Estudios sobre la Economía Española

Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el PNIEC

ANTONIO COLOMER
ÓSCAR ARNEDILLO
MARCELO RABINOVICH
DIEGO RODRÍGUEZ
JORGE SANZ

Estudios sobre la Economía Española 2026/02
Enero 2026

fedea

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

Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el PNIEC

Antonio Colomer (NERA), Óscar Arnedillo (NERA), Marcelo Rabinovich (NERA),
Diego Rodríguez (UCM y FEDEA) y Jorge Sanz (NERA)

(Enero 2026)

1. Introducción

2. Metodología

2.1. Modelización de la oferta

2.1.1. Tecnologías con capacidades predeterminadas

2.1.2. Tecnologías optimizadas

2.2. Modelización de la demanda

2.3. Costes de las tecnologías entrantes

3. Resultados

3.1. Las capacidades instaladas

3.2. El balance de generación eléctrica

3.3. Las subvenciones implícitas

3.4. Los costes anuales de suministro

3.5. Emisiones y costes de descarbonización

4. Reflexiones finales y conclusiones

Anexos:

Anexo A. Proyectos con subvenciones

Anexo B. Escenario de entrada de vehículos eléctricos e impacto sobre la demanda y el consumo de gasolina

Anexo C. Cálculo del ahorro en servicios de ajuste

Anexo D. Emisiones incrementales

Anexo E. Escenario eléctrico con 90% de generación sin emisiones

1. Introducción

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) contiene los objetivos comprometidos por España en el decenio 2021-2030 para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el aumento de la penetración de renovables y la reducción del consumo y la dependencia energética, así como un amplio conjunto de medidas que se desean implementar para el cumplimiento de esos objetivos. La primera versión del PNIEC es del año 2019 si bien, siguiendo lo establecido en el Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía y el Clima, fue actualizada en 2024. En este trabajo, todas las referencias al PNIEC se hacen con respecto a esa versión actualizada[1].

En el PNIEC se asume un **escenario objetivo** que, en lo relativo al sector eléctrico, contempla un notable incremento de las capacidades instaladas en energías renovables y almacenamiento, así como un aumento muy importante de la demanda eléctrica impulsada por el sector industrial y de transporte pero, sobre todo, por un enorme despliegue de la capacidad de electrolización para la generación de hidrógeno destinado, fundamentalmente, a la exportación.

Sin embargo, ya ha transcurrido más de la mitad del periodo de diez años que se contempla en el PNIEC y, aunque siempre existen incertidumbres cuando se realiza un ejercicio de simulación a 4 o 5 años vista, tenemos ya una idea bastante clara de qué hipótesis del PNIEC van a resultar de difícil cumplimiento. Por ello, en ese trabajo se propone y analiza un **escenario alternativo** para el sector eléctrico, con dos características principales. Por un lado, es un escenario que se construye sobre hipótesis que se consideran más realistas que las recogidas en el PNIEC actual. Por otro lado, se trata de un escenario alternativo que, asumiendo las capacidades de generación instaladas o comprometidas, porque han recibido financiación pública para facilitar su entrada, deja que sea la minimización del coste de suministro la que establezca las capacidades adicionales a instalar.

Los resultados del escenario alternativo que se contempla en este trabajo se comparan con el recogido en el PNIEC en términos del mix de capacidad y de generación, de las emisiones asociadas y del coste de suministro. El coste de suministro no solo integra el precio de mercado sino, también, otros costes asociados al suministro eléctrico como los de las redes, los de seguridad del suministro o los asociados a la inversión en nueva capacidad de generación que no entraría en el sistema salvo que obtuviese una ayuda específica para ello.

Es importante indicar que el análisis de este trabajo se circunscribe al sector eléctrico. De ese modo, tan solo se realizan consideraciones adicionales fuera del sector eléctrico en la medida en que impacten sobre el mismo. Un ejemplo ayuda a entender esta cuestión. En el presente trabajo no se modeliza la demanda de transporte de personas y mercancías, pero se asume que el objetivo de 5,5 millones de vehículos electrificados a 2030 no es alcanzable. Ello se traduce en una menor demanda eléctrica y, por tanto, previsiblemente en una menor necesidad de capacidad de generación a instalar. Pero, al mismo tiempo, ello también afecta al consumo de gasolina y a las emisiones globales, ya que circularán más automóviles de combustión que los que asumidos en el PNIEC. En el mismo sentido, se modifica la demanda eléctrica para la generación de hidrógeno. Sin embargo, en el trabajo se mantiene un amplio conjunto de hipótesis sobre el sector eléctrico incluidas en el PNIEC que se consideran razonables.

[1] Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.

Por último, cabe señalar dos características del análisis aquí realizado. En primer lugar, no se pretende dibujar sendas anuales sobre cómo pueden ir evolucionando las distintas variables en cada año hasta el final de esta década sino, como también se hace en el PNIEC, obtener un escenario a 2030. En segundo lugar, el instrumento utilizado en este trabajo para la optimización del mix de generación y la simulación del funcionamiento del mercado eléctrico es la herramienta PLEXOS[2], ampliamente utilizada en el sector energético[3]. Esta modelización integra de modo detallado no sólo la situación en el sistema eléctrico peninsular sino, también, la situación al otro lado de las fronteras, lo que resulta imprescindible para la estimación de los flujos de electricidad por las interconexiones. Dado que la herramienta de simulación se basa en la minimización de costes en mercados interconectados como el peninsular, en este trabajo no se integra el análisis de los Sistemas no Peninsulares (SNP)[4]. Aunque se reconoce su creciente peso en las emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico, el análisis de los SNP requiere estrategias distintas de las implementadas en este trabajo.

2. Metodología

La comparación del escenario objetivo[5] contemplado en el PNIEC con un escenario alternativo como el que aquí se desarrolla requiere disponer de un elevado detalle sobre cómo se han parametrizado las variables de oferta y demanda eléctrica en el PNIEC. Sin embargo, si bien algunos de esos parámetros son explícitos en el PNIEC, otros no lo son. El análisis parte, pues, de la identificación de los parámetros del PNIEC que son explícitos. Estos se refieren, en lo relativo al sector eléctrico, a la potencia instalada por tecnología de generación y las interconexiones en servicio, así como a la demanda agregada y por grupos de actividad. El PNIEC también proporciona el precio del gas y de los derechos de emisión de CO_2 utilizados.

Sin embargo, hay diversas variables que son necesarias para modelizar el balance energético y que el PNIEC no revela. Estas variables se refieren al perfil horario de la demanda y de la disponibilidad del recurso natural (radiación solar y viento o pluviometría), así como a los costes variables de operación y mantenimiento de las instalaciones (OPEX), sus costes de arranque y las condiciones técnicas (mínimos técnicos y rampas, entre otros).

En consecuencia, el primer paso del análisis ha consistido en integrar los parámetros conocidos e identificar los supuestos sobre los parámetros desconocidos que permitan aproximar del modo más preciso posible los resultados obtenidos en el PNIEC en términos del balance de generación y, en consecuencia, las emisiones asociadas. Al resultado de este proceso se le denomina en este trabajo **modelo PNIEC calibrado**. En un segundo paso, ese modelo calibrado se actualiza con la mejor previsión disponible a finales de 2025 de los precios del gas y de los derechos de emisión de CO_2, sobre la base

[2] Véase https://www.energyexemplar.com/plexos.

[3] En concreto, es la herramienta utilizada por el Operador del Sistema español para las simulaciones del PNIEC y la utilizada por ENTSOE y por el Operador del Sistema español para hacer los análisis de cobertura y seguridad de suministro que justifican los *pagos por capacidad*.

[4] El sistema balear, que sí tiene interconexión con la península, se integra en los flujos de interconexión del mismo modo que los países fronterizos. El PNIEC tampoco modeliza el sistema balear de modo conjunto con el peninsular.

[5] La primera versión del PNIEC contemplaba un escenario tendencial y otro objetivo, resultado de la implementación de las políticas allí propuestas. La revisión del PNIEC de 2024 solo integra el escenario objetivo, que es el utilizado en este trabajo.

de las cotizaciones de los mercados a plazo[6]. En concreto, en el PNIEC se asumen precios del gas y del CO_2 de 27 €/MWh (gas) y 79 €/tCO_2, respectivamente, expresados como precios en términos reales de 2016. Esos precios equivalen a 37,8 €/MWh (gas) y 110,7 €/tCO_2 expresados como precios reales de 2030 (que es la referencia temporal en este trabajo). Ambos precios son mayores que los precios de los mercados de futuros para 2030, que son los utilizados en este trabajo y que, en la actualidad se sitúan en 27,9 €/MWh(gas) y 81,9 €/tCO_2[7]. La utilización de esta referencia más actualizada da lugar a lo que en este trabajo se denomina ***modelo PNIEC oficial calibrado y actualizado.***

A partir de la calibración completa del modelo del PNIEC se puede construir un modelo alternativo, en dos etapas. En primer lugar, se modifican ciertos parámetros que son explícitos en el PNIEC, referidos a la potencia instalada mínima y a la demanda, para actualizar las previsiones en base a la mejor información actualmente disponible. En segundo lugar, se utiliza un modelo de simulación horario del mercado (Plexos) para calcular cuánta nueva potencia se debería instalar de cada tecnología para minimizar los costes de suministro. Se obtiene así un ***modelo PNIEC óptimo-realista*** que se compara con el ***modelo PNIEC oficial calibrado y actualizado***[8].

2.1. Modelización de la oferta

En la modelización de las capacidades de generación, se diferencia entre dos grupos de tecnologías. Para un primer grupo, se asume (tal y como se hace en el PNIEC) que las capacidades están predeterminadas y no son el resultado del equilibrio en el mercado eléctrico. Este grupo de tecnologías incluye a las de ciclo combinado, carbón, nuclear, autoconsumo, cogeneración, hidroeléctrica (no bombeo) y bombeo.

Para un segundo grupo de tecnologías se deja que sean las decisiones individuales de los agentes las que determinen cuánta potencia se añade (si bien, en todas, se tiene en cuenta la capacidad disponible peninsular existente en 2025 que razonablemente seguirá existiendo en 2030). En la búsqueda del máximo beneficio y sin ayudas, serán esas decisiones individuales las que lleven a un mix que minimiza los costes de suministro. Este grupo de tecnologías incluye la solar fotovoltaica y termosolar, eólica terrestre y marina, y baterías.

2.1.1. Tecnologías con capacidades predeterminadas

Ciclos combinados y carbón

En el caso del ciclo combinado se asume que la potencia disponible en 2030 será la misma que la actual (24,5 GW), mientras que la pequeña capacidad actualmente existente en el carbón (1,2 GW)[9] habrá dejado de estar operativa. Estos son los mismos supuestos que se realizan en el PNIEC.

Nuclear

[6] En carbón, lignito, fueloil y otros combustibles se utilizan los precios para 2030 utilizados en el ERAA 2024.
[7] Datos de julio de 2025.
[8] Si bien este trabajo solo hace referencia al sector eléctrico (y sus impactos directos en otros sectores), por simplicidad y a los efectos de la comparación de resultados, los dos modelos se abrevian como "PNIEC oficial" y "PNIEC óptimo".
[9] En julio de 2025, tras la conversión en la central de Aboño de un grupo de carbón a un grupo con gas natural y gases siderúrgicos (catalogado como turbina de vapor), solo quedan operativas las centrales de Los Barrios (Cádiz) y un grupo térmico en las centrales de Aboño y Soto de Ribera (Asturias).

Para la generación nuclear se asume que seguirán estando disponibles los 7,1 GW de capacidad de generación actuales. Como es conocido, el PNIEC asume que los dos grupos de la central de Almaraz cerrarán a final de octubre de 2027 (Almaraz I) y 2028 (Almaraz II), mientras que otros dos grupos (Ascó I y Cofrentes) lo harían a finales de 2030, de modo que se comenzaría ese año con 5,1 GW y se finalizaría con 3,1 GW. En cambio, en este trabajo se asume que se extiende la autorización de explotación de esos reactores, lo que hace necesario considerar los costes asociados a esa extensión. En particular, se supone que esos costes son del mismo orden de magnitud que los incurridos en la última renovación de la autorización de explotación por parte del Consejo de Seguridad Nuclear.[10]

Fotovoltaica de autoconsumo

Para el autoconsumo fotovoltaico se supone también una potencia instalada que, a diferencia de lo que ocurre en el caso de la potencia fotovoltaica centralizada, no se determina endógenamente en el mercado eléctrico. La razón es que las decisiones de instalación del autoconsumo no responden, o lo hacen de un modo muy tenue, a las señales de precio del mercado. El objetivo de autoconsumo del PNIEC es de 19 GW en 2030 a nivel nacional. A partir de esa cifra, se asume que el objetivo implícito a nivel peninsular es de 18 GW.

Sin embargo, en este trabajo se considera que es más realista asumir que la potencia en autoconsumo a nivel peninsular pasará de 9 GW a finales de 2025[11] a 11 GW en 2030, cifra que es compatible con los objetivos de la Hoja de Ruta del Autoconsumo de 2021.

