fpp/2024/11/FPP2024-03.pdf>
- Rodríguez, D. (2020). Una evaluación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. *Fedea Estudios sobre la Economía Española 2020/09*. <http://documentos.fedea.net/pubs/eee/eee2020-09.pdf>
- Rodríguez, D. (2023a). Sobre la revisión del PNIEC. *Fedea Policy Paper 2023/06*. <https://documentos.fedea.net/pubs/fpp/2023/10/FPP2023-06.pdf>
- Rodríguez, D. (2023b). La transición energética en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. *ICE Revista de Economía* 932, p. 113-132. <https://revistasice.com/index.php/ICE/article/view/7661/7733>
- Rodríguez, D. (2024a). La retribución a las redes de electricidad y gas en España: análisis y propuestas. *Fedea Estudios sobre la Economía Española 2024/22*. <https://documentos.fedea.net/pubs/eee/2024/eee2024-22.pdf>
- Rodríguez, D. (2024b). El equilibrio financiero del sector eléctrico y la desaparición del impuesto de generación. *Apuntes Fedea 2025/04*. <https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2025/ap2025-04.pdf>
- Rodríguez, D. (2025). El apagón eléctrico: sobre causas y consecuencias. *Apuntes Fedea 2025/20*. <https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2025/ap2025-20.pdf>
- Tribunal de Cuentas Europeo (2024). La política industrial de la UE en el ámbito del hidrógeno renovable. El marco jurídico está preparado en su mayor parte: ha llegado el momento de comprobar la situación real. Informe especial. https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_ES.pdf

Anexo 1. Las emisiones medidas por el Sistema de Cuentas Medioambientales

En la actualidad, España, Países Bajos y Suecia elaboran estadísticas trimestrales de emisiones de GEI. En particular, el INE ha comenzado a hacerlo en noviembre de 2024, construyendo y publicando una serie que se retrotrae hasta 2010. Eurostat también publica esos datos, junto con una estimación que realiza para el resto de EEMM. En todos los casos se utiliza la metodología del Sistema de Contabilidad Ambiental y Económica (SCAM)⁶⁰. Debe aclararse, por tanto, que son estimaciones y no los datos oficiales del inventario de emisiones pero, aunque menos precisos, tienen la ventaja de proporcionar una información mucho más cercana en el tiempo. En el momento actual se cuenta con la información hasta el tercer trimestre de 2024.

Gráfico A.1 Variación interanual de emisiones: cuentas trimestrales e inventario



Fuente: Cuentas trimestrales de emisiones a la atmósfera (INE), Inventario nacional de emisiones a la atmósfera (Miteco) y elaboración propia. El dato de 2024 se corresponde con los tres primeros trimestres.

La metodología de las cuentas trimestrales de emisiones a la atmósfera permite obtener el agregado anual como una simple suma de las emisiones trimestrales. Ese resultado tiende a situarse ligeramente por encima (en torno a un 3%) del dato proporcionado por el inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, como puede observarse en el Gráfico A.1, la evolución de ambas series es muy similar, lo que sugiere que el uso de la variación anual de las cuentas trimestrales, aplicado al nivel del inventario, es una buena aproximación del dato que finalmente se tendrá para el año 2024, que se conocerá en diciembre de 2025.

Anexo 2. Emisiones sectoriales en el Inventario de Emisiones

El Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por Fuentes Antropogénicas y su Absorción por Sumideros es elaborado anualmente por el Miteco e incluye, por un lado, un detallado documento de análisis (Miteco, 2025a) que sirve como Comunicación a la Comisión Europea (en cumplimiento del Reglamento 2018/1999) y al Secretariado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y, por otro lado, un amplio conjunto de Tablas Comunes de Reporte (en 60 hojas Excel) con periodicidad anual⁶¹. La metodología del inventario de emisiones, que se basa fundamentalmente en un conjunto de guías elaboradas

⁶⁰ https://www.ine.es/proyectos/cuentas_emisiones/proyecto_cuentas_emisiones_atmosfera_trimestral.pdf

