

Estudios sobre la Economía Española - 2019/30

## El papel del gas en la transición

María Sicilia Salvadores  
(Enagás)

fedea

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

# El papel del gas en la transición

María Sicilia Salvadores  
Directora de Estrategia. Enagás.

## RESUMEN

En este artículo se analiza el papel que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 reconoce al gas natural y a los gases renovables como vector energético para cumplir con los compromisos medioambientales asumidos por España. El Escenario Objetivo muestra su relevancia en todos los sectores finales reemplazando a otros combustibles más contaminantes y como respaldo para la generación renovable intermitente. Asimismo se propone un Escenario Alternativo para el sector eléctrico, de cumplimiento con los objetivos climáticos, en el que una mayor utilización de las infraestructuras gasistas existentes resulta en un ahorro muy significativo de costes para el conjunto del sistema.

## Índice

1. Introducción
  2. El papel del gas en el PNIEC
    - 2.1 Análisis sectorial
    - 2.2 Otros aspectos: hipótesis de precio e impacto macroeconómico
    - 2.3 Gases renovables
  3. Un escenario alternativo para el sector eléctrico
    - 3.1 Descripción del modelo
    - 3.2 Datos e hipótesis de entrada
    - 3.3 Resultados de la modelización
  4. Conclusiones
- Referencias

## 1. INTRODUCCIÓN

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (en adelante, PNIEC) aprobado por el Consejo de Ministros el 22 de febrero de 2019 marca la trayectoria para una descarbonización progresiva de nuestra matriz energética, estableciendo el marco político y normativo de referencia para el desarrollo de políticas energéticas y de cambio climático en el horizonte 2021-2030, con vistas a alcanzar una economía neutra en carbono en 2050.

Con ello, España ha adoptado una posición de liderazgo en la lucha contra el cambio climático mediante la definición de un Escenario Objetivo en el PNIEC mucho más ambicioso que el comprometido por la Unión Europea (en adelante, UE) en su conjunto y para los Estados miembros individualmente, en términos de reducción de emisiones<sup>1</sup>, energías renovables<sup>2</sup> y eficiencia energética<sup>3</sup>. Así, el Plan apuesta por lograr una disminución de emisiones totales brutas de gases de efecto invernadero (en adelante, GEI) principalmente en los sectores eléctrico y transporte y en menor medida en industrial y residencial, a través de la penetración masiva de tecnologías renovables así como mediante medidas de eficiencia energética.

La introducción de estas condiciones de contorno a nuestro sistema energético en el PNIEC resulta en un incremento de la cuota del gas natural similar al de las energías renovables en el mix energético final en 2030, como fuente indispensable para balancear y dar firmeza al sistema eléctrico así como para reducir las emisiones en los consumos energéticos para producción de calor (en industria y edificación). Ahora bien, el PNIEC no refleja plenamente todo el valor que la cadena de gas natural aportará al sistema energético en 2030, en virtud de ciertas hipótesis de entrada

---

<sup>1</sup> -60% de reducción en sectores ETS vs 2005, cuando el objetivo para el conjunto de la UE es del -43%; y reducción del -38% en difusos vs 2005, cuando el objetivo establecido por la UE para España es del -26% (único objetivo vinculante realmente para España). Esto lleva a que las emisiones en 2030 tienen que ser un 22% inferior a las que se obtendrían con los compromisos actuales que tenemos con la UE.

<sup>2</sup> 42% de penetración renovable en consumo final bruto de energía en 2030 vs 32% de objetivo asumido por la UE. Esto se consigue entre otras medidas doblando la contribución de la generación eléctrica renovable, promoviendo una cuota renovable en generación del 74% en 2030 que exige la instalación de hasta 70 GW de capacidad adicional de acuerdo con el PNIEC.