Hidroeléctrica (fluyente y regulable distinta al bombeo), cogeneración y otras renovables

Para la hidroeléctrica (distinta al bombeo), cogeneración y otras renovables (biomasa, parte renovable de residuos) se asumen los mismos supuestos del PNIEC, con capacidades instaladas de 14,8 GW, 4,2 GW y 2,0 GW, respectivamente. En el caso de la hidroeléctrica esa capacidad resulta idéntica a la actual, mientras que sería ligeramente inferior y superior a la actual en cogeneración y otras renovables, respectivamente.

Bombeo

En relación con el bombeo, la capacidad actual es de 6,0 GW (suma de bombeo puro y mixto). El PNIEC no diferencia en su escenario objetivo para almacenamiento entre la entrada procedente del bombeo y la procedente de las baterías pero, usando los datos del escenario de ENTSO-E para el ERAA[12], cabe asumir una capacidad en bombeo de 9,5 GW para 2030. En este trabajo, sin embargo, se asume una capacidad inferior para ese año, de 8,0 GW, teniendo en cuenta las ayudas ya otorgadas para el incremento de potencia y para nuevas instalaciones (véase Anexo A).

2.1.2. Tecnologías optimizadas

Para un segundo grupo de tecnologías de generación, se deja que sea el equilibrio del mercado eléctrico el que determine cuáles son las potencias instaladas. Es decir, se supone que los operadores decidirán construir potencia en la medida en que ello les ofrezca una rentabilidad razonable, minimizando así el coste de suministro. En todos los casos, se tiene en cuenta la capacidad peninsular disponible en 2025

[10] En 2019, las empresas propietarias de Almaraz acordaron unas inversiones de 400 millones de euros para la prórroga de su funcionamiento hasta 2027 y 2028 (Elpais.com, 22 marzo 2019).
[11] Los 9 GW son una extrapolación construida a partir de los 8,1 GW de finales de 2024 (dato de APPA Renovables).
[12] Véase ENTSO-E (2025) para un resumen sobre la evaluación de la adecuación de los recursos europeos (ERAA).

que se mantendrá en 2030 por no haber superado su vida útil. Este grupo de tecnologías lo componen la solar fotovoltaica y termosolar, la eólica terrestre y marina, y las baterías.

En las tecnologías mencionadas se permite, a través de la modelización en PLEXOS, que se incorpore capacidad por encima de la capacidad disponible peninsular que alcanza el año 2030. Esto es, por encima de la capacidad instalada actualmente (finales de 2025) y que en 2030 no ha superado su vida útil y, también, de la capacidad que entrará con seguridad dado el avanzado estado de ejecución del proyecto o porque está comprometida a través de la concesión de ayudas públicas.

La modelización se lleva a cabo bajo el supuesto de que se podrá incorporar capacidad adicional al sistema eléctrico en la medida en que el precio de mercado capturado sea suficiente para cubrir los costes operativos, incluyendo un coste de capital (es decir, una rentabilidad de la inversión) del 7% real y antes de impuestos.[13] En la simulación se supone que esta capacidad adicional no recibe ayudas públicas, para así determinar hasta qué punto se podrán alcanzar los objetivos del PNIEC sin necesidad de subvenciones.

Fotovoltaica centralizada

En la capacidad de generación fotovoltaica centralizada, el PNIEC incorpora un objetivo nacional de 57,3 GW en 2030, que se sumarían a los 19 GW de autoconsumo para un escenario objetivo de 76,3 GW de fotovoltaica en 2030. Como se ha señalado, en este trabajo se analiza el sistema peninsular, para el que el objetivo del PNIEC es de 72,1 GW, repartido entre 54,1 GW de fotovoltaica centralizada y 18 GW en autoconsumo. A ese respecto debe recordarse que, si bien el ritmo de entrada anual en los últimos años ha sido intenso, entre 5 y 6 GW por año, el precio capturado en 2024 fue de 45,6 €/MWh mientras que el coste de generación, aproximado mediante el coste nivelado operativo de largo plazo (LCOE) fue de 43 €/MWh en 2024, según datos de IRENA (2025).

De cara a 2030, se asume que se mantienen los 37,2 GW de potencia disponible a finales de 2025 en territorio peninsular, pues dicha capacidad no habrá alcanzado el final de su vida útil en 2030. Por otra parte, como ya hay procesos de construcción en curso o comprometidos para la construcción de parques de generación fotovoltaica, se asume una entrada mínima de potencia fotovoltaica de 2 GW hasta 2030. A partir de ahí, se permite al modelo añadir potencia adicional (por encima de los 39,2 GW) en la medida que el precio del mercado permita a los promotores recuperar los costes de inversión y obtener una rentabilidad razonable.

Termosolar

La capacidad actual es de 2,3 GW y el PNIEC asume una capacidad de 4,8 GW en 2030. En el mismo sentido que la solar fotovoltaica, se deja que sea la competencia en el mercado la que determine la posible entrada de generación termosolar en 2030 (por encima de los 2,3 GW disponibles en 2025 y que no habrán alcanzado el final de su vida útil en 2030). En este caso, no se asume entrada mínima porque no hay procesos de construcción o inversiones comprometidas en curso.

Eólica terrestre

[13] No se incorpora inflación en la modelización de PLEXOS, por lo que el WACC se determina en términos reales.

En relación con la potencia instalada eólica terrestre, también se parte de la potencia actual y se asume una entrada mínima para los próximos años de 2 GW. De nuevo, esa potencia adicional mínima obedece a procesos de construcción de instalaciones que ya están curso o comprometidas.

La edad media de los parques eólicos en España es alta, ya que esta tecnología comenzó a entrar de forma significativa a principios de los años 2000. Como consecuencia, para el año 2030, 9,6 GW de potencia tendrán una antigüedad igual o superior a los 25 años. En este trabajo se asume que la degradación de las instalaciones y la innovación tecnológica lleva a que esos 9,6 GW de potencia no estén operativos en el año 2030 si no acometen inversiones de renovación (extensión de vida)[14]. Por ello, a partir de la capacidad actual (octubre de 2025), se distinguen dos tipos de eólicas terrestres en las que se permite que el equilibrio de mercado determine su entrada:

- En el caso de los 9,6 GW de eólica terrestre instalada antes de 2005 (que en 2030 tendrán una vida útil igual o superior a 25 años), se considera que sólo acometerán inversiones de renovación si tienen perspectivas de recuperar los costes de dichas inversiones con los ingresos que obtendrán del mercado. En caso contrario, se "retiran" del mix del sistema.
- En el caso de los 22,5 GW de eólica terrestre instalada después de 2005, se supone que seguirán en funcionamiento y que, hasta 2030, entrarán como mínimo otros 2 GW correspondientes a instalaciones que se encuentren actualmente en un avanzado estado de ejecución.

En definitiva, se permite al modelo añadir potencia adicional (por encima de los 24,5 GW) en la medida que el precio del mercado permita recuperar los costes de inversión y obtener una rentabilidad razonable.

Eólica marina

Para la eólica marina, inexistente en la actualidad, el PNIEC asume una potencia instalada operativa de 3 GW en el sistema nacional, de los cuáles 2,8 GW son peninsulares, si bien hasta este momento no se ha convocado ningún esquema de ayudas al despliegue de esta tecnología. En este contexto, se supone que la entrada de nueva capacidad también depende de si el precio del mercado permite a los promotores recuperar sus costes de inversión y obtener una rentabilidad razonable, sin imponer ninguna entrada mínima de capacidad.

Baterías

Como se ha descrito anteriormente, el PNIEC indica una capacidad de almacenamiento, pero no distingue entre baterías y bombeos. Tomando como referencia la previsión de bombeos proporcionada por ENTSO-E, ya referida con anterioridad, se interpreta que el PNIEC se plantea como objetivo alcanzar 8,1 GW de baterías en 2030.

Del mismo modo que en la eólica terrestre, se asume que habrá una entrada de baterías en el sistema de, al menos, 3,4 GW. Esa entrada sería, como en el caso del bombeo, el resultado de las ayudas asignadas o previsibles en el marco del PRTR (PERTE ERHA). De hecho, en la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado se concedieron ayudas a

[14] No se ha modelizado repotenciación sino renovación/extensión de vida para seguir operando 30 años más. Es De ese modo, se ha hecho el supuesto de que no hay mejora de eficiencia, esto es, que se mantiene el número de horas/año equivalentes por MW instalado.

904 MW en baterías hibridadas[15]. Adicionalmente, en octubre de 2025 se han concedido ayudas con cargo al FEDER (véase Anexo A). Recuérdese que, en el caso del bombeo, se ha considerado una cantidad fija de potencia adicional de 2 GW, mientras que, en el caso de las baterías, se deja que la entrada venga determinada por las decisiones de los agentes (que, a su vez, dependen de sus previsiones de ingresos), que pueden llevar a una entrada adicional por encima de la entrada mínima. La razón de esa asimetría en el tratamiento de estos dos tipos de almacenamiento es que, a diferencia de lo que ocurre en el bombeo, los costes unitarios de las baterías son estandarizables. Por ello, la potencia óptima de baterías se considera como una variable endógena en el modelo.

El Cuadro 1 resume los supuestos realizados y su comparación con los objetivos del PNIEC oficial. El término "endógeno" de la tabla refleja que el modelo podrá determinar entrada adicional de potencia en la medida en que estime que ello sería rentable, hasta alcanzar el equilibrio del mercado. Es decir, hasta que añadir potencia adicional deje de ser rentable.

Cuadro 1. Capacidad de generación instalada por tecnología a nivel peninsular (GW)

	Potencia actual (oct-2025)	Existente en vida útil en 2030	Tendencial y comprometido hasta 2030	PNIEC óptimo-realista 2030	PNIEC oficial 2030
Hidro	14,8	14,8		14,8	14,8
Bombeo	6,0	6,0	2,0	8,0	9,6
Batería	0,0	0,0	3,4	3,4+Endógeno	8,1
Nuclear	7,1	7,1		7,1	3,1-5,1
Carbón	1,8	1,8		0,0	0,0
CCGT	24,5	24,5		24,5	24,5
Turbina vapor	0,5	0,5		0,5	0,5
Cogeneración	5,6	5,6		4,2	4,2
Eólica terrestre	32,1	22,5	2,0	24,5+Endógeno	57,7
Eólica marina	0,0	0,0		Endógeno	2,8
Solar FV	46,2	46,2	4,0	50,2+Endógeno	72,1
Centralizado	37,2	37,2	2,0	39,2+Endógeno	54,1
Autoconsumo	9,0	9,0	2,0	11,0	18,0
Termosolar	2,3	2,3		2,3+Endógeno	4,8
Otras renovables	1,1	1,1		2,0	2,0

2.2. Modelización de la demanda

En este trabajo se asume que la demanda eléctrica procedente de los sectores industriales, domésticos, de servicios y del sector primario son iguales a las recogidas en el PNIEC. Particularmente, el PNIEC es bastante optimista sobre la evolución de la demanda eléctrica industrial en lo que resta de esta década.

No obstante, la modelización de la demanda eléctrica incorpora también algunas modificaciones con respecto a la existente en el PNIEC a la hora de determinar la demanda del PNIEC *optimo-realista*.

Transporte

[15] Resolución definitiva en https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2023/ALMACENAMIENTO_HIBRIDADO/HIALMAC_Resolucion_Definitiva.pdf

Por un lado, en este trabajo se reduce la demanda de electricidad procedente del transporte que se asume en el PNIEC, desde los 18,8 TWh previstos en 2030 hasta 15,9 TWh. La razón es que no se considera realista el supuesto de un parque de 5,5 millones de vehículos electrificados en 2030. En su lugar, se asume un escenario con 2,75 millones de vehículos electrificados para ese año (véase Anexo B).

Hidrógeno

La producción de hidrógeno renovable es el principal impulsor de la demanda eléctrica proveniente del sector de transformación de la energía, sobre el que el PNIEC oficial aspira a un crecimiento desde 7,5 TWh en 2019 a 55,6 TWh en 2030. El PNIEC asume que el consumo eléctrico en las refinerías se mantiene constante, lo que implica que hay un consumo implícito de las electrolizadoras de 48 TWh, que lleva a una producción anual aproximada de 1 millón de toneladas de H2, de la cual una parte significativa se exportaría a través del H2MED.

En relación con el alcance de desarrollo del sector del hidrógeno, en el PNIEC *óptimo-realista*:

- Por un lado, se asume que el proyecto H2MED no estará construido para el año 2030. Ello implica que habrá menos costes asociados al despliegue del hidrógeno y, obviamente, que no habrá demanda de hidrógeno a través de esa interconexión. Para satisfacer la demanda (nacional) procedente del hidrógeno, se asume que se construirá una cierta capacidad de electrolizadores que, como en el caso de las baterías, está apoyada por la percepción de ayudas procedentes del PERTE ERHA o de las subastas europeas convocadas en el marco del Banco del Hidrógeno. Sin embargo, hay ya evidencia de que algunos de los proyectos que inicialmente han recibido ayudas terminan renunciando a ellas por la imposibilidad de avanzar en la definición de los proyectos, habitualmente por la falta de una demanda firme para el producto. Por ello, se ha corregido la capacidad que inicialmente ha recibido ayudas en los dos marcos referidos, asignando una probabilidad de éxito del 60%. De ese modo, se estima una potencia mínima de electrolización de 2,6 GW. Como en el caso de las baterías, la generación fotovoltaica o la eólica, el modelo permite que se incorpore capacidad de electrolización adicional y que consuman electricidad en la medida en que los precios de mercado obtenidos permitan la generación de hidrógeno de origen renovable en condiciones competitivas con respecto al hidrógeno gris. Por lo tanto, como en los casos referidos de las renovables y las baterías, tanto la potencia instalada de electrolizadores por encima de la capacidad mínima como su demanda de energía son variables endógenas al modelo.
- Por otro lado, se permite que sea el modelo el que endógenamente determine el consumo de las electrolizadoras instaladas. Esto se realiza a partir de la comparación horaria entre el coste mayorista de electricidad que resulta de la simulación y la equivalencia en coste eléctrico del coste de producción del hidrógeno con tecnología de reformado de metano con vapor (SMR) (H2 gris), es decir, teniendo en cuenta el precio spot del gas y del CO_2 en cada hora.