⁶¹ Los datos de España están disponibles en <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/inventario-gases-efecto-invernadero.html>

por el Panel de Cambio Climático⁶², distingue entre cinco grandes categorías, que se muestran en el Cuadro A.1. Una de ellas, la correspondiente a usos de la tierra, el cambio de usos de la tierra y la silvicultura (acrónimo LULUCF en inglés) recoge el efecto sumidero asociado y es la magnitud que permite pasar de emisiones brutas a netas. Su cálculo está sometido a un Reglamento específico, recientemente reformado, y en este informe no se hace uso de estos datos, ya que el objetivo de reducción de emisiones planteado en el PNIEC es sobre emisiones brutas, con el propósito de que, al final del recorrido (en 2050), las emisiones brutas remanentes se compensen con las absorciones naturales y con procedimientos de captura para lograr emisiones netas igual a cero. El Cuadro A.1 muestra la correspondencia entre las cuatro grandes categorías restantes y los sectores que se contemplan en el PNIEC y, en consecuencia, en este trabajo. En este trabajo sí se realiza alguna desagregación sectorial adicional a la del PNIEC, como la de distinguir entre el sector residencial, por un lado, y el comercial/institucional, por otro

Para cada uno de esos sectores se tiene información sobre las emisiones de los distintos gases de efecto invernadero en todo el territorio nacional, que se pueden expresar en unidades propias o en términos de CO₂ equivalente. Para las equivalencias se utilizan los potenciales de calentamiento atmosférico (GWP, por sus siglas en inglés) del quinto Assessment Report del Panel de Cambio Climático, lo que permite normalizar el impacto climático de los distintos gases. Los gases contemplados son: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). Los tres últimos (HFC, PFC y SF₆) son los llamados gases fluorados y sus emisiones se realizan en su totalidad en el sector de procesos industriales y usos de productos. Las actividades más relevantes desde el punto de vista de las emisiones (en torno al 75%) tienen que ver con los procesos de transformación de la energía (*Total Energy* en el inventario), que incluye la generación de electricidad y calor, el refinado de petróleo, otras industrias energéticas, los procesos de combustión en el sector industrial, las emisiones ligadas a hogares y comercial/institucional (o servicios), otros sectores y las emisiones fugitivas. De manera simplificada, cabe señalar que:

- La principal fuente de emisiones a la atmósfera dentro de la categoría de otras industrias energéticas (1.A.1.c. *Manufacture of solid fuels and other energy industries*) es la combustión en los hornos que transforman el carbón en coque
- El PNIEC agrupa en Otros sectores a las emisiones de 1.A.4.c. *Agriculture/forestry/fishing* y de y de 1.A.5. Other.
- Las emisiones fugitivas integran las emisiones generadas en los procesos de extracción, almacenamiento, manipulación y transformación de combustibles sólidos (carbones y coque de carbón), petróleo y gas natural, sin aprovechamiento del combustible en ningún caso. Por lo tanto, son las únicas en la categoría de energía no vinculadas a la combustión.

⁶² Véase <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

Cuadro A1. Correspondencia entre las categorías del Inventario de emisiones y los sectores emisores del PNIEC

Categorías en el Inventario de emisiones			Sectores en PNIEC
1. Total Energy			
	1.A.1. Energy industries		
		1.A.1.a. Public electricity and heat production	Generación de energía eléctrica
		1.A.1.b. Petroleum refining	Industria del refino
		1.A.1.c. Manufacture of solid fuels and other energy industries	Otras industrias energéticas
	1.A.2. Manufacturing industries and construction		Sector industrial (procesos de combustión)
	1.A.3. Transport		Transporte
	1.A.4. Other sectors		
		1.A.4.a. Commercial/institutional	Residencial, comercial e institucional
		1.A.4.b. Residential	
		1.A.4.c. Agriculture/forestry/fishing	
	1.A.5. Other		Otros sectores
	1.B. Fugitive emissions from fuels		Emisiones fugitivas
2. Industrial processes and product use			Sector industrial (emisiones de procesos), uso de productos y gases fluorados
3. Agriculture			Agricultura
4. Land use, land-use change and forestry			
5. Waste			Residuos
Total CO2 equivalent emissions without LULUCF			Total

Fuente: Elaboración propia a partir del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y PNIEC.