<sup>3</sup> 39,6% de ahorro de energía en 2030 con respecto al escenario de referencia de la UE, cuando el objetivo asumido por la UE es del 32,5%.

utilizadas en el modelo de simulación. En concreto, la hipótesis de precio del gas natural utilizada, la cual viene determinada por la propia normativa comunitaria a efectos de armonización de los planes de los distintos Estados miembros, supone un coste de *commodity* no sólo muy superior al actual sino también al estimado por todos los analistas de mercado en el horizonte de previsión a 2030, lo que introduce un claro sesgo negativo en el PNIEC respecto del papel del gas natural. Asimismo, como en la mayoría de análisis de escenarios y modelos de despacho, se utilizan, a efectos de simplicidad, hipótesis y métricas tradicionales para comparar costes de generación que no tienen en cuenta la contribución total, en el tiempo y en la escala adecuada, de cada tecnología al sistema en su conjunto, sobreestimando la aportación de las tecnologías intermitentes<sup>4</sup> e infravalorando la funcionalidad y eficiencia técnico-económica de las infraestructuras gasistas ya existentes.

Por otra parte, este nuevo marco se traduce en unas necesidades de inversión para España de 236.124 millones de euros entre 2021-2030 principalmente en nuevas infraestructuras energéticas, de las que una parte muy sustancial (80%) se confía al sector privado, lo que plantea un reto sin precedentes. Según los datos de la Agencia Internacional de la Energía (en adelante, IEA por sus siglas en inglés), la inversión global en las tecnologías necesarias para la Transición Energética se ha estancado en los últimos años<sup>5</sup>, y en concreto en España, desde 2015 la inversión en nueva capacidad de generación renovable (eólica y solar fotovoltaica) se ha limitado a 0,55 GW. En lo que llevamos de 2019 han entrado en operación aproximadamente 1,6 GW<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> Se utilizan modelos de despacho de nodo único y no se tiene en cuenta ningún mercado adicional al pool de energía p.ej. mercados de balance y ajustes. Adicionalmente, el modelo TIMES Sinergia es un modelo de planificación determinista cuyo módulo eléctrico no tiene en cuenta todos los costes de integración de cada tecnología al sistema. Esto es especialmente relevante en el caso de la generación intermitente debido a que su variabilidad e incertidumbre conllevan la necesidad de generación de *backup* gestionable y flexible que permita el balance del sistema (y, en algunos casos, costes de red asociados al transporte de la energía desde el centro de producción hasta el centro de consumo).

<sup>5</sup> La inversión global en tecnologías bajas en carbono y redes se ha estancado en los últimos dos años en alrededor de 620.000 millones de dólares en 2018, nivel 2,5 veces inferior al necesario para situarnos en una senda de cumplimiento del Escenario de Desarrollo Sostenible (SDS) según la IEA (World Energy Investment report, 2019).

<sup>6</sup> La puesta en marcha de la nueva capacidad renovable en 2019 responde a los plazos impuestos por las subastas renovables (8.037 MW de capacidad) celebradas entre 2016 y 2017 (BOE-A-2016-552, BOE-A-2017-5848 y BOE-A-2017-8997) para dar cumplimiento a los objetivos de la Directiva de Energías Renovables de 2009 (DIRECTIVA 2009/28/CE) de alcanzar una penetración del 20% sobre el consumo de energía final en 2020, que garantizan a estas instalaciones unos ingresos (determinados en función de un descuento sobre el precio medio estimado) transfiriendo su exposición al riesgo de mercado.

de nueva capacidad renovable si bien el cumplimiento del Escenario Objetivo del PNIEC requiere una instalación media anual de entre 5-6,3 GW de manera sostenida en el período 2020-2030. Hay que recordar que a medida que se descarboniza el suministro energético, cada vez una mayor proporción del precio final de la energía se destinará a remunerar la inversión (puesto que las tecnologías bajas en carbono son esencialmente intensivas en capital) mientras que el coste de combustible y de CO<sub>2</sub> tenderá a ser residual. De ahí la importancia de minimizar no ya el coste del capital, actualmente en niveles de tipos históricamente bajos<sup>7</sup>, sino el volumen total de inversión en el sistema si queremos reducir al máximo los costes de la energía para el consumidor final.

Por lo anterior, se propone un Escenario Alternativo de cumplimiento de los objetivos establecidos para el sector eléctrico, en el que se aprovecha todo el potencial del gas natural para reducir los costes de la transición.