Autoconsumo

La previsión en el PNIEC óptimo-realista de una demanda peninsular satisfecha mediante una mayor generación centralizada, en comparación con el objetivo del PNIEC oficial, afecta al nivel de demanda cuando ésta se expresa en términos de barras de central, es decir, incluyendo las pérdidas de la red.

Como se mencionó anteriormente, nuestro ejercicio limita el autoconsumo a 11 GW frente a 18 GW en el PNIEC. La demanda de los consumidores, medida en el punto de consumo, no varía según se satisfaga

con generación centralizada o descentralizada. Sin embargo, cada MWh de demanda en punto de consumo equivale a un mayor volumen de MWh de demanda cuando ésta se expresa en barras de central, ya que atender dicha demanda implica también atender las pérdidas asociadas con el suministro de dicha demanda.

La modelización del sistema se realiza en barras de central, por lo que la demanda que subyace detrás de los 7 GW de autoconsumo evitados en nuestro ejercicio se debe cubrir con generación centralizada. Estimamos que un total de 10,7 TWh de demanda medida en punto de consumo pasan a cubrirse con generación centralizada, lo que eleva la demanda que se debe atender en barras de central en 1,8 TWh.[16]

El Cuadro 2 resume los supuestos realizados y su comparación con los existentes en el PNIEC oficial. El término "endógeno" de la tabla se corresponde con la demanda eficiente de electricidad para producir hidrógeno (que se determina a través de la simulación).

Cuadro 2. Demanda por sector (TWh)

	Demanda 2023	PNIEC óptimo-realista 2030	PNIEC oficial 2030
Excl. Usos no energéticos[1]			
Industria	67,1	96,6	96,6
Residencial	73,1	76,1	76,1
Servicios	72,8	75,6	75,6
Transporte	4,3	15,9	18,8
Agricultura	5,2	6,8	6,8
Sectores transformación energía			
Hidrógeno	0,0	Endógeno	48,0
Otros	N/A	7,6	7,6
Pérdidas red	22,0	29,9	28,1
Total nacional (bc)	244,7	Endógeno	357,7
Insular	15,3	18,9	18,9
Total peninsular (bc)	229,4	Endógeno	338,8

1. *Medido en punto de consumo.*

2.3. Costes de las tecnologías entrantes

Para la simulación del funcionamiento del mercado y la obtención de la potencia a instalar de las tecnologías optimizadas es necesario asumir unos costes para cada una de ellas, pues la entrada se produce en la medida en que los ingresos percibidos son superiores a los costes de las instalaciones (costes anualizados, en el caso de los costes de inversiones). El Cuadro 3 muestra esos supuestos de costes, tanto en lo relativo a los costes del capital (CAPEX) como a los costes fijos de operación y funcionamiento (FO&M).

[16] El informe de APPA de 2024 señala una generación a través de fotovoltaica de autoconsumo de 11.337 GWh a través de 8.585 MW instalados a nivel nacional. Esto equivale a 1.337 horas de funcionamiento. Aplicando esas horas a los 7 GW evitados en nuestro ejercicio, obtenemos 10,7 TWh de generación que pasarán a producirse de manera centralizada. Aplicando unas pérdidas del 17% se obtiene una estimación de 1,8 TWh de demanda adicional expresada en barras de central.
https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/02/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2024.pdf

Cuadro 3. Costes de inversión y de operación y mantenimiento de tecnologías potencialmente entrantes

		RTE (2024)		ENTSOE TYNDP 2024 para 2030	IRENA 20241 / Clean Hydrogen2	Media
	Valor utilizado	Para 2025	Para 2030	Valor medio Min Max	Valor medio Min Max	
CAPEX (€ 2024/kW)						
Eólica terrestre	1.250	1.408	1.345	1.093	1.430	1.319
Eólica marina	3.000	3.152	2.816	3.045 - 4.179	2.922	3.223
Baterías 2h	435	1.142	977		486	868
Baterías 4h	640	1.450	1.240	752	990	1.108
Electrolizadoras	1.588				1.699	1.699
Solar FV (suelo)	480	735	630	399	672	609
Solar FV (tejado grande)	988	1.061	914			988
Solar FV (tejado pequeño)	1.818	2.448	2.248	756		1.818
Termosolar	4.000				3.170 - 5.816	4,493
FO&M (€ 2024/kW)						
Eólica terrestre	33,0	42,0	38,9	13,2	25,0	31,4
Eólica marina	53,0	107,2	90,4	91,4 - 115,0	75,2	101,0
Baterías 2h	30,0					
Baterías 4h	30,0	33,6	33,6	18,8		28,7
Electrolizadoras	17,5				43,9	43,9
Solar FV (suelo)	10,0	12,6	11,6	10,0	17,8	11,4
Solar FV (tejado grande)	22,1	22,1	22,1			22,1
Solar FV (tejado pequeño)	50,7	73,5	67,2	11,2		50,7
Termosolar	0					

Notas:

1. Los costes de renovables de IRENA se refieren a Europa y están en dólares. Se ha usado un tipo de cambio $/€ de 1,16 para su conversión a euros.
   Los costes para electrolizadores provienen del Observatory Clean Hydrogen.

Para ello se ha partido de información confidencial sobre proyectos privados desarrollados en España, pero realizando en todos los casos una verificación de consistencia con fuentes públicas ("*sanity check*"). Esas fuentes son RTE, ENTSOE, IRENA[17] y el Observatory Clean Hydrogen[18]. Por ejemplo, el coste de inversión considerado para la eólica terrestre es de 1.250 €/kW, que es ligeramente inferior al valor medio propuesto por RTE, ENTSO-e e IRENA. En relación con la eólica marina debe recordarse que su despliegue en España se refiere a la eólica flotante y no la de cimentación fija, debido a las características de la plataforma continental. En el ámbito de la eólica flotante existe una elevada incertidumbre sobre los costes asociados, si bien el utilizado en este trabajo también se sitúa por debajo del coste medio en las fuentes de referencia.

En similar sentido, si bien los costes de inversión en baterías varían considerablemente según las fuentes, los costes medios de inversión que se están poniendo de manifiesto en los proyectos en curso en España son considerablemente más bajos que los publicados en referencias externas. De ahí que, en este caso, los costes de inversión asumidos (referidos a baterías con almacenamiento de 2 y 4 horas)

[17] Véase https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024
[18] Véase https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/

sean menores que los de esas referencias. Una situación similar ocurre con las instalaciones de generación fotovoltaica centralizada, para las que se asume un coste de inversión en España (480 €/kW) inferior al valor medio publicado en las fuentes externas. En contraste, para la generación fotovoltaica distribuida se ha utilizado el valor medio de esas fuentes externas por ser coherente con el coste real de instalación.

En relación con las electrolizadoras, se ha utilizado información de proyectos reales, que se sitúan algo por debajo de los costes calculados en el Observatory Clean Hydrogen.

Por último, los costes asumidos para las instalaciones termosolares también se sitúan por debajo de los costes medios señalados por IRENA, si bien en estos casos no se han podido calcular los costes de O&M, de modo que se asume que estos son nulos. Cabe señalar que, como posteriormente se observará, el modelo estima que estas instalaciones no son rentables incluso con este supuesto de costes nulos de O&M, de modo que no se construyen y el supuesto no afecta a los resultados (obviamente, con un supuesto de costes mayor tampoco serían rentables).

3. Resultados

La utilización de las potencias y demandas exógenas de los Cuadros 1 y 2, junto con los parámetros no explícitos en el PNIEC que resultan de la calibración inicial, así como los costes de inversión y de operación y mantenimiento que se han mostrado en el Cuadro 3, permiten simular el resultado del mercado diario ibérico para cada una de las horas del año 2030.

En esta sección se presentan los resultados de las dos simulaciones: ***PNIEC oficial calibrado y actualizado*** y ***PNIEC óptimo y realista***. Los resultados se refieren a cinco dimensiones: las capacidades instaladas, el balance eléctrico del sistema, las subvenciones implícitas para cada tecnología, los costes (incluyendo las subvenciones evitadas) y las emisiones.

3.1. Las capacidades instaladas

Como se señaló en el apartado 2, la modelización de la capacidad instalada de generación eléctrica combina aquellas tecnologías cuyas capacidades están predeterminadas junto con otras cuya entrada es resultado del ejercicio de optimización. De ese modo, el volumen de entrada de estas últimas tecnologías es el que permite a las nuevas instalaciones obtener unos ingresos suficientes para recuperar sus costes anuales (incluyendo la recuperación de la inversión y el coste del capital del 7% real antes de impuestos). Las tecnologías optimizadas son, como se ha señalado, la fotovoltaica centralizada, la termosolar, la eólica terrestre, la eólica marina y el almacenamiento mediante baterías.

Cuadro 4. Capacidad de generación (GW) instalada en el PNIEC oficial y en el óptimo-realista

	Actual	**PNIEC oficial**	**PNIEC óptimo-realista**			
	Octubre 2025	Total en 2030	Existente actualmente y en vida útil en 2030	Tendencial + comprometido	Construido adicional [3]	Total en 2030
Hidráulica	14,8	14,8	14,8	-	-	14,8
Bombeo[1]	6,0	9,6	6,0	2,0	-	8,0
Batería	0,0	8,1	0,0	3,4	0,0	3,4
Nuclear	7,1	5,1-3,1	7,1	-	-	7,1
Carbón	1,8	0,0	0,0	-	-	0,0

Ciclos combinados	24,5	24,5	24,5	-	-	24,5
Turbina vapor[2]	0,5	0,5	0,5	-	-	0,5
Cogeneración	5,6	4,2	4,2	-	-	4,2
Eólica terrestre	32,3	57,7	22,5	2,0	9,6	34,1
Eólica marina	0,0	2,8	0,0	-	0,0	0,0
Solar FV	46,2	72,1	46,2	4,0	2,5	52,7
Centralizada	37,2	54,1	37,2	2,0	2,5	41,7
Autoconsumo	9,0	18,0	9,0	2,0	-	11,0
Termosolar	2,3	4,8	2,3	-	0,0	2,3
Otras renovables	1,1	2,0	2,0	-	-	2,0
Electrolizadoras	12,0	12,0	0,0	2,6	0,0	2,6

1. *Bombeo puro y mixto.*
2. *Planta de Aboño, reconvertida de carbón a gas.*
3. *Capacidad optimizada con Plexos. Las tecnologías no optimizadas son señaladas con guion.*

Tres resultados principales emergen del ejercicio de optimización (véase Cuadro 4). En primer lugar, la potencia eólica terrestre óptima (es decir, la que minimiza el coste de suministro) en 2030 es de 34,1 GW. Esa potencia se corresponde con la ya instalada a finales de 2025 que, según el ejercicio de optimización realizado, sería objeto de extensión de vida en los 9,6 GW que alcanzan los 25 años antes de 2030, y a la que se añadirían 2 GW que se corresponden con la instalación de potencia adicional en avanzado estado de despliegue. Como puede observarse, la capacidad eólica terrestre óptima peninsular es muy inferior a la del escenario objetivo del PNIEC oficial para 2030, que es de 57,7 GW.

En segundo lugar, la potencia solar fotovoltaica óptima (incluida la de autoconsumo) se elevaría a 52,7 GW en 2030. De nuevo, esta potencia es considerablemente inferior a la del escenario objetivo del PNIEC oficial, que es de 72,1 GW. En este caso, el análisis de optimización sí apunta a que hay espacio para la entrada adicional a la actualmente instalada: 2,5 GW en generación fotovoltaica, que se añadiría al aumento de 4 GW que entra tendencialmente (2 GW de solar centralizada y 2 GW de autoconsumo).

En tercer lugar, tanto la nueva potencia de baterías como la de electrolización es la ya comprometida a través de las ayudas concedidas, corregida en el caso del hidrógeno por la probabilidad de éxito de los proyectos que se ha venido observando hasta ahora. Debe recordarse que, aunque las electrolizadoras son un componente de demanda eléctrica y no de la oferta eléctrica, su inclusión en el Cuadro 4 responde a que la capacidad de electrolización instalada es también la resultante del ejercicio de optimización conjunta en el mercado eléctrico, por dos motivos. Primero, porque los precios del mercado eléctrico son los que determinan la posibilidad de recuperar los costes de las inversiones en plantas de electrolización adicionales a las que están recibiendo subvenciones; y, segundo, porque una potencia adicional de electrolizadoras induciría una mayor demanda eléctrica en momentos de bajos precios relativos y, con ello, una modificación del equilibrio en el mercado.