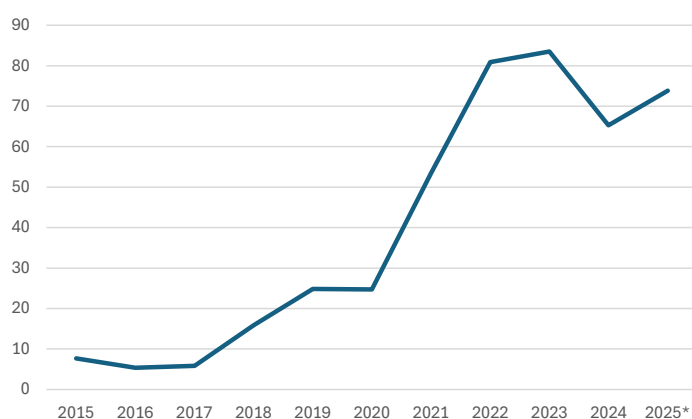
Anexo 3. ETS y precios de los derechos de emisión

El Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (ETS por sus siglas en inglés) comenzó a operar en 2005. Es un instrumento basado en el mercado (*cap and trade*) que permite crear una señal de precios en relación con el coste de las emisiones. La clave es que se pone en circulación una cierta cantidad de derechos de emisión, con unos límites (*cap*) anuales que van descendiendo. Las instalaciones afectadas por este régimen deben entregar tantos derechos al final de cada año como emisiones han realizado (un derecho equivale a una tonelada de CO₂ emitida), que pueden adquirir o vender (*trade*). En la actualidad, en el conjunto del ámbito geográfico sobre el que aplica (UE27 más Noruega, Islandia y Liechtenstein) cubre en torno a 10.000 instalaciones de diverso tipo (generación eléctrica, industriales, ...), además de a operadores aéreos en vuelos intra-europeos y a parte del transporte marítimo. Su regulación se establece por periodos multianuales para los que se fija la reducción anual de derechos, actualmente el periodo 2021-2030.

El ETS tiene evidentes efectos sobre la competitividad de los sectores afectados, que tienen que soportar un coste por emitir que no soportan productores en otros países con políticas climáticas menos estrictas que la europea. Tradicionalmente el problema que esto supone ha sido abordado mediante la asignación gratuita de derechos a sectores con mayor riesgo de desplazar su actividad productiva a terceros países (sectores en riesgo de fuga de carbono) a lo que pueden añadirse, si el estado miembro lo desea, medidas de compensación a algunas empresas por el efecto indirecto sobre los costes de la electricidad. La asignación gratuita de derechos está en proceso de extinción, que debería finalizar en 2034.

Al mismo tiempo, y en conexión con ello, se encuentra ahora mismo en periodo transitorio de implementación el Mecanismo de Ajuste en Frontera por carbono (CBAM por sus siglas en inglés), establecido por el Reglamento (UE) 2023/956. Ese proceso transitorio finaliza en 2025, de modo que el CBAM comenzaría a ser gradualmente aplicado desde 2026 a las importaciones en productos concretos de los sectores de cemento, hierro y acero, aluminio, fertilizantes, hidrógeno y electricidad. A partir de ese momento los importadores tendrán que realizar un pago, en forma de entrega de certificados, cuyo precio se calculará en función del precio medio semanal de las subastas de los derechos de emisión del ETS.

Gráfico A.2. Precio medio anual de los derechos de emisión de CO₂ (€/tCO₂)



Fuente: SENDECO2 y elaboración propia.