## **2. EL PAPEL DEL GAS EN EL PNIEC**

El gas natural es la segunda fuente energética, representando un 15,7%<sup>8</sup> del total de la energía primaria en 2017 en España y un 16,0% en el mix de energía final<sup>9</sup>. Su presencia en el balance energético español de energía final es ligeramente inferior a la de otros Estados miembros de la UE debido a un clima más cálido que redundaría en una menor penetración de gas natural para consumo residencial, en parte compensada por una mayor importancia relativa del gas natural en generación eléctrica. Donde el gas natural juega un papel muy relevante, como alternativa limpia y segura frente a otros combustibles, es en aquellos consumos con altos requerimientos energéticos que por tanto son difícilmente electrificables, tales como procesos industriales y transporte pesado (fundamentalmente marítimo y transporte rodado de mercancías). Dado el potencial del gas natural como vector para la descarbonización, desplazando al carbón y al petróleo a corto y medio plazo, las previsiones de la demanda de gas natural en

---

<sup>7</sup> Tipo de interés del BCE de 12 meses a fecha del 13/09/2019 -0,325%.

<sup>8</sup> Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad (2019).

<sup>9</sup> <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/>

España dadas por ENTSOG (2018)<sup>10</sup> en su escenario de cumplimiento “Sustainable Transition”<sup>11</sup>, estiman una tasa anual de crecimiento compuesto (en adelante TACC) del +1% TACC en el período 2017-2030, alcanzando los 400,5 teravatios-hora térmicos (en adelante, TWh-t).

En el PNIEC la demanda primaria de gas natural, como consecuencia de unas proyecciones de mejora muy significativa de la intensidad energética<sup>12</sup> de nuestra economía, se mantiene prácticamente estable respecto del año base (2015). En el periodo 2017-2030 se proyecta una caída anual media en el Escenario Objetivo del -0,9% TACC, lo que implica una caída acumulada del -11% en la demanda, que se situaría en 2030 en 311,5 TWh-t. También el Escenario Tendencial del PNIEC, que asume un TACC del +0,6%, resultando en un crecimiento acumulado del 8% en el periodo, es más pesimista que el escenario “Sustainable Transition” de ENTSOG. Sin embargo, en términos de cuota sobre energía primaria, el PNIEC prevé en ambos escenarios una evolución positiva del peso del gas en el mix, situándolo en el 23,2% en 2030 en el Escenario Tendencial y en el 23,8% en el Escenario Objetivo. Es decir, la introducción de una estricta restricción a las emisiones de GEI de nuestro consumo energético se traduce en un incremento del peso del gas natural en nuestro mix energético, a expensas fundamentalmente del carbón y el petróleo.

Para el conjunto de usos finales<sup>13</sup>, la demanda de gas pasaría de crecer un acumulado del 60% en el 2015-2030 (+3,2% TACC) en el Escenario Tendencial, a un 19% (+1,2% TACC) en el Objetivo. El incremento de la demanda final de gas y la caída de la demanda total de energía final contribuyen a que el gas natural incremente su cuota en 4 puntos porcentuales (en adelante, p.p.) en términos de consumos energéticos finales, pasando del 16% en 2015 al 20% en 2030 en el Escenario Objetivo del PNIEC,

---

<sup>10</sup> Ten-Year Network Development Plan (en adelante, TYNDP). ENTSOG es el órgano de cooperación entre los operadores de sistemas de transporte de gas en la Unión Europea y sus competencias están definidas en la normativa comunitaria.

<sup>11</sup> El escenario “Sustainable Transition” de ENTSOG cumple con los objetivos de descarbonización asumidos por la Unión Europea. En ese escenario, los objetivos se alcanzan a través de regulación nacional, esquemas de comercio de emisiones y subsidios, maximizando el uso de la infraestructura existente.

<sup>12</sup> El Escenario Objetivo del PNIEC proyecta una mejora de la intensidad energética primaria del 3,6% anual desde el 2017 hasta 2030.

<sup>13</sup> Excluyendo consumos no energéticos.

por encima incluso de lo que incrementa su cuota la electricidad (3 p.p.) y en línea con lo que aumentan las renovables (4 p.p.). Así, el consumo primario de gas en 2030 a pesar de la gran apuesta por la electrificación que hace el PNIEC, sigue siendo muy superior a la demanda de electricidad en términos energéticos, alcanzando 311,5 TWh-t de gas vs 284,4 TWh-e (en adelante, TWh) de demanda eléctrica en barras de central (en adelante, b.c.).