3.2. El balance de generación eléctrica

El Cuadro 5 muestra el balance de generación del PNIEC oficial (una vez calibrado y actualizado) y el que se deriva del ejercicio de optimización de la entrada (PNIEC óptimo y realista).

Cuadro 5. Balance eléctrico peninsular (en TWh, medidos en barras de central)

	PNIEC oficial	PNIEC óptimo-realista	Δ respecto del oficial
Hidráulica	29,0	29,0	0,0
Bombeo	20,1	16,7	-3,5
Batería	6,2	2,9	-3,4
Nuclear	35,4	54,9	19,5
CCGT	10,9	23,0	12,2
Cogeneración	17,9	17,9	0,0
Eólica terrestre	119,4	71,5	-47,9
Eólica marina	9,9	0,0	-9,9
Solar FV	123,0	90,2	-32,7
Centralizada	96,6	73,8	-22,8
Autoconsumo	26,3	16,4	-9,9
Termosolar	11,6	5,7	-5,8
Otras renovables	10,9	10,9	0,0
Generación	**394,2**	**322,8**	**-71,5**
+ Importaciones	19,1	26,7	7,6
- Exportaciones	36,8	27,4	-9,4
- Consumo del almacenamiento	37,6	27,3	-10,4
Demanda	**338,8**	**294,7**	**-44,1**
Resto	290,8	290,0	-0,8
Para producción de H2 verde	48,0	4,7	-43,3
Vertidos	13,0	4,2	-8,8
% gen. sin emisiones/generación	92,2%	86,5%	-5,7 pp
% RES/generación	82,5%	68,4%	-14,1 pp
Precio mayorista de electricidad	**43,4**	**56,9**	**13,5**

Las principales diferencias en los resultados del balance eléctrico peninsular en 2030 entre el PNIEC óptimo-realista y el PNIEC oficial (calibrado y actualizado) se producen en cinco aspectos.

a) En primer lugar, se reduce la demanda de electricidad para producir H2 verde y para almacenamiento. La dispersión de precios es menor en la simulación del PNIEC óptimo y realista, reduciendo las horas de recarga y de generación de baterías y bombeos.

   En el caso del H2, debe recordarse que el escenario de crecimiento de la demanda que dibuja el PNIEC oficial pivota básicamente sobre el papel que se le concede a la generación de hidrógeno renovable. Sin embargo, como se ha visto con anterioridad, el escenario óptimo no contempla una entrada de electrolizadoras más allá de las ya comprometidas con subvenciones; en gran parte porque no resulta creíble que se vaya a construir el hidroducto H2Med antes de 2030[19]. La consecuencia es que la demanda de electricidad en 2030 procedente de la electrolización en el

[19] Existen varios motivos para ello. Los obstáculos incluyen tanto las dificultades técnicas que supone la construcción del hidroducto, y la magnitud de las inversiones necesarias no solamente en España sino también en los países a los que se vendería el hidrógeno. Por otra parte, dados los elevados costes de transporte, resulta más económico para los países de centro y norte de Europa construir sus propias electrolizadoras en lugar de adquirir hidrógeno en España y transportarlo hasta los puntos de consumo. Además, las consideraciones de seguridad de suministro sugieren que dichos países pueden ser reacios a depender de hidrógeno producido y transportado a través de hidroductos submarinos de cientos de kilómetros. Véase Shafiee y Schrag (2024) para un análisis sobre los costes del hidrógeno incorporando transporte y almacenamiento.

PNIEC óptimo-realista pasa a ser una décima parte de la asumida en el PNIEC oficial calibrado y actualizado.

En cualquier caso, recuérdese que en este trabajo se modifica a la baja, además de la demanda procedente de las electrolizadoras, también la procedente del transporte. Esto es relevante porque la demanda que se prevé para 2030 en el PNIEC óptimo (294,7 TWh) sigue resultando muy superior a la actual. En concreto, según la memoria de propuesta de peajes de la CNMC más reciente, se prevé terminar 2025 con una demanda peninsular de 240,4 TWh, por lo que en los próximos cinco años tendría que registrarse un crecimiento medio anual acumulativo de la demanda del 4,2% para alcanzar la demanda resultante del PNIEC óptimo.

b) En segundo lugar, en coherencia con esta reducción de la demanda, la generación eléctrica bruta (incluida la procedente del almacenamiento) se reduce en un 18,1%: de 394,2 TWh en el PNIEC oficial a 322,8 TWh en el PNIEC óptimo. Como cabe esperar, se reduce la generación de las tecnologías cuyas potencias son ajustadas a la baja en relación con el PNIEC oficial, como es el caso de los bombeos, baterías, eólica terrestre, eólica marina y solar fotovoltaica. Esa reducción se produce en un contexto de menor demanda agregada de electricidad y es sustituida por mayor generación procedente de los grupos nucleares (19,5 TWh más) y de los ciclos combinados (12,2 TWh más).

c) En tercer lugar, se reducen los vertidos de generación renovable en 8,8 TWh. Estos vertidos comprenden tanto los vertidos “económicos”, que son los resultantes de generación que no es casada en el mercado, como los vertidos “técnicos” asociados al funcionamiento forzado de ciclos y nuclear para cumplir con un mínimo de inercia en el sistema. Por el contrario, no se modelizan vertidos por congestiones u otros motivos de gestión de la red (típicamente, por control de tensión).

d) En cuarto lugar, la participación de la energía renovable en el total de energía generada disminuye del 82,5% al 68,4%. Sin embargo, esa caída de 14,1 puntos porcentuales se limita a una reducción de 5,7 puntos cuando la comparativa se hace en relación con la generación sin emisiones, lo que obviamente es debido a la mayor contribución de la generación nuclear en el PNIEC óptimo.

e) En quinto lugar, en el PNIEC óptimo se reducen las exportaciones y se incrementan las importaciones en relación con el PNIEC oficial. Esto es resultado de que el precio mayorista de electricidad del PNIEC oficial (calibrado y actualizado) es de 43,4 €/MWh en 2030, mientras que en el óptimo-realista el precio asciende a 56,9 €/MWh. Este aumento de 13,5 €/MWh no debe evaluarse aisladamente sino que, como se analizará a continuación, debe ponerse en relación con todos los costes adicionales en los que implícitamente se incurre para alcanzar los resultados del PNIEC oficial. Tampoco debe valorarse negativamente la reducción de las exportaciones de electricidad del PNIEC optimizado, pues el elevado volumen de exportaciones del PNIEC oficial se debe a la existencia de generación renovable que sólo subvencionan los consumidores españoles; y debe recordarse que la exportación de energía subvencionada equivale a una transferencia de renta implícita hacia nuestros países vecinos.

3.3. Las subvenciones implícitas

Con carácter previo a la comparación en el coste de suministro de ambas simulaciones, resulta conveniente analizar con cierto detalle las condiciones asociadas a las capacidades que se prevén instalar para el año 2030 de acuerdo con el PNIEC oficial y sus efectos en términos de precios y costes.

Como se ha señalado, los objetivos del PNIEC oficial se han revelado muy ambiciosos en términos de entrada de nueva potencia renovable y de baterías, así como de dos elementos clave de la demanda: la procedente de automóviles y del hidrógeno.

En relación con la potencia, el PNIEC prevé 167,1 GW de potencia instalada de generación y electrolización, un 93% superior a la instalada en 2025[20]. Ese volumen de entrada en un plazo de cinco años no sólo ignora los problemas asociados a la congestión de la red sino el hecho de que las paradas forzosas por exceso de producción (*curtailments*) y el propio impacto de esas renovables sobre el precio del mercado pueden hacer que las nuevas instalaciones, en realidad, no obtengan ingresos suficientes para cubrir sus costes. En ese sentido, cabe señalar que el resultado de la simulación en el PNIEC oficial calibrado y actualizado apunta a que el mix de generación objetivo del PNIEC oficial llevaría a un precio medio del mercado mayorista de 43,4 €/MWh (€2024[21]), un 33% inferior al precio observado en 2025 (64,2 €/MWh con datos hasta el 14 de noviembre).

Con carácter previo al cálculo de un PNIEC óptimo-realista, se ha modelizado el equilibrio en el mercado eléctrico que se deriva del escenario a 2030 del PNIEC oficial y se ha observado que, en este contexto, los precios resultantes del mercado no serían suficientes para cubrir los costes de las instalaciones que el PNIEC oficial supone que se van a construir. Ello implica que la entrada de esas nuevas plantas sólo será posible si se les pagan subvenciones que les permitan cubrir esa falta de rentabilidad. El Cuadro 6 refleja la magnitud del problema. En agregado, habría que subvencionar 74,4 GW de nueva capacidad con ayudas *adicionales* a las comprometidas hasta ahora. De ellos, 9,4 GW se corresponden con capacidad de electrolización y 65 GW se corresponden con capacidad de generación.

Cuadro 6. Capacidades del PNIEC a subvencionar

(GW)	Oct- 2025	PNIEC oficial (2030)			
		Existente en vida útil en 2030	Tendencial+ comprometido	Entrada con subvenciones	Total
Bombeo	6,0	6,0	2,0	N/A[1]	9,6
Batería	0,0	0,0	3,4	4,7	8,1
Eólica terrestre	32,3	22,7	2,0	33,1	57,7
Eólica marina	0,0	0,0	-	2,8	2,8
Solar FV	46,2	46,2	4,0	21,9	72,1
Centralizado	37,2	37,2	2,0	14,9	54,1
Autoconsumo	9,0	9,0	2,0	7,0	18,0
Termosolar	2,3	2,3	-	2,5	4,8
Electrolizadoras	0,0	0,0	2,6	9,4	12,0
Total	**86,8**	**77,2**	**14,0**	**74,4**	**167,1**

1. *No se conoce si los 1,6 GW de bombeo adicionales a la potencia ya existente y comprometida, y que son necesarios para alcanzar el objetivo del PNIEC, requerirían de subvenciones porque sus costes de inversión no son estandarizables.*

Por ejemplo, en el caso de la generación eólica, los precios obtenidos en la modelización del mercado con el PNIEC oficial para 2030 no permitirían obtener ingresos suficientes para cubrir los costes. Por lo tanto, un inversor racional adelantará esa situación y frenará su decisión de entrada a menos que reciba

[20] A octubre de 2025 hay 86,8 GW de potencia renovable (incluyendo autoconsumo) y de almacenamiento en el sistema peninsular.

[21] El precio de 43,3 €/MWh se deriva del PNIEC oficial calibrado y actualizado. El rango de precios originales reportados en el PNIEC (p.631) están expresados en euros de 2016: 28-29,8 €/MWh, equivalentes a 34-36 €/MWh en €2024.

una transferencia que permita compensar las pérdidas esperadas. Alcanzar los objetivos del PNIEC oficial a 2030 exige subvencionar las pérdidas de 33,1 GW de capacidad.

Lo mismo ocurre en la eólica marina, donde es necesario subvencionar los 2,8 GW previstos; en la termosolar, donde habría que subvencionar 2,5 GW; en las baterías, con 4,7 GW a subvencionar; y en la solar de autoconsumo, con 7 GW a subvencionar (pues se asume que 2 GW entran de forma tendencial).

En el caso de la fotovoltaica centralizada, que crece de 37,2 GW a 54,1 GW en 2030, los ingresos obtenidos tampoco serían suficientes para cubrir costes, con lo que alcanzar ese valor requeriría incentivar la entrada mediante subvenciones a la capacidad adicional requerida, de 14,9 GW.

En consecuencia, la reducción del precio de mercado mayorista que surge del escenario objetivo del PNIEC oficial para 2030 no refleja el impacto real sobre los consumidores, ya que no está teniendo en consideración las subvenciones que serían necesarias para alcanzar ese escenario y que, finalmente, el consumidor de electricidad tendrá que financiar. Como se ha simulado el resultado de mercado (precio mayorista) para cada periodo horario y se dispone de los costes de funcionamiento asociados a cada tecnología, resulta sencillo calcular cuál es la subvención implícita requerida. Los resultados, que se muestran en el Cuadro 7, indican que resultaría necesario pagar 4.791 M€ cada año a las distintas tecnologías para que realmente se construyeran las capacidades del escenario objetivo del PNIEC oficial. Esas subvenciones estarían concentradas en dos tecnologías: en eólica terrestre y en electrolizadoras, que conjuntamente representarían el 62% de las subvenciones necesarias. En términos de subvención por unidad de potencia instalada (última columna) las tecnologías que necesitarían mayor apoyo serían las electrolizadoras (160,7 M€/GW), la termosolar (156,7 M€/GW) y la eólica marina (143,7 M€/GW). En el otro extremo, la subvención unitaria a la solar fotovoltaica centralizada sería de sólo 19,0 M€/GW instalado.