Este precio es muy importante a la hora de realizar las simulaciones sobre el sistema eléctrico en el PNIEC, así como para los supuestos que se hacen sobre la reducción esperable de emisiones en el sector industrial. A ese respecto, el PNIEC aplica un precio de los derechos de emisión de 82,8 €/tCO₂ para 2025 y 2030, precio recomendado para el análisis por la Comisión Europea (ver Tabla A.6 del PNIEC). Como puede observarse en

el Gráfico A.2, se trata de un precio realista, similar al precio medio anual registrado en 2022 (80,9 €/tCO₂) y 2023 (82,8 €/tCO₂). En 2024 el precio medio fue inferior (65,3 €/tCO₂), pero lo esperable es que vaya aumentando en los próximos años.

Por último, las emisiones actualmente cubiertas por el ETS en la UE son aproximadamente el 40% del total. Sin embargo, la modificación de la Directiva del ETS en 2023 (Directiva (UE) 2023/959) ha ampliado el alcance del ETS a partir de 2027 para incluir a pequeñas industrias, hogares y oficinas (fósiles para calefacción) y el transporte, lo que aumentará el volumen de emisiones cubiertas hasta alrededor del 75% del total de emisiones en la UE. Estas actividades se encuentran ya desde 2025 en periodo transitorio. En este caso no hay asignación gratuita y todos los derechos se pondrán en circulación mediante subasta, a las que acudirán las entidades reguladas. Esas entidades reguladas, que son básicamente los proveedores o distribuidores de combustible (se calcula que unas 11.000 entidades en el conjunto de la UE) adquirirán esos derechos y los transmitirán en el precio de su producto o servicio a los usuarios finales. Ese precio se fijará en un principio en un mercado aparte al del ETS, y de ahí que habitualmente se haga referencia a él como ETS2. Aunque hay elevada incertidumbre sobre ese precio, se han establecido previsiones regulatorias para evitar que exceda un precio de 45 €/tCO₂. Los ingresos procedentes del ETS2 nutrirán el Fondo Social para el Clima, que se asignará a los EEMM (un 10,52% para España), quienes a su vez complementarán esas transferencias con fondos nacionales (un 25% de lo recibido) para acometer medidas encaminadas a facilitar la transición energética. En febrero de 2025 se inició la consulta pública previa por parte del Miteco para la constitución del Plan Social para el Clima, dotado con el Fondo europeo.

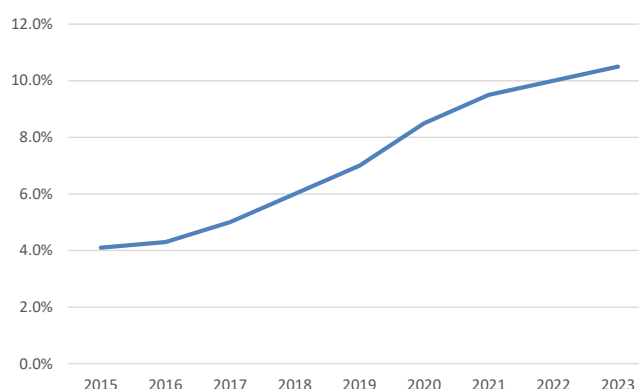
Anexo 4. Los biocombustibles

El uso de biocombustibles ha sido una vía para reducir las emisiones asociadas al transporte. Básicamente, se trata de combustibles (biodiésel y bioetanol) producidos a partir de biomasa o de residuos. La reglamentación europea, y en concreto la Directiva de fomento de energías renovables, ha venido estimulando su expansión en las dos últimas décadas. Pese a ello, siempre ha habido discusión sobre su alcance real en términos de reducción de las emisiones, alcance que en cualquier caso debe computarse en términos netos ya que el biocombustible es un sustituto del combustible fósil y no emite menos en términos de emisiones brutas. La menor emisión neta viene dada porque se computa, restando de sus emisiones brutas el hecho de que el producto desde el que se fabrica el biocombustible generaría emisiones de modo natural (caso de la biodegradación de residuos) o previamente ya ha capturado CO₂ de la atmósfera en un periodo reciente (caso de combustibles procedentes de biomasa). Como se ha señalado, la discusión ha sido intensa y ha llevado a desplazar biocombustibles en los que se comprobó que las emisiones netas eran incluso mayores que los combustibles fósiles a los que desplazaba debido a los cambios en los usos de la tierra que generaban.