## 2.1 Análisis sectorial

En lo que se refiere al análisis de la demanda de gas por sectores en España, el sector industrial es el sector con mayor demanda de gas representando el 60,0% de la demanda total en 2018, seguido por la demanda en el sector residencial y comercial (18,9%) y en último lugar para generación eléctrica con un 17,7% (Fuente: Enagás GTS 2019)<sup>14</sup>.

### 2.1.1 *Industria*

Según el PNIEC, el gas incrementa su demanda en este sector en un +2% TACC desde 2015 hasta 2030, siendo el combustible que en mayor medida aumenta su cuota en dicho sector (5 p.p.) pasando del 37% de 2015 al 42%, por delante de las renovables, que crecen de un 7 a un 11% (esto es, 4 p.p.). Este crecimiento está sustentado no solo por un incremento de las necesidades energéticas en el sector industrial del +1% TACC en ese periodo, sino por la sustitución de combustibles fósiles altamente contaminantes como el carbón y el petróleo por gas natural. En este caso, el carbón reduce su participación en el mix industrial de un 6% en 2015 al 5% en 2030 y el petróleo de un 15% al 6%. En cuanto a la electricidad, el PNIEC constata la dificultad de electrificar muchos procesos industriales, y esto junto con un aumento de la eficiencia en la industria, hace que aquella disminuya su cuota en este sector del 35% al 34%.

Dentro del sector industrial cabe destacar la cogeneración. El PNIEC asume en su Escenario Tendencial que la potencia instalada de cogeneración a gas se reduce desde los 4.055 MW de 2015 hasta 1.890 MW en 2030. En el Escenario Objetivo este valor

---

<sup>14</sup> Adicionalmente, las cisternas de GNL supusieron un 3,4%, y el transporte un 0,55% (el consumo en transporte terrestre fue de 1,9 TWh-t/año y el transporte marítimo 0,016 TWh-t), siendo el total de la demanda en 2018 de 349,3 TWh-t.

asciende a 3.000 MW en 2030, todavía 1.055 MW por debajo de la potencia instalada en 2015. Por tanto el PNIEC, aunque en su Escenario Objetivo incrementa la potencia de cogeneración de alta eficiencia por encima del Escenario Tendencial, lo cierto es que lo hace de manera tímida, quedando la potencia instalada en 2030 un 26% por debajo de la instalada en 2015. En un contexto de crecimiento económico, donde la industria continúa jugando un papel esencial y donde su consumo energético crece a tasas superiores al 1%, ello supone desaprovechar los importantes beneficios de esta tecnología a nivel país por su mayor eficiencia en comparación con la producción separada de electricidad y calor, que podría incrementar la competitividad de nuestra industria. ACOGEN<sup>15</sup> estima que el bajo nivel de ambición en términos de cogeneración generaría una grave pérdida de competitividad de más del 5% del PIB industrial.

En efecto, en la medida que la industria es un sector intensivo en consumo energético que compite globalmente, su competitividad queda expuesta a la regulación climática y a las señales de precio locales que se trasladan directamente a sus costes energéticos, existiendo el riesgo de deslocalización geográfica. En este sentido es importante la implantación de mecanismos de protección efectiva contra la fuga de carbono (impuestos compensatorios u otros instrumentos) que garanticen la competitividad de las industrias europeas en un contexto de compromiso con el libre comercio sujeto a normas, pero sin caer en abuso de medidas proteccionistas. Todo lo anterior pone de manifiesto la importancia del gas natural como vector energético insustituible en la paulatina descarbonización de la industria y el mantenimiento de su competitividad.