Cuadro 7. Subvenciones implícitas en el PNIEC oficial

	Entrada (GW) con subvenciones	Subvenciones (M€/año)	Subvención unitaria (M€/GW y año)
Bombeo[1]	N/A	N/A	N/A
Batería	4,7	207	44,4
Eólica terrestre	33,1	1.459	44,1
Eólica marina	2,8	402	143,7
Solar centralizada	14,9	285	19,0
Solar autoconsumo	7,0	535	77,0
Termosolar	2,5	392	156,7
Electrolizadoras	9,4	1.510	160,7
Total	**74,4**	**4.791**	

1. *No se ha calculado la subvención implícita en el caso del bombeo porque no se dispone de un coste unitario representativo.*

Obviamente, reducir estas subvenciones implicaría una reducción de las facturas para los consumidores. Si esas subvenciones no se incluyeran, total o parcialmente, en la factura eléctrica (como puede ser el caso de las electrolizadoras), el resultado sería un aumento de la factura de los contribuyentes. En este trabajo se asume la primera situación porque la práctica totalidad de los contribuyentes son consumidores eléctricos y ello permite una comparativa más homogénea de magnitudes a lo largo de todo el análisis.

En contraste, dado que la entrada está optimizada en el PNIEC óptimo y realista, el precio medio del mercado mayorista es más alto que el observado en el PNIEC oficial calibrado y actualizado, pero toda la nueva capacidad que se incorpora al sistema recupera sus costes a través de los precios del mercado, por lo que se evita pagar subvenciones.

3.4. Los costes anuales de suministro

A partir de las simulaciones realizadas tanto para el PNIEC oficial (calibrado y actualizado) como para el PNIEC óptimo-realista, comparamos los costes anuales de generación eléctrica asociados a las capacidades instaladas y su funcionamiento en ambos escenarios.[22] Asimismo, se incorporan los costes incurridos anualmente en otros sectores que se ven directamente afectados por los cambios introducidos en el PNIEC óptimo y realista: sector industrial (hidrógeno) y transporte.

Cuadro 8. Costes de suministro en 2030 (millones de euros/año)[1]

	PNIEC oficial	PNIEC óptimo	Δ respecto del oficial
España	**13.762**	**6.791**	**-6.971**
Sector eléctrico	**11.806**	**6.080**	**-5.726**
Costes de generación	*2.335*	*3.380*	*1.045*
Combustible y VO&M	2.016	2.659	644
Nuclear	1.064	1.366	302
Térmica	519	1.029	510
Otros	432	264	-168
Emisiones de CO2	310	673	363
Arranques y paradas	10	48	39
Costes fijos incrementales	*9.471*	*2.699*	*-6.772*
Nueva capacidad de generación	7.236	1.028	-6.207
Nuevas redes	2.235	1.218	-1.017
Nuclear (incl. extensión de vida)[2]	0	453	453
Otros vectores energéticos	**1.956**	**711**	**-1.245**
Hidrógeno	1.956	-69	-2.025
Producción hidrógeno gris[3]	83	-69	-153
Electrolizadoras	1.445	0	-1.444
H2MED y red troncal	428	0	-428
Transporte: consumo gasolina y emisiones[4]	0	780	780
Europa: costes de generación	**44.089**	**45.015**	**926**
Total	**57.851**	**51.806**	**-6.045**

1. *Expresado en €2024. Se contabilizan costes de generación y costes fijos incrementales. No se incluyen impuestos.*
2. *Incluye inversiones recurrentes y costes de extensión de vida adicionales al PNIEC oficial.*
3. *Pérdida (o ganancia si valor negativo) por la producción de hidrógeno verde con respecto al coste de producción como hidrógeno gris.*
4. *Incremento del consumo de gasolina y emisiones de CO2 por menor penetración de vehículos eléctricos.*

Los resultados, que se muestran en el Cuadro 8, permiten alcanzar las siguientes conclusiones. En primer lugar, los costes incurridos en España se reducen en 6.971 M€/año.[23] Ese ahorro es resultado de

[22] No todos los costes vinculados al suministro de electricidad se muestran en la tabla, sino solo los costes que varían entre escenarios. Otros costes, como los costes fijos de la capacidad *incumbente* o de redes ya existentes (inversiones tendenciales en transporte y distribución) no se incluyen, en la medida que éstos son los mismos en ambos escenarios.

[23] Nótese que los costes de suministro eléctrico del Cuadro 8 se refieren a volúmenes de generación de electricidad diferentes y, por tanto, para hacerlos comparables, deben expresarse en términos relativos. En concreto, si se

un menor coste tanto en el conjunto del sector eléctrico como en los costes relacionados con el hidrógeno. En relación con el sector eléctrico, hay dos movimientos de signo contrario. Por un lado, los costes de generación eléctrica aumentan por valor de 1.045 M€. Ese aumento de costes de generación es natural en un escenario con mayor uso de centrales de ciclo combinado (y por tanto de gas y de derechos de emisión) y nucleares. Por otro lado, ese aumento en los costes de generación se ve compensado por la reducción en los costes fijos incrementales (anualizados), que es de 6.772 M€. Esta fuerte reducción es, a su vez, resultado de la menor capacidad de generación instalada, así como de una menor necesidad de despliegue de redes[24], junto con mayores costes vinculados a la inversión en extensión de vida de las centrales nucleares.

La reducción de los costes no eléctricos se deriva de los menores costes asociados a la producción de hidrógeno (tanto los costes de inversión en electrolizadoras como los de producción de hidrógeno[25]) y a las redes de transporte de hidrógeno que se evitan. Esa reducción de costes no eléctricos asociada al hidrógeno se modera al considerar los costes asociados al mayor consumo de gasolina (incluidas las mayores emisiones) en el PNIEC óptimo-realista en relación con el PNIEC oficial (calibrado y actualizado) y que es resultado, como ya se indicó, de un menor stock de vehículos eléctricos en 2030.

Adicionalmente, en Europa crecen los costes de generación eléctrica en 926 M€. Ello es así porque, en el PNIEC óptimo-realista, Europa se ve obligada a sustituir las exportaciones procedentes de España que subvencionaban los consumidores españoles en el PNIEC oficial, por generación local que ahora es más cara.

De modo complementario, en el Cuadro 9 se compara la variación del coste medio de suministro eléctrico a los consumidores finales entre el PNIEC oficial y el PNIEC óptimo.

---

dividen los costes del sector eléctrico en España en el PNIEC oficial calibrado y actualizado (11.806 M€) con la generación en ese escenario (394,2 TWh, véase Cuadro 5) se obtiene un coste medio del suministro de 29,9 €/MWh. Sin embargo, el coste de suministro se reduce hasta 18,8 €/MWh en el PNIEC óptimo-realista (un 37,1% inferior), consecuencia de combinar unos menores costes en el sector eléctrico (6.080 M€) con una menor generación (322,8 TWh).

[24] El ahorro en la red de transporte y distribución se calcula comparando las inversiones necesarias para cumplir con el PNIEC con las requeridas para alcanzar un PNIEC óptimo y realista. Estas inversiones son adicionales a un escenario tendencial, que representa las inversiones necesarias para mantener la red actual. Las inversiones adicionales para cumplir con el PNIEC se estiman en 38.700 millones de euros entre 2021 y 2030, basadas en la información de las Planificaciones de la red de transporte 2021-2026 y 2025-2030. Las inversiones de ambas Planificaciones, excluyendo inversiones en enlaces con territorios no peninsulares e interconexiones, alcanzan la cifra de 12.900 millones. Los 38.700 millones suponen que la inversión en distribución serán el doble que en transporte.
Las inversiones adicionales para cumplir con el escenario óptimo y realista se estiman en 21.100 millones de euros, calculado en proporción a la demanda y la generación que sería necesario conectar a la red.
Las anualidades se obtienen asumiendo una TRF de 6.58% (propuesta de la CNMC para el periodo 2026-2031) y una vida media de los activos de 33 años.

[25] En el PNIEC oficial, existe producción de hidrógeno verde en horas en las que el ingreso de la electrolizadora (que es igual al coste del hidrógeno gris) es inferior al coste variable de fabricación del hidrógeno verde. Esto se evita en el PNIEC óptimo-realista.

Cuadro 9. Variación del coste medio de suministro eléctrico a consumidores finales entre el PNIEC oficial (calibrado y actualizado) y el PNIEC óptimo-realista

Componentes	€/MWh
Precio de la energía	+13,5
Coste de servicios de ajuste	-4,3
Subsidios a la capacidad incremental	-9,7
Rentas de congestión	+0,2
Inversiones en redes adicionales	-2,5
Impacto incremental factura eléctrica	**-2,6**
Subsidios a electrolizadoras	-4,5
Inversiones en hidroductos	-1,3
Impacto incremental total	**-8,4**

Como puede observarse, se parte del aumento de +13,5 €/MWh en el precio de la electricidad en el mercado mayorista entre ambos escenarios, ya comentado anteriormente. Ese aumento del precio mayorista es, sin embargo, compensado por una minoración de otros componentes de la factura eléctrica. En primer lugar, hay un menor coste de los servicios de ajuste (Anexo C). La estimación (-4,3 €/MWh) se obtiene a través del valor predicho de dichos costes considerando la relación estadística observada entre el coste unitario de dichos servicios y la penetración de renovables en el periodo enero de 2020 a abril de 2025 (esto es, para evitar el sesgo al alza por la operación reforzada del sistema). En segundo lugar, se calcula que la reducción de subsidios vinculados a la capacidad de generación incremental permite reducir el coste del suministro al consumidor final en -9,7 €/MWh, mientras que la menor necesidad de redes lo reduce en -2,5 MWh. Por el contrario, la mayor similitud en el precio de mercado entre Francia y España reduce ligeramente las rentas de congestión[26], lo que repercute en un pequeño aumento de la factura (+0,2 €/MWh). El resultado final de todo lo anterior es un ahorro de 2,6 €/MWh con respecto al PNIEC oficial.

Por último, en la parte inferior del Cuadro 9 se integra el impacto derivado de los menores costes vinculados al hidrógeno, tanto por los costes asociados a las electrolizadoras como por las redes de hidrógeno que se evitan (H2Med y red troncal del hidrógeno). Esos costes no los pagan los consumidores eléctricos, por lo que en este caso el ahorro se relaciona con el conjunto de contribuyentes. Sin embargo, para dimensionarlo, el cálculo se sigue realizando en relación con la factura final de un consumidor eléctrico. Como puede observarse, el ahorro obtenido se sitúa en 8,4 €/MWh con respecto al PNIEC oficial.

3.5. Emisiones y costes de descarbonización

El Cuadro 10 muestra las emisiones anuales de los distintos sectores en los dos escenarios, el del PNIEC oficial y el del PNIEC óptimo, comparándolas a efectos ilustrativos con las correspondientes a 1990 y 2024. Como puede observarse, las emisiones se incrementan ligeramente tanto en el sector de transporte (por la menor electrificación del parque de vehículos) como en el sector industrial (por el menor desplazamiento hacia el hidrógeno verde), pero el aumento más significativo se produce en el sector eléctrico, derivado del mayor uso de las centrales que usan gas natural. En consecuencia, la reducción de emisiones que se deriva del PNIEC óptimo es de un 28,7% con respecto a 1990, algo

[26] Recuérdese que las rentas de congestión se distribuyen al 50% entre Francia y España.

inferior a la bien conocida reducción del 31,9% del PNIEC oficial. El detalle del cálculo de las emisiones se muestra en el Anexo D.

Cuadro 10. Emisiones anuales (en miles de toneladas) y coste de descarbonización

Sectores	1990	2024 [1]	PNIEC oficial	PNIEC óptimo	Δ respecto del oficial
Transporte	65.044	87.698	59.577	61.803	2.226 [2]
Generación eléctrica	65.075	24.965	12.102	16.712	4.610 [3]
Sector industrial	79.244	60.170	51.378	53.795	2.417 [4]
Resto	77.293	95.685	72.069	72.069	0
Total	286.655	268.518	195.126	204.379	9.253
Δ Respecto a 1990			**-31,9%**	**-28,7%**	**-3,2 pp**
Coste de suministro peninsular (M€)[5]			13.762	6.791	-6.971
Coste de descarbonización evitado (€/tCO2)					**753**

1. Datos avanzados del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero para el 2024.
2. Emisiones de vehículos de combustión adicionales como consecuencia de la reducción de 2,75 millones de VE con respecto al PNIEC oficial. Ver Anexo D.
3. Incremento del funcionamiento de los ciclos combinados en el PNIEC óptimo-realista.
4. Mayor consumo de H2 gris por la industria (0,2 Mt H2 respecto al PNIEC oficial). Ver anexo D
5. Resultado del Cuadro 8.

Finalmente, una cuestión clave es cuál es el coste de reducción de las 9,25 MtCO2 del PNIEC oficial en relación con el óptimo. La parte inferior del Cuadro 10 muestra ese cálculo, que se basa en considerar cuáles es la variación en el coste de suministro que se asocia con esas menores emisiones (los 6.971 M€ del Cuadro 8). El resultado es un coste de 753 €/tCO2, lo que representa en torno a 9 veces el precio esperado de los derechos de emisión en 2030.

4. Reflexiones finales y conclusiones

Este trabajo parte de la premisa de que es necesario perseverar y profundizar en el proceso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En ese contexto, es evidente que cualquier planificación de objetivos, como la que se establece en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, es susceptible de dibujar un escenario a futuro que defina un objetivo muy exigente de reducción de emisiones. Ese objetivo puede ser, sin duda, muy deseable desde el punto de vista de la contribución al esfuerzo global de mitigación de emisiones, pero debe ponerse en relación con el realismo de los supuestos que lo justifican y con los costes asociados a su consecución, tanto los que son explícitos y conocidos como los que subyacen a los procesos de transformación y que, a veces, no son explícitos. Esta es la motivación de este trabajo, en el que se plantea una cuestión sencilla: ¿es posible modificar el escenario eléctrico a 2030 que dibuja el PNIEC, revisado en 2024, para lograr resultados similares, pero con mucho menor coste? La respuesta es que sí.