Para fomentar el uso de biocombustibles en el transporte, existe normativa⁶³ que obliga a determinados sujetos a acreditar el cumplimiento de los objetivos de venta o consumo de biocarburantes y otros combustibles renovables, estableciéndose un sistema de certificación en función de la materia prima con la que se haya producido el biocombustible. En el Gráfico A.3 se muestra la evolución del porcentaje de biocombustible en el consumo final de combustibles (diésel y gasolina), utilizando la información de las estadísticas de biocarburantes que el Miteco elaborada a partir del sistema de certificación.

⁶³ La más reciente, la Orden TED/728/2024, de 15 de julio, por la que se desarrolla el mecanismo de fomento de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Gráfico A.3. Porcentaje de biocombustibles en consumo final



Fuente: Estadísticas de biocarburantes en función de la expedición de Certificados definitivos (Miteco).

Como puede comprobarse, el peso relativo de los biocarburantes ha aumentado desde un 4% en hasta algo más del 10% del total en 2023. No cabe esperar aumentos sustanciales de esa participación en los próximos años, ya que la solución tecnológica actual para el sector del transporte por carretera no pasa por el mayor uso de los biocombustibles sino, claramente, por su electrificación. Sin embargo, sí se está sumando como demandante de biocombustible el sector de la aviación, ya que en este caso no hay alternativa tecnológica previsible y existe normativa europea (*ReFuelUE Aviation*) que obliga a su introducción paulatina desde 2025. En concreto, en este año hay un uso obligatorio del 2% de combustibles sostenibles de aviación (SAF en inglés), que es un término que integra distintos tipos de combustibles no fósiles. Ese porcentaje debe ir aumentando hasta alcanzar un mínimo del 70% en 2050.

Por último, debe señalarse que si bien los biocombustibles han sido, y siguen siendo, la forma tradicional de fuentes renovables en el transporte, van a comenzar a sumarse el biogás y los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO por sus siglas en inglés), que en la práctica van a ser los llamados electrocombustibles, como el hidrógeno renovable y, a partir de él, el metanol, el amoníaco y los hidrocarburos sintéticos. De hecho, parte de las obligaciones de uso de combustibles sostenibles debe hacerse con RFNBO. Por ejemplo, en el caso de la aviación, los SAF deben representar como mínimo un 20% del consumo de la aviación en 2035, y de ellos al menos el 5% deben provenir de RFNBO.

Anexo 5. Las bombas de calor

Una bomba de calor transfiere calor desde un foco frío (ambiente exterior) a un foco caliente (interior de la vivienda) mediante una aportación de trabajo en forma de energía eléctrica. Ese flujo contrario al natural (desde el foco caliente al frío) se logra por el funcionamiento de un motor que eleva la presión y calienta un fluido refrigerante (en forma de gas). Ese calor se cede al foco caliente mediante un condensador, enfriándose y expandiéndose posteriormente mediante una válvula de expansión. El fluido, ya en forma líquida, vuelve a pasar por la fuente fría, volviendo a evaporarse absorbiendo calor y reiniciándose el ciclo en el motor de compresión. La transmisión de calor puede ser desde distintos medios exteriores (aire, agua, tierra) a distintos medios interiores. De ahí que se hable de bomba de calor aire-aire, tierra-aire, aire-agua, etc. Muchas nuevas construcciones suelen tener ya incorporadas bombas de calor aire-agua (suelo radiante). Además, en la inmensa mayoría de los casos las bombas de calor suelen ser reversibles, ya que el funcionamiento del gas en sentido contrario permite aportar frío en lugar de calor.