### *2.1.2 Sector eléctrico*

En lo que respecta a la cuota de generación de las centrales de ciclo combinado alimentadas por gas natural (en adelante, CCGT por sus siglas en inglés), el PNIEC muestra una tendencia descendente hasta 2025, más acusada en el Escenario Objetivo donde la cuota llega a situarse en un 5%, después de que en 2017 y 2018 fuera del 14,1 y 11,5% respectivamente. Sin embargo, debido al crecimiento de la demanda unido al cierre del carbón y a la salida de parte del parque nuclear, en 2030 ambos escenarios

---

<sup>15</sup> <http://www.acogen.es/prensa.php?id=569>. ACOGEN es la Asociación Española de Cogeneración.



acaban con una cuota de CCGT sobre generación eléctrica bruta similar a la de 2018, 10,4% en el Escenario Tendencial y 10,3% en el Escenario Objetivo, a pesar de los casi 70 GW nuevos de capacidad renovable instalada.

En todo caso, los dos escenarios del PNIEC son mucho más pesimistas que el escenario de “Sustainable Transition” de ENTSOG (2018). Mientras que este escenario estima un crecimiento medio anual del +1,5% de la demanda de gas para el sector eléctrico en el periodo 2017-2030, el Escenario Tendencial del PNIEC estima una caída media anual del -1,9% y el Escenario Objetivo, una caída media anual de -1,1%<sup>16</sup>.

### 2.1.3 *Demanda residencial y pymes*

Al contrario que en el resto de los principales países de la UE, el sector residencial y pymes tiene poco peso relativo en la demanda total de gas. A pesar de ser donde más sufre la demanda de gas debido a políticas muy ambiciosas de eficiencia, electrificación y renovables, el gas se mantiene de nuevo en valores muy similares a los de 2015 en el Escenario Objetivo; de hecho, le permite ganar 3 p.p. de cuota, y ello en un país con bajas necesidades de calefacción gracias a nuestro benévolo clima.

### 2.1.4 *Sector transporte*

En el transporte, la demanda de gas crece rápido, a un 5% anual, si bien a 2030 supone un 2,5% del total de energía final para este sector.

## 2.2 Otros aspectos: hipótesis de precio e impacto macroeconómico

Uno de los aspectos clave que influye tanto en los resultados del modelo de optimización como en el balance coste-beneficio que arroja el Escenario Objetivo del PNIEC es la hipótesis de precio de las *commodities* utilizadas. En este sentido, el PNIEC sigue las directrices impuestas por la Comisión Europea (Tabla 1) a efectos de armonización y comparación de los planes de los distintos Estados miembros. Sin

---

<sup>16</sup> Si se utilizara como base el año 2015, que tuvo una demanda de gas para CCGTs de 61,2 TWh-t, el escenario objetivo del PNIEC implica de hecho un ligero crecimiento del 7% acumulado (0,5% CAGR), por ser 2017 un año atípico, donde la demanda de gas se vio afectada por algunos factores adicionales extraordinarios, como un año extremadamente seco, que redujo la generación hidráulica en un 49%, y unas temperaturas más extremas no sólo en España sino también en nuestros vecinos europeos, con una baja disponibilidad nuclear en Francia.

embargo, estos precios parecen a todas luces excesivos en comparación con las estimaciones de todos los prescriptores de datos y analistas de mercado. Como referencia se toma el escenario central de IEA (2018) para 2030 (Tabla 2), “New Policies Scenario” (en adelante, NPS)<sup>17</sup> y el escenario central “Sustainable Transition” de ENTSOG (2018) (Tabla 3).

Tabla 1.- Precios de *commodities* considerados en el PNIEC

	2015	2020	2025	2030
<b>Petróleo (USD<sub>2016</sub>/bbl)</b>	51,6	76,5	101,2	111,5
<b>Gas (USD<sub>2016</sub>/MMBtu)</b>	8,1	8,8	11,2	12,2
<b>Carbón (USD<sub>2016</sub>/t)</b>	62,1	87,9	97,3	116,8
<b>CO2 (€<sub>2016</sub>/t)</b>	7,8	15,5	23,3	34,7

Tabla 2.- Precios de *commodities* según la IEA para el NPS

	2025	2030
<b>Petróleo (USD<sub>2017</sub>/bbl)</b>	88	96
<b>Gas (USD<sub>2017</sub>/MMBtu)</b>	7,8	8,2
<b>Carbón (USD<sub>2017</sub>/t)</b>	80	83

Tabla 3.- Precios de CO2 según ENTSOG<sup>18</sup>

	2025	2030
<b>CO2 (€<sub>2015</sub>/t)</b>	25,7	33,3

Esta hipótesis perjudica claramente al consumo de gas natural, y sobreestima los impactos macroeconómicos derivados de los ahorros por importaciones de este combustible.