El análisis que aquí se realiza no pretende ser una revisión exhaustiva del PNIEC. Su alcance es más modesto, pero se centra en un aspecto que es crítico en el proceso de transición energética: la modificación del mix de generación eléctrica. La disponibilidad de un mix eléctrico más descarbonizado no se pone en duda, y es lo que en gran medida justifica el deseable proceso de electrificación de los consumos energéticos al que frecuentemente se alude. Un ejemplo es ilustrativo: si el factor de

emisión[27] (tCO2eq/MWh) en Francia, España y Polonia es de 0.068, 0.175 y 0.779, respectivamente (Bastos *et al.,* 2024), resulta obvio que es mucho más reductor de emisiones sustituir un automóvil de gasolina o diésel por uno eléctrico en Francia o en España que en Polonia (y más reductor en Francia que en España)[28]. Sin embargo, como se ha señalado, resulta muy atrayente poner de manifiesto solo los impactos positivos del cambio en el mix eléctrico, como la reducción del precio mayorista o la disponibilidad de más hidrógeno verde, y no considerar algunos de los costes asociados a ese cambio y que también recaen sobre los consumidores, como los mayores costes asociados a los vertidos, los mayores costes de redes o las subvenciones que se puedan requerir para sostener esa transformación. Una evaluación económica ponderada debe tener en cuenta todos esos aspectos.

La metodología utilizada parte de calibrar un modelo del mercado eléctrico que incorpora todos los supuestos sobre las capacidades instaladas de generación y de demanda eléctrica del escenario objetivo a 2030 del PNIEC actual. La calibración de ese modelo, con ligeras modificaciones del precio del gas y de los derechos de emisión para recoger el precio actualmente esperado de ambos para final de esta década, se denomina en este trabajo PNIEC oficial (calibrado y actualizado) y constituye el escenario de referencia sobre el que se plantea un escenario alternativo.

La simulación del PNIEC oficial para todas las horas del año 2030 con la herramienta Plexos, de amplio uso y reconocimiento en el ámbito energético europeo, concluye que los precios de mercado resultantes conducen a pérdidas operativas para una parte relevante de las tecnologías de generación. La entrada sostenible de esa nueva capacidad solo es posible si se acompañan de un esquema de subvenciones que asegure su viabilidad. Se trata, por tanto, de subvenciones implícitas para la consecución de los objetivos del PNIEC oficial, las cuales no se mencionan en el Plan y que tendrán que ser asumidas por los consumidores, contrarrestando así los efectos positivos sobre el coste de suministro que inicialmente refleja el PNIEC.

El escenario alternativo se basa en dos consideraciones. Por un lado, asume capacidades predeterminadas que son, básicamente, las ya instaladas actualmente en tecnologías térmicas (ciclos y nuclear) y en algunas tecnologías renovables (hidráulica, otras renovables). Salvo el caso de la nuclear, para el que se asume la continuidad del parque actual hasta final de esta década, son los mismos supuestos realizados en el PNIEC oficial. Adicionalmente, se asume mayor capacidad a la actual en algunas tecnologías que, o bien han recibido recientemente subvenciones para su despliegue (caso del almacenamiento) o bien ya tienen potencia comprometida en fase de *ready to build*. Sin embargo, más allá de esos mínimos tendenciales o comprometidos, la nueva capacidad de generación renovable (eólica, fotovoltaica, termosolar, baterías) es la que puede entrar en condiciones sostenibles, esto es, esperando la recuperación de sus costes a través de los ingresos del mercado. Es el modelo de simulación el que optimiza esa entrada sostenible de capacidad.

Por otro lado, la entrada esperada depende también, como es razonable, de la demanda eléctrica esperada. A ese respecto, el PNIEC oficial plantea un escenario de demanda eléctrica enormemente

[27] Este factor mide las emisiones de una determinada por tecnología (habitualmente en kilos o toneladas) por unidad de energía generada (habitualmente en MWh).

[28] Bastos *et al*. (2024) también ofrece las emisiones en términos del ciclo de vida del producto, esto es, incorporando las emisiones asociadas a toda la cadena de producción y no solo en el proceso de generación eléctrica. Las emisiones del sector eléctrico calculadas de este modo son algo superiores: 0.087, 0.236 y 0.877 para Francia, España y Polonia. Estos datos se corresponden con el año 2021 y pueden haberse modificado ligeramente desde entonces.

alejado de la demanda actual. En este contexto, la estrategia seguida en este trabajo ha consistido en alejarse lo mínimo posible de los supuestos del PNIEC, de modo que solo se ha modificado a la baja la demanda eléctrica procedente del transporte y del hidrógeno (electrolizadoras). En el caso del transporte, porque se reduce la expectativa del PNIEC oficial sobre el parque de automóviles eléctricos existente en 2030, que se estima podrá situarse (en el mejor de los casos), en la mitad del objetivo marcado en el PNIEC. El caso del hidrógeno es, sin embargo, más significativo, ya que el aumento de demanda eléctrica del PNIEC oficial pivota de un modo muy relevante sobre el despliegue de la capacidad de electrólisis. A diferencia de lo que se hace en el PNIEC, donde el objetivo de capacidad de electrolización predetermina un objetivo "deseable", la instalación de capacidades de electrólisis en este trabajo no asume *ex ante* más capacidad de electrolización que la ya comprometida con ayudas, de modo que la capacidad adicional a aquella es también la que resulta del ejercicio de optimización de la entrada. Se utiliza, por tanto, el mismo procedimiento de determinación endógena de capacidad que el seguido en las renovables o el almacenamiento.

Los resultados obtenidos permiten concluir que una entrada optimizada de capacidades en condiciones de mercado reduce los costes del suministro y la factura de los consumidores finales. Por supuesto, el precio de mercado mayorista en el PNIEC óptimo-realista es mayor que en el PNIEC oficial, dado que este último asume un mix con mayor peso relativo de tecnologías con menores costes. Sin embargo, cuando se computan los costes implícitos asociados a ese mix el resultado se revierte, con una reducción del precio para el consumidor final que se sitúa en 2,6 €/MWh respecto al PNIEC oficial. Si dimensionamos en factura eléctrica los costes por la red de hidrógeno y las ayudas a las electrolizadoras, la reducción del precio asciende a 8,4 €/MWh respecto al PNIEC oficial.

El resultado del PNIEC óptimo en términos del peso relativo de la generación eléctrica sin emisiones es ligeramente menor que el oficial: 86,5% frente al 92,2%. También lo es en términos de reducción de emisiones con respecto a 1990: 28,7% y 31,9% en el PNIEC óptimo y en el oficial, respectivamente. Sin embargo, esa reducción adicional de 3,2 puntos porcentuales más a la que aspira el PNIEC oficial se hace a costa de unos costes del suministro muy superiores a los del PNIEC óptimo. A ese respecto, es muy significativo que el precio de la tonelada "extra" evitada de CO_2 en el PNIEC oficial sea de 753 €, una cifra que es aproximadamente 9 veces el precio actual.

Por último, en términos de las capacidades instaladas, el ejercicio de optimización ofrece un resultado concluyente: solo una parte de la capacidad fotovoltaica prevista en el PNIEC para 2030 podrá instalarse en condiciones económicamente sostenibles, pero el margen de entrada económica adicional se ha reducido significativamente tras un año 2025 de fuerte penetración de fotovoltaica. En condiciones de mercado, no habría capacidad adicional a la ya existente, o la ya comprometida mediante ayudas o en proceso de *ready to build,* en eólica terrestre, baterías y electrolizadores. No obstante, sí habría extensión de vida de los parques eólicos terrestres que habrán finalizado su vida útil en 2030. En el caso de la termosolar o la eólica marina, sin apoyo actualmente, tampoco habrá entrada en condiciones de mercado.

Un aspecto clave es que la sostenibilidad económica de las nuevas instalaciones de generación renovable, que son el pilar de la descarbonización, va íntimamente ligada a la expansión de la demanda eléctrica. Aunque el escenario óptimo y realista que se plantea en este trabajo prevé una demanda eléctrica inferior a la del PNIEC oficial (295 vs 339 TWh), sigue siendo una demanda significativamente superior a la observada en los últimos años, que permanece rezagada pese a los compromisos del

gobierno. Sin ir más lejos, la demanda eléctrica de 2025 se ha situado en torno a 256 TWh. Los esfuerzos principales en los próximos años deben estar centrados en el ámbito de la demanda, no de la oferta de generación eléctrica. Aunque son muchos los aspectos involucrados en ese crecimiento de la demanda, dos de ellos resultan especialmente destacables y sobre ellos debe avanzarse de una forma mucho más decidida para garantizar la sostenibilidad de los parques de generación renovables. Por un lado, abordar seriamente una reforma fiscal ambiental en el sector energético que aporte señales de descarbonización eficientes para la industria, favoreciendo así su electrificación. Por otro lado, facilitar las inversiones en redes para permitir la conexión de la demanda, incluyendo un mecanismo de asignación de puntos de acceso y conexión que evite que se siga produciendo su acaparamiento como consecuencia de una asignación ineficiente.

Referencias:

Bastos, J., Monforti-Ferrario, F., Melica, G. (2024): GHG Emission Factors for Electricity Consumption. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: http://data.europa.eu/89h/919df040-0252-4e4e-ad82-c054896e1641.

ENTSO-E (2025). European Resource Adequacy Assessment 2025 Edition ENTSO-E's proposal for ACER's approval. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025_ExecutiveReport_ENTSOEProposal_Dec2025.pdf

IRENA (2025). Renewable Power Generation Costs in 2024. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

Shafiee, R. y Schrag, D. (2024). Carbon abatement costs of green hydrogen across end-use sectors. Joule, 8(12), p. 3281-3289. https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.003.

Anexos:

Anexo A. Proyectos con subvenciones

Proyectos de bombeo con ayudas del PERTE ERHA

Los proyectos de bombeo con ayudas son los contenidos en la resolución de la convocatoria cuyas bases reguladoras fueron establecidas mediante la Orden TED/807/2023.[29]

Proyecto	Potencia (MW)	Capacidad (MWh)	Ayuda concedida (millones €)	Plazo ejecución (previsto)
Nueva central reversible "José María de Oriol II" (BOREAL)	402	15.200	44,9	2024–2030
Central Hidroeléctrica Reversible Navaleo	485	3.927	35,3	2025–2029
Central Depuradora Reversible Velilla del Río Carrión	109	930	10,7	2025–2029
Central Hidroeléctrica Reversible EcoEbre	1.000	8.792	9,1	2025–2030
Total	**1.996**	**28.849**	**100,0**	

Proyectos de baterías con ayudas del PERTE ERHA y FEDER

Programa / convocatoria	Fondo	Nº proyectos de baterías	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)	Fechas puesta en servicio[1]	Stand-alone vs hibridado
IntAlmac – Línea 1: Almacenamiento eléctrico independiente[30]	PRTR	35	690,2	2.820	31/12/2026	Stand-alone
HIALMAC – 1ª convocatoria: almacenamiento energético hibridado con renovables [31]	PRTR	36	904		30/06/2026	Hibridado
Proyectos innovadores de almacenamiento cofinanciados con FEDER 2021–2027 – 1ª convocatoria [32]	FEDER	133	2.200	9.400	31/12/2029	Stand-alone + hibridado

1. *Fecha máxima puesta en servicio según las bases reguladoras de las convocatorias. Si un proyecto no cumple el plazo reintegra los fondos percibidos. En el caso de los proyectos con financiación del PRTR, el IDAE puede conceder prórroga sobre la fecha máxima de puesta en servicio por causas debidamente justificadas.*

[29] Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, BOE 171, de 19 de julio de 2023 https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2024/almacenamiento/_381_boralmac_resoluciondefinitiva_adjudicacion.pdf

[30] https://planderecuperacion.gob.es/noticias/conoce-proyectos-innovadores-almacenamiento-energetico-programa-intalmac-prtr

[31] https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/23_12_28_NdP_El_MITECO_concede_150_millones_para_impulsar_36_proyectos.pdf

[32] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/diciembre/el-miteco-asigna-818-millones-a-126-proyectos-que-reforzaran-el-.html

Proyectos de hidrógeno renovable con ayudas del PERTE ERHA y FEDER

Programa / convocatoria	Fondo	Nº proyectos	Potencia (MWe)
H2 Pioneros – I [33]	PRTR	19	193
H2 Pioneros – II [34]	PRTR	12	309
Cadena de valor H2[35]	PRTR	6	270
Valles de H_2 / H2 Valles (1ª convocatoria)[36]	PRTR	7	2.293
IPCEI Hy2Use [37]	PRTR	7	652
Subasta IF23 [38]	BEH	3	535
Subasta IF24 [39]	BEH	16	599
Subastas FEDER [40]	FEDER	2	160
Double-counting [41]		-1	-500
Total		**52**	**4.318**

El conjunto de programas de subvenciones y subastas compromete la construcción de 4.318 MW de electrolizadoras. No obstante, un número significativo de proyectos han renunciado a las ayudas (como por ejemplo entre los proyectos con ayudas otorgadas a través de las subastas del Banco Europeo del Hidrógeno). En consecuencia, asignando una probabilidad de éxito del 60% al conjunto de los proyectos, estimamos que se instalarán en España un máximo de 2.600 MW de potencia de electrolización en 2030.