Es importante señalar que una parte importante de la energía térmica aportada por la bomba de calor proviene del exterior. Esa energía del exterior se considera renovable, dado que no utiliza ningún input agotable. El hecho de que una parte importante de la energía térmica resultante no haya sido generada mediante un motor sino captada en el exterior y trasladada al interior hace que la bomba de calor sea muy eficiente energéticamente. Esa relación entre la energía total cedida por el sistema (generada + trasladada) y la energía utilizada por el compresor, evaluada en determinadas condiciones de temperatura que varían por estaciones, es el índice SCOP (Seasonal Coefficient Of Performance) que, debido a lo señalado anteriormente, tiene valores superiores a 1 (o 100%). Por ejemplo, si se usa 1 kWh eléctrico y este se combina con 3 kWh de energía extraída del exterior para proporcionar 4 kWh de calor interior, son esos 3 kWh los considerados como energía renovable procedente de las bombas de calor. En ese caso el índice SCOP=4 (o 400%) indica que solo una cuarta parte de la energía necesaria para climatizar una vivienda proviene de la energía eléctrica consumida, mientras que el resto proviene de la energía aprovechada del exterior. La clave está, por tanto, en la eficiencia de la captura, para lo que existe una abundante reglamentación sobre la metodología de cómputo. En particular, el anexo VII de la Directiva (UE) 2018/2001, modificado por el Reglamento Delegado (UE) 2022/759, proporciona las normas para contabilizar la energía capturada por bombas de calor como energía procedente de fuentes renovables.

Frente a esta situación, una caldera de combustión no “añade” ninguna fuente exterior a la generación de calor, de forma que 1 kWh inicial se transforma en entregas de calor que, en el mejor de los casos (calderas de condensación), puede situarse en valores próximos a la unidad.

Anexo 6. El mecanismo de capacidad

Algunas de las instalaciones de generación que participan en los mercados de electricidad pueden no recuperar la totalidad de sus costes, y muy particularmente los relacionados con los costes de inversión, mediante la venta de su energía en los mercados de corto plazo, como en el mercado diario. Recuérdese que las empresas acuden a esos mercados ofreciendo según los costes marginales de producción. El mercado cierra el precio, que es único, según las ofertas recibidas por las instalaciones más caras, habitualmente una central térmica de ciclo combinado. Ese precio le permite cubrir el coste de operación (variable), pero no los costes fijos. Obviamente, si hay retirada de instalaciones de generación de este tipo se pueden producir situaciones de escasez de oferta que generasen precios muy altos y que permitiesen a las instalaciones restantes obtener márgenes operativos muy altos para cubrir los costes fijos. Sin embargo, se considera que esos picos extremos de precios por escasez de energía no son una solución aconsejable y, por tanto, en diversos países se han ido estableciendo procedimientos de pagos fuera del mercado para garantizar la continuidad de esas instalaciones, denominados mecanismos de capacidad. Dado que se trata de un mecanismo de apoyo a determinadas instalaciones, esos mecanismos de capacidad están sujetos a aprobación de la Comisión Europea bajo el régimen de ayudas de estado. Un criterio básico de ese mecanismo es que su asignación a las instalaciones debe hacerse mediante un proceso competitivo, esto es, bajo un régimen de subastas. Además, para ponerlo en marcha deben pasarse varios procesos que justifiquen que el mecanismo es realmente necesario, procesos que involucran al Operador del Sistema (REE, 2023). Debe señalarse que en España ya ha existido un pago a determinadas centrales por asegurar su disponibilidad para el sistema, denominado pagos por capacidad, con el que aún se efectúan pequeños pagos que se transmiten a la factura eléctrica.

El Gobierno ha diseñado un mecanismo de capacidad, que si bien no está aún aprobado y puede experimentar variaciones con respecto a la propuesta sometida a consulta, plantea la combinación de subastas de largo plazo (entre 5 y 12 años) a las que podrían acudir tanto instalaciones de generación existentes (por ejemplo, ciclos combinados) como nuevas (renovables y almacenamiento), así como instalaciones de demanda, junto a subastas de ajuste para plazos más cortos a las que obviamente solo podrían acudir instalaciones existentes. Un aspecto fundamental, aún por dictaminar, serán los factores de conversión que permitan trasladar la potencia nominal de una instalación a potencia firme (factor de de-rating). Para cubrir los costes se utilizará el mismo procedimiento que el actualmente utilizado para los pagos por capacidad, a través de precios unitarios fijados por el Miteco que los comercializadores trasladarán a la factura de los consumidores. Naturalmente, la magnitud de esos costes dependerá de cuáles serán las cantidades (MW) subastadas y los precios resultantes de esas subastas.