Así, el PNIEC argumenta que su Escenario Objetivo es una oportunidad para España porque los impactos macroeconómicos (riqueza, empleo, equidad distributiva, etc.) del mismo frente al Escenario Tendencial son positivos. Sin embargo, dicho Escenario Tendencial es un escenario excesivamente pesimista que no cumple siquiera con los objetivos de reducción de emisiones vinculantes asumidos por España. Por tanto, no

<sup>17</sup> Las proyecciones de precios de gas (y demás *commodities*) en el escenario NPS de la IEA son superiores a los precios que estima en su escenario SDS de cumplimiento de los objetivos climáticos, pues hay menor demanda, lo que a veces se refiere como ‘*green paradox*’.

<sup>18</sup> El escenario *Sustainable Transition* tiene horizonte 2030. Para 2025 se ha elegido el escenario *Coal Before Gas* por ser sus perspectivas similares al *New Policies Scenario* de la AIE en 2025 (25 USD<sub>2017</sub>/t). No se han utilizado los escenarios de la AIE para el precio de CO<sub>2</sub> porque no hay datos de perspectivas de precio de CO<sub>2</sub> a 2030.

debería considerarse como un escenario de referencia. Por lo anterior, sería interesante reevaluar el ejercicio de optimización del PNIEC con base en hipótesis de precios de gas más acordes con todas las previsiones de mercado así como analizar los impactos macroeconómicos de un nuevo Escenario Objetivo con una mayor demanda de gas frente a un Escenario Tendencial revisado en el sentido de que cumpla estrictamente con los objetivos vinculantes de la UE, sin reducir artificialmente su presencia en virtud de costes excesivamente altos, y aprovechando por tanto en mayor medida el envidiable sistema de infraestructuras gasistas sin amortizar del que dispone el país. Son múltiples ya los estudios, especialmente a nivel europeo como Gas for Climate (2019) y Green Gas Initiative (2019) que muestran cómo una transición basada en un mayor equilibrio entre renovables eléctricas, gas natural y gases renovables, es beneficiosa en términos macroeconómicos

### 2.3 Gases renovables

En efecto, no hay que olvidar que a pesar de la apuesta decidida del PNIEC por una mayor electrificación de la economía para aprovechar el gran potencial eólico y fotovoltaico que tiene España, en el Escenario Objetivo del PNIEC la penetración de la electricidad sólo se incrementa en 3 p.p. desde el 23,9% actual al 27% del consumo de energía final en 2030. Por ello, es necesario resaltar el papel relevante que van a jugar las renovables no eléctricas en las próximas décadas. A la vez que se va descarbonizando la matriz eléctrica, es primordial actuar sobre las  $\frac{3}{4}$  partes del mix que no es eléctrico, y en este sentido las distintas tecnologías de gases renovables ofrecen una solución coste-efectiva a corto y medio-largo plazo.

A 2030, el aprovechamiento de metano procedente de residuos orgánicos para la producción de biogás/biometano, es una medida que permite no sólo incrementar el peso de las renovables en el mix, sino también reducir las emisiones en sectores difusos<sup>19</sup> de forma competitiva, suponiendo al mismo tiempo un apoyo económico

---

<sup>19</sup> Los sectores difusos abarcan las actividades no sujetas al comercio de derechos de emisión. Forman parte de esta categoría los sectores, residencial, comercial e institucional, transporte, agrícola y ganadero, gestión de residuos, gases fluorados e industria no sujeta al comercio de emisiones. En España el conjunto de estos sectores fue responsable en 2018 de la emisión de 202,6 MtCO<sub>2</sub>-eq. Esto corresponde al 60,9% de nuestras emisiones totales de gases de efecto invernadero. (Fuente: MITECO Avance de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero correspondientes al año 2018).

para los actuales propietarios de los residuos en sectores como el agrícola o el ganadero, tan importantes en nuestro país, y un claro impulso a la economía circular.