Anexo B. Escenario de entrada de vehículos eléctricos e impacto sobre la demanda y el consumo de gasolina

Stock de vehículos eléctricos en 2030

El PNIEC prevé un stock de 5,5 millones de vehículos eléctricos[42] (VE) en 2030 (puros e híbridos enchufables), que explica parte del incremento del consumo eléctrico en el sector del transporte (14,8 TWh). En 2025 se matricularon en España 225.617 VE[43], alcanzándose a fin de año un stock de 740.716

[33] https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/2024-02/Resolucion_proyectos_H2pioneros.pdf
[34] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2023/11/miteco-adjudica-150-millones-segunda-edicion-h2-pioneros-12-nuevos-proyectos-hidrogeno-renovable.html
[35] https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/2024-02/H2CVal_P3_Resol_Definitiva_Firmada_SEE.pdf
[36] https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/junio/el-miteco-adjudica-1-223-millones-a-siete-proyectos-de-hidrogeno.html
[37] https://planderecuperacion.gob.es/noticias/gobierno-asigna-794-millones-euros-siete-proyectos-clusteres-tecnologias-industriales-hidrogeno-verde-renovable-IPCEI-Hy2Use-perte-erha-prtr
[38] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_24_2333
[39] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_1264
[40] Se corresponde con las subastas de FEDER a proyectos que fueron preseleccionados por la Comisión Europea en la segunda subasta general del Banco Europeo del Hidrógeno, pero no percibieron ayudas del presupuesto europeo al agotarse los fondos (mecanismo de subastas como servicio) https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/noviembre/el-miteco-asigna-126-millones-en-la-primera-subasta-nacional-par.html
[41] El proyecto de Catalina, en Andorra (Teruel), con una potencia de 500 MW, ha sido asignado a ayudas en el Programa H2 Valles y la subasta IF24 del Banco Europeo del Hidrógeno.
[42] Incluye PHEV (híbrido enchufable) + BEV (eléctrico puro) + FCEV (con batería más pila de combustible que genera electricidad a partir de H2).
[43] Incluye turismos + comerciales ligeros + industriales + autobuses. Véase https://anfac.com/2025-cierra-con-1-148-650-ventas-de-turismos-un-129-mas-que-2024/

unidades y un 19,6% del total de matriculaciones (1.148.650 unidades). Estimamos un número máximo de vehículos matriculables en España de 1,3 millones de unidades.[44] A este ritmo, para alcanzar los 5,5 millones de VE previstos en el PNIEC oficial, la tasa de crecimiento media anual de las matriculaciones en los próximos cinco años tendría que ser del 49%, de modo que a final de esta década solo se matricularían VE.

Año	Número de matriculaciones de VE	% del total de matriculaciones en el año	Stock total de VE
2025[1]	225.617	19,6%	720.703
2026	390.000	30.0%	1.110.703
2027	715.000	55.0%	1.825.703
2028	1.075.100	82.7%	2.900.803
2029	1.300.000	100.0%	4.200.803
2030	1.300.000	100.0%	5.500.000
Crecimiento anual de matriculaciones de VE			49,3%

1. *Datos reales de 2025 (ANFAC)*

Por lo contrario, estimamos como más realista un stock de 2,75 millones de VE en 2030, un punto intermedio en el grado de penetración respecto del PNIEC. Este objetivo sería alcanzable si las matriculaciones de VE crecen un 30% anual durante los siguientes años hasta 2030.

Año	Número de matriculaciones de VE	% del total de matriculaciones en el año	Stock total de VE
2025	225.617	19,6%	720.703
2026	286.000	22,0%	1.006.703
2027	338.000	26,0%	1.344.703
2028	403.000	31,0%	1.747.703
2029	468.000	36,0%	2.215.703
2030	534.300	41,1%	2.750.000
Crecimiento anual de matriculaciones de VE			30,0%

1. *Datos reales de 2025 (ANFAC)*

Un déficit de 2,75 millones de VE respecto del PNIEC oficial se traduce en un incremento por el mismo número de vehículos convencionales respecto del PNIEC oficial. Las necesidades de transporte (en km totales recorridos en la península) se mantienen invariables.

Consumo anual de los vehículos eléctricos

El consumo anual de electricidad por parte de los vehículos eléctricos se obtiene a partir de multiplicar la distancia media recorrida estimada por el consumo eléctrico medio de los vehículos eléctricos. La estimación de la distancia media recorrida por los vehículos eléctricos se obtiene utilizando como referencia los datos actuales de CORES para vehículos de gasolina. A continuación, se detallan los cálculos:

[44] El máximo número de matriculaciones en la última década se produjo en 2018, con 1,32 millones de vehículos matriculados.

Número de vehículos[1]	*[1]*	10.575.978
Consumo de gasolinas (t)[2]	*[2]*	2.696.000
equivalencia en millones de litros[3]	*[3]= [2]/0,74/10^3*	3.643
Litros consumidos por vehículo	*[4]= [3]x10^6/[1]*	344,5
Eficiencia media (litros/100 km)[4]	*[5]*	6,1
Distancia media recorrida (km/año)	*[6]= [4]x1/([5]/100)*	**5.697**

1. *Datos de ANFAC a finales de 2024. Incluye turismos, comerciales ligeros, industriales y autobuses.*
2. *Datos de CORES. Consumo de gasolina entre junio de 2024 y mayo de 2025.*
3. *Obtenido a partir de una densidad de* 0,74 kg/litro.
4. *Obtenido como media ponderada de cada grupo de vehículos (datos ANFAC) aplicando las siguientes eficiencias a partir de webs de publicidad de vehículos: 6 litros/100 km para turismos, 8,5 para comerciales ligeros, 30 para industriales y 50 para autobuses. Los turismos representan el 98% del parque de vehículos de gasolina.*

Impacto sobre la demanda

A continuación, se multiplica la distancia media recorrida estimada por el consumo medio por VE y por el stock de VE en 2030. A continuación, se detallan los cálculos:

Vehículos eléctricos (millones)	*[7]*	2,75
Distancia media recorrida (km/año)[1]	*[6]*	5.697
Consumo medio por VE (kWh/km)[2]	*[8]*	0,16
Consumo anual total (TWh bc)[3]	*[9]=[7]x[6]x[8]x(1+17%)/10^3*	**2,93**

1. *Calculado en la tabla anterior.*
2. *Supuesto a partir de ejemplos de VE ofertados. Definido en términos de punto de consumo*
3. *Se obtiene a partir de multiplicar el consumo medio por el número de vehículos eléctricos. Incorpora un 17% de pérdidas de la red.*

El déficit de 2,75 millones de VE en el PNIEC óptimo-realista supone 2,9 TWh menos de demanda peninsular en el sector del transporte.

Impacto sobre el consumo de gasolina

El déficit de vehículos eléctricos supone que circulan 2,75 millones más de vehículos convencionales respecto del PNIEC, incrementando el gasto en gasolina.

El incremento estimado del gasto en gasolina en 2030 se obtiene a partir de multiplicar el precio estimado de la gasolina 95 en 2030 por el consumo de los vehículos convencionales adicionales que circulan en 2030. A continuación, se detallan los cálculos:

Precio 2030 del brent (€2024/Bbl)[1]	*[10]*	51,0
Precio 2030 de la gasolina (€2024/litro)[2]	*[11]*	0,649
Eficiencia media (litros/100 km)	*[5]*	6,1
Distancia media recorrida (km/año)	*[6]*	5.697
Vehículos eléctricos (millones)	*[7]*	2,75
Consumo total de gasolina (millones litros/año)	*[8]=[5]x[6]/100x[7]*	947,3
Gasto total en gasolina (millones €/año)	*[12]=[8]x[11]*	**614,8**

1. *Futuro más cercano a 2030: 67 $/Bbl en 2028 (ICE, obtenido en julio de 2025). Se transforma a €2024.*
2. *Estimación a partir de una regresión econométrica. Precio sin impuestos.*

Los 2,75 millones de vehículos de gasolina adicionales incurren en 614,8 millones de euros anualmente de gasto por consumo de combustible (sin impuestos).

Previsión de precio de la gasolina en 2030

El precio previsto de la gasolina en 2030 (punto *[11]* de la tabla anterior) se obtiene a partir de una regresión econométrica que predice el precio de la gasolina a partir de la evolución del Brent (previsto según futuros). Dado que ambas variables no son estacionarias por la presencia de tendencias y estacionalidad, se regresa el precio de la gasolina con respecto al precio del Brent siguiendo un modelo de corrección de errores que permite capturar tanto la relación a largo plazo entre ambas variables (por la existencia de cointegración) como la relación a corto plazo (por desvíos temporales en la relación entre ambas, que se corrigen progresivamente).

Se utilizan datos entre abril de 2022 y agosto de 2025 del precio del petróleo (cotización internacional) y de la gasolina 95 sin impuestos en España.[45] La incorporación de un retardo de la gasolina como regresor permite obtener unos residuos que se comportan como ruido blanco. Los coeficientes de la regresión son utilizados para estimar el precio de la gasolina en 2030 a partir de una proyección del precio del Brent entre 2025 y 2030.

A continuación, se muestran los resultados de la regresión.

Number of obs.	175
F(3, 172)=	138.11
Prob > F	0
R-squared	0.7066
Root MSE	0.00933

Variable	Coefficient	Robust Std. error	t	P>|t|
Error correction term	-0.0715576	0.0209258	-3.42	0.001
Gasoline (t-1)	0.553605	0.0469335	11.80	0.000
Brent (t-1)	0.0027474	0.003774	7.28	0.000

Anexo C. Cálculo del ahorro en servicios de ajuste

El ahorro en el coste de los servicios de ajuste se obtiene a través de la comparación entre el valor predicho del coste unitario de dichos servicios en ambos escenarios (restricciones técnicas resueltas en el programa diario y en tiempo real y mercados de balance) a través de una regresión estadística.

La regresión se obtiene considerando la relación estadística observada entre el coste unitario de los servicios de ajuste y las siguientes variables explicativas: generación renovable, demanda peninsular, precio del gas natural, precio de los derechos de emisión de CO2, precio mayorista eléctrico y variables mensuales para controlar por estacionalidad. El horizonte de estimación abarca de enero de 2020 a abril de 2025 (previo al inicio de la operación reforzada del sistema).

A continuación, se incluyen los resultados de la regresión (datos de REE).

Number of obs.	1944
F(18, 1925)=	242.35

[45] Se descartó cualquier periodo histórico anterior a abril de 2022 por evidencia de ruptura estructural de las series de precios.

Prob > F	0			
R-squared	0.6752			
Root MSE	2.9533			
Variable	Coefficient	Robust Std. error	t	P>|t|
Demanda	-0.0000173	0.00000147	-11.79	0.000
Gen. solar FV	0.0000631	0.00000329	19.18	0.000
Gen. termosolar	-0.0000443	0.0000142	-3.12	0.002
Gen. eólica	0.00000478	0.00000107	4.47	0.000
Precio spot	-0.0354422	0.0028702	-12.35	0.000
Precio CO2	0.0582417	0.0075444	7.72	0.000
Precio gas	0.0478306	0.0042777	11.18	0.000
Month 1	4.123815	0.3903326	10.56	0.000
Month 2	2.696481	0.3362936	8.02	0.000
Month 3	3.230624	0.3348753	9.65	0.000
Month 4	2.278952	0.3405884	6.69	0.000
Month 6	-0.9192504	0.2579368	-3.56	0.000
Month 7	-1.450499	0.3299526	-4.4	0.000
Month 8	-1.213954	0.3193122	-3.8	0.000
Month 9	0.4608702	0.2687	1.72	0.086
Month 10	3.816483	0.3368645	11.33	0.000
Month 11	4.125962	0.3512229	11.75	0.000
Month 12	4.280085	0.3576548	11.97	0.000
Constante	9.020251	0.9280891	9.72	0.000

Anexo D. Emisiones incrementales

El PNIEC óptimo y realista incurre en un mayor número de emisiones de CO_2 debido a tres factores: (i) el incremento del funcionamiento de los ciclos combinados, (ii) el incremento en el número de vehículos de gasolina en circulación y (iii) un mayor consumo de hidrógeno gris por parte de la industria (específicamente de las refinerías).

El PNIEC oficial prevé unas emisiones totales de 195,2 millones de toneladas de CO_2 equivalente en 2030, un 32% inferior a las emisiones de 1990, repartidas entre los sectores económicos y vectores energéticos existentes. Ante la dificultad de estimar las emisiones del PNIEC óptimo y realista siguiendo una metodología *bottom-up*, el cálculo de las emisiones de ese escenario se obtiene (1) partiendo de las emisiones previstas en cada sector en el PNIEC oficial y, (2) sumándoles el cálculo de las emisiones *incrementales* de los tres sectores indicados anteriormente.