Anexo 7. Los Certificados de Ahorro Energético

Un Certificado de Ahorro Energético (CAE) es un documento electrónico que garantiza que, tras llevar a cabo una actuación de eficiencia energética, se ha conseguido un nuevo ahorro de energía final equivalente a 1 kWh. Esto permite al usuario final recuperar parte del coste de las inversiones (por ejemplos, cambios en la iluminación, mejora del aislamiento térmico del edificio, renovación de equipos industriales o domésticos, etc.), vendiendo los ahorros obtenidos para su posterior certificación. Este sistema, regulado en el RD 36/2023 y que ya estaba presente en otros países europeos, se basa en un catálogo de medidas estandarizadas, que se ha ido actualizando en diversas resoluciones.

Los CAEs son un instrumento complementario a la otra vía de apoyo financiero que ya funciona desde 2014: el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética. Este sistema crea un Fondo (el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, FNEE) al que deben contribuir con una cuota anual de ahorro energético fijada en una Orden Ministerial las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor. Ese ahorro (en ktep) tiene una equivalencia financiera, que se utiliza para calcular el montante de la transferencia anual de los sujetos obligados al FNEE. Desde la puesta en marcha de los CAEs en 2023, parte de las obligaciones de ahorro de los sujetos obligados se pueden hacer a través de ese sistema, en vez de mediante transferencias al fondo. Por ejemplo, la equivalencia financiera para el año 2025 se establece en 189.165,95 €/GWh ahorrado, que se calcula en base al coste medio estimado para movilizar en todos los sectores de actuación las inversiones necesarias para alcanzar el objetivo anual de ahorro. Dado el objetivo que se establece para 2025, que es un ahorro de 5.815 GWh o 500 ktep de energía final, y dada la equivalencia financiera establecida, el montante total del FNEE (sin CAE) para ese año ha sido de 1.100 M€. Ese es el importe sin CAE, pero los sujetos obligados pueden sustituir hasta un 85% de sus obligaciones económicas mediante la aportación de CAEs.

El Miteco ha comenzado recientemente a publicar unos informes mensuales sobre la evolución de los CAEs (Miteco, 2025b). En febrero de 2025, se habrían solicitado 2.162 GWh de ahorro desde el comienzo del funcionamiento del sistema a finales de 2023 (casi todos ellos en el último trimestre de 2024). El precio del CAE para el sujeto obligado es variable, ya que depende de cuánto se retribuye al propietario del ahorro (el sujeto que hace la inversión original de ahorro energético), del coste del verificador del ahorro (que es una entidad acreditada) y de los márgenes de los sujetos delegados (que son las empresas que contactan e intermedian con el propietario o usuario final). En relación con ello, el Miteco señala que teniendo en cuenta los datos agregados de las solicitudes realizadas hasta febrero de 2025, el precio medio que reciben los

propietarios iniciales de los ahorros se sitúa entre los 115 €/MWh y los 140 €/MWh. Recuérdese que la equivalencia financiera en el FNEE se establece para 2025 en 189,2 €/MWh ahorrado pero, como se ha señalado hay agentes que intermedian entre el sujeto obligado y el usuario final.

Es significativo, sin embargo, que un 68% del ahorro solicitado hasta ahora (en 1.455 actuaciones) sea en el sector industrial y solo un 2,5% en el residencial. Esto sugiere que realmente que los esfuerzos hasta ahora se han concentrado en dirigirse a ahorros más sustantivos, que son los que pueden realizar las instalaciones industriales.