A continuación, se muestran los cálculos de las emisiones incrementales que se incorporan a la sección 3.5, calculadas sobre dos de los tres sectores indicados anteriormente: transporte e hidrógeno. Las emisiones de los ciclos combinados vienen reportadas directamente por Plexos.[46]

A continuación, se muestran los cálculos de las emisiones incrementales que se incorporan a la sección 3.5.

[46] Las emisiones de los ciclos parten de un supuesto de 57 kg CO_2/GJ, proveniente de ENTSO-E para el ERAA. Con una eficiencia del 50%, el factor de emisiones equivale a 410 kg/MWhe.

Transporte		
Vehículos adicionales de combustión (millones)[1]	*[1]*	2,75
Distancia media recorrida (km/año)[1]	*[2]*	5.697
Eficiencia media (litros/100 km)[1]	*[3]*	6,1
Consumo de gasolina (millones litro/año)	*[4]=[1]x[2]x[3]/100*	947,3
Factor de emisiones (kg CO2/litro)	*[5]*	2,35
Emisiones anuales (miles toneladas CO2 / año)	*[6]=[4]x[5]*	2.226,2
Industria (consumo de hidrógeno)		
Consumo H2 gris PNIEC oficial (miles t H2)[2]	*[7]*	104
Consumo H2 gris PNIEC óptimo y realista (miles t H2)[2]	*[8]*	305
Intensidad emisiones (kg CO2/kg H2)	*[9]*	12
Emisiones anuales (miles toneladas CO2 / año)	*[10]=([8]-[7])x[9]*	1.746.3

1. *Datos obtenidos en el anexo B.*
2. *IEA, Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity.*
3. *El PNIEC oficial prevé que un 74% del consumo de hidrógeno proviene de RFNBOs, por lo que el 26% se considera que es H2 gris. En el PNIEC óptimo y realista, el porcentaje de RFNBOs de hidrógeno se reduce al 24%, por lo que el 76% del consumo de hidrógeno es H2 gris.*

Anexo E. Escenario eléctrico con 90% de generación sin emisiones

La simulación del PNIEC óptimo conduce a un balance eléctrico en 2030 en el que el porcentaje de generación sin emisiones en relación con la generación total se sitúa en el 86,5% (Cuadro 5). En este Anexo se muestran los resultados de un análisis complementario en el que se ha forzado la entrada de capacidad adicional de generación renovable de modo que el porcentaje resultante en el balance eléctrico se eleve hasta el 90%. La razón que justifica ese análisis es doble. Por un lado, porque puede llegar a darse el caso de que la regulación europea ponga ese nivel de generación sin emisiones como el mínimo necesario para que el hidrógeno pueda ser considerado verde[47]. Por otro lado, porque permite realizar un ejercicio de sensibilidad para observar hasta qué punto cierto alejamiento del PNIEC óptimo afecta, y en qué sentido, al bienestar de los consumidores.

Cuadro E.1. Capacidad de generación instalada por tecnología a nivel peninsular (GW)

	Actual	**PNIEC oficial**	**PNIEC 90% sin emisiones**			
	Octubre 2025	Total en 2030	Existente actualmente y en vida útil en 2030	Tendencial + comprometido	Construido adicional [3]	Total en 2030
Hidráulica	14,8	14,8	14,8	-	-	14,8
Bombeo[1]	6,0	9,6	6,0	2,0	-	8,0
Batería	0,0	8,1	0,0	3,4	2,6	6,0
Nuclear	7,1	5,1-3,1	7,1	-	-	7,1
Carbón	1,8	0,0	0,0	-	-	0,0
Ciclos combinados	24,5	24,5	24,5	-	-	24,5

[47] Actualmente, el artículo 4 del Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 define que cuando la cuota media de electricidad renovable en el consumo final bruto de la zona de oferta (España peninsular en este caso) es superior al 90 % en el año natural anterior, la electricidad de red se puede considerar completamente renovable y, por tanto, su uso para el hidrógeno lo califica como hidrógeno renovable, sin necesidad de la aplicación de criterios como el de adicionalidad o el de correlación temporal.

Turbina vapor[2]	0,5	0,5	0,5	-	-	0,5
Cogeneración	5,6	4,2	4,2	-	-	4,2
Eólica terrestre	32,1	57,7	22,5	2,0	18,4	42,9
Eólica marina	0,0	2,8	0,0	-	0,0	0,0
Solar FV	46,2	72,1	46,2	4,0	14,2	64,4
Centralizada	37,2	54,1	37,2	2,0	14,2	53,4
Autoconsumo	9,0	18,0	9,0	2,0	-	11,0
Termosolar	2,3	4,8	2,3	-	0,0	2,3
Otras renovables	1,1	2,0	2,0	-	-	2,0
Electrolizadoras	12,0	12,0	0,0	2,6	0,0	2,6

En el Cuadro E.1 (equivalente al Cuadro 4) se muestran las capacidades de las distintas tecnologías de generación que permiten cumplir con la restricción indicada de un balance de generación del 90% de electricidad sin emisiones. El resultado se obtiene con la combinación de capacidad adicional en las tecnologías menos costosas (baterías, eólica terrestre y fotovoltaica) y se evitan las más caras (termosolar y eólica marina, así como capacidad adicional de electrolización).

Cuadro E.2. Balance eléctrico peninsular (TWh, medidos en barras de central)

	PNIEC oficial	PNIEC 90% sin emisiones	Δ respecto del oficial
Hidráulica	29,0	29,0	0,0
Bombeo	20,1	18,9	-1,3
Batería	6,2	5,3	-0,9
Nuclear	35,4	55,2	19,8
CCGT	10,9	15,4	4,6
Cogeneración	17,9	17,6	-0,3
Eólica terrestre	119,4	83,4	-36,0
Eólica marina	9,9	0,0	-9,9
Solar FV	123,0	108,9	-14,0
Centralizada	96,6	94,7	-1,9
Autoconsumo	26,3	14,2	-12,1
Termosolar	11,6	5,5	-6,1
Otras renovables	10,9	10,9	0,0
Generación	**394,2**	**350,1**	**-44,1**
+ Importaciones	19,1	19,3	0,2
- Exportaciones	36,8	37,3	0,5
- Consumo del almacenamiento	37,6	34,5	-3,1
Demanda	**338,8**	**297,5**	**-41,3**
Resto	290,8	290,0	-0,8
Para producción de H2 verde	48,0	7,5	-40,5
Vertidos	13,0	16,4	3,4
% gen. sin emisiones/generación	92,2%	90,0%	-2,3 pp
% RES/generación	82,5%	72,9%	-9,6 pp
Precio mayorista de electricidad	**43,4**	**46,1**	**2,7**

Como puede comprobarse en el Cuadro E.2 (equivalente al Cuadro 5), el balance resultante para la generación eléctrica muestra una reducción de la generación renovable y de la demanda eléctrica para hidrógeno verde.

Cuadro E.3. Subvenciones implícitas en el PNIEC 90% de generación sin emisiones

	Entrada (GW) con subvenciones	Subvenciones (M€/año)	Subvención unitaria (M€/GW y año)
Bombeo[1]	N/A	N/A	N/A
Batería	2,6	71	27,5
Eólica terrestre	18,4	454	24,5
Eólica marina	0,0	0	-
Solar centralizada	14,2	342	24,1
Solar autoconsumo	0,0	0	-
Termosolar	0,0	0	-
Electrolizadoras	0,0	0	-
Total	**35,3**	**867**	

La entrada de capacidad adicional a la que determina el escenario de entrada requiere de una compensación de las pérdidas operativas mediante subvenciones. El Cuadro E.3 (equivalente al Cuadro 7) muestra las subvenciones requeridas en las tres tecnologías entrantes, que se sitúan en torno a 24-27 €/MWh. En términos agregados, el volumen de subvención anual que se requiere se sitúa en 867 M€, una quinta parte de los cerca de 4.800 M€ requeridos con el PNIEC oficial, que subvenciona tecnologías más caras.

Cuadro E.4. Costes de suministro en 2030 (millones de euros/año)

	PNIEC oficial	PNIEC óptimo	PNIEC 90% sin emisiones
España	**13.762**	**6.791**	**8.304**
Sector eléctrico	**11.806**	**6.080**	**7.668**
Costes de generación	*2.335*	*3.380*	*2.863*
Combustible y VO&M	2.016	2.659	2.387
Nuclear	1.064	1.366	1.374
Térmica	519	1.029	714
Otros	432	264	300
Emisiones de CO2	310	673	447
Arranques y paradas	10	48	29
Costes fijos incrementales	*9.471*	*2.699*	*4.804*
Nueva capacidad de generación	7.236	1.028	2.916
Nuevas redes	2.235	1.218	1.435
Nuclear (incl. extensión de vida)[2]	0	453	453
Otros vectores energéticos	**1.956**	**711**	**637**
Hidrógeno	1.956	-69	-144
Producción hidrógeno gris[3]	83	-69	-144
Electrolizadoras	1.445	0	0
H2MED y red troncal	428	0	0
Transporte: consumo gasolina y emisiones[4]	0	780	780
Europa: costes de generación	**44.089**	**45.015**	**44.542**
Total	**57.851**	**51.806**	**52.847**

Adicionalmente, el Cuadro E.4 (equivalente al Cuadro 8) compara los costes del suministro asociados al PNIEC oficial, el PNIEC óptimo y el PNIEC con la restricción de un 90% de generación sin emisiones. Como puede observarse, se evitan en España 5.458 millones de euros al año respecto del PNIEC oficial, pero siguen incurriéndose 1.513 millones más respecto del escenario óptimo. En el PNIEC óptimo se

incurren unos costes anuales de suministro eléctrico de 6.080 millones, frente a los 7.668 millones al año del escenario con 90% de generación sin emisiones. El coste adicional del escenario con 90% de generación sin emisiones se debe principalmente a la mayor capacidad que necesita el sistema para cumplir con la restricción.

Cuadro E.5. Variación del coste medio de suministro eléctrico a consumidores finales con respecto al PNIEC oficial

Componentes (€/MWh)	PNIEC óptimo realista	PNIEC 90% sin emisiones
Precio de la energía	+13,5	+2,7
Coste de servicios de ajuste	-4,3	-1,4
Subsidios a la capacidad incremental	-9,7	-6,8
Rentas de congestión	+0,2	-0,1
Inversiones en redes adicionales	-2,5	-1,8
Impacto incremental factura eléctrica	**-2,6**	**-7,4**
Subsidios a electrolizadoras	-4,5	-4,5
Inversiones en hidroductos	-1,3	-1,3
Impacto incremental total	**-8,4**	**-13,1**

Finalmente, el Cuadro E.5 (equivalente al Cuadro 9) muestra cuál es el efecto sobre el coste medio del suministro eléctrico a los consumidores finales de incorporar la obligación de un balance con un 90% de generación sin emisiones. Ese resultado se acompaña con el ya comentado del PNIEC óptimo y, en ambos casos, la comparativa se hace con respecto al PNIEC oficial. Obviamente, como cabía esperar, es menos significativo el ahorro en subsidios a la capacidad incremental y de los costes de seguridad del suministro. Sin embargo, ello queda más que compensado por un impacto mucho más moderado sobre el precio del mercado mayorista. En consecuencia, se obtiene un resultado más favorable a los consumidores al incorporar la restricción del 90% sin emisiones para los consumidores. Este resultado pone de manifiesto una idea relevante: subvencionar la entrada de una cierta capacidad por encima de la que sería económicamente sostenible según el equilibrio del mercado mayorista puede ser beneficiosa para los consumidores cuando se tienen en cuenta el conjunto de costes y beneficios asociados a esa decisión. Eso no significa que dicha opción sea la que maximiza el bienestar global de la economía. El máximo bienestar se logra siempre en ausencia de subvenciones (es decir, en el PNIEC óptimo-realista); escenario en el que siempre es posible hacer transferencias entre agentes utilizando instrumentos no distorsionadores, de modo que la maximización del bienestar sea compatible con la aplicación de criterios de equidad.

Cuadro E.6. Emisiones anuales (en miles de toneladas) y coste de descarbonización

Sectores	1990	2024 [1]	PNIEC oficial	PNIEC 90% sin emisiones	Δ respecto del oficial
Transporte	65.044	87.698	59.577	61.803	2.226 [2]
Generación eléctrica	65.075	24.965	12.102	13.666	1.564 [3]
Sector industrial	79.244	60.170	51.378	53.119	1.741 [4]
Resto	77.293	95.685	72.069	72.069	0
Total	286.655	268.518	195.126	200.657	5.531
Δ Respecto a 1990			**-31,9%**	**-30,0%**	**-1,9 pp**
Coste de suministro peninsular (M€)[5]			13.762	8.304	-5.457
Coste de descarbonización evitado (€/tCO2)					**987**

El cuadro E.6. muestra, al igual que en el óptimo-realista, que las emisiones son mayores en el escenario de PNIEC con 90% de generación sin emisiones que el PNIEC oficial. El coste medio de descarbonización evitado asciende a 987 €/tCO2 frente a los 753 €/tCO2 del PNIEC óptimo-realista. Esto se debe a que el escenario con 90% con emisiones ha evitado la inversión en las tecnologías más caras, mientras que el óptimo realista evita tanto las tecnologías más caras como otras también subóptimas, pero de menor coste (porque instala menos batería, eólica terrestre y fotovoltaica).