España se encuentra en un estadio todavía muy incipiente en el desarrollo de los gases renovables en comparación con los principales países europeos (p.ej. en 2017 el número de plantas de biometano conectadas a red: 30 en Francia, 21 en Dinamarca, 85 en Reino Unido, 194 en Alemania, 1 en España – Valdemingómez). En este sentido, el PNIEC reconoce la necesidad de diseñar mecanismos de apoyo adecuados, que permitan maximizar el aprovechamiento del gas renovable. Sin embargo, en sus proyecciones el PNIEC mantiene en 2030, en ambos escenarios Tendencial y Objetivo, los mismos 235 MW de biogás preexistentes en 2020 para generación eléctrica y no contempla ningún desarrollo de biometano para inyección en red, para avanzar en la descarbonización tanto de la cadena gasista como de los consumos finales no electrificables.

En el largo plazo, de acuerdo con el análisis realizado por la Comisión Europea para la actualización de su Estrategia a 2050 para el conjunto de la Unión Europea (*“A clean planet for all”*), se estima que el sector eléctrico llegará a representar el 53% de los usos finales energéticos en 2050. Incluso en los escenarios más ambiciosos para 2050<sup>20</sup>, la electricidad no superará el 60% del consumo energético final<sup>21</sup>. Por tanto, es urgente empezar a apostar por soluciones para la descarbonización de la matriz no eléctrica, como el biometano y el desarrollo de la cadena del hidrógeno, tanto para dar un respaldo estacional sin emisiones al sistema eléctrico como para la descarbonización de consumos industriales<sup>22</sup> y del transporte de mercancías, para los cuales no existen soluciones tecnológicas a escala suficiente actualmente que permitan alcanzar un sistema neutro en emisiones.

De acuerdo con los numerosos estudios publicados a nivel europeo<sup>23,24,25</sup> es técnicamente posible descarbonizar completamente la cadena de suministro de gas

---

<sup>20</sup> Eurelectric. Decarbonisation pathways. Full study results.

<sup>21</sup> 63% en el sector transporte y residencial y 50% en el sector industrial.

<sup>22</sup> Eventualmente complementadas con tecnologías de captura y almacenamiento/uso de carbono.

<sup>23</sup> Navigant-Gas for Climate (2019).

<sup>24</sup> Frontier Economics-Green Gas Initiative (2019).

natural, mediante el desarrollo de gases renovables (biometano, hidrógeno verde y metano sintético), y de tecnologías de Carbon Capture and Storage/Use (CCS/U por sus siglas en inglés). Para ello es indispensable un marco regulatorio que establezca objetivos concretos de penetración de los gases renovables, dé los incentivos necesarios a la innovación, garantizando la neutralidad tecnológica y favorezca el desarrollo a escala de tecnologías no eléctricas como vía para avanzar en su curva de aprendizaje y reducir sus costes de producción.

### **3. UN ESCENARIO ALTERNATIVO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO**

La sobreestimación de los precios del gas natural no solo afecta al impacto macroeconómico sino que tiene también un fuerte impacto en los precios resultantes del pool eléctrico y, por tanto, en la recuperación de la inversión de las nuevas tecnologías en el mercado mayorista de electricidad. Por esta razón se ha realizado una simulación con el parque del Escenario Objetivo del PNIEC, pero con unos precios a futuro para el gas natural y para el CO<sub>2</sub> que están dentro de los márgenes que prevé la mayoría de los organismos internacionales, la industria y los analistas de mercado. En este escenario de precios, que en adelante se llama Escenario Objetivo PA (precios de analistas), se ha utilizado el precio de gas natural que prevé la IEA en el NPS a 2030 IEA (2018) y para el precio del CO<sub>2</sub>, el escenario “Gas Before Coal” de ENTSOG (2018).

Por otro lado, el PNIEC plantea una inversión de hasta 70 GW de nueva capacidad renovable entre la que incluye 11 GW en nueva capacidad de almacenamiento en baterías, bombeo y solar térmica de concentración con almacenamiento (en adelante, CSP por sus siglas en inglés). Sin embargo, para algunas de estas tecnologías es dudosa la posibilidad de que dicha generación renovable sea capaz de cubrir todos sus costes en el mercado para recuperar su inversión, más aun teniendo en cuenta la sobreestimación de los precios del gas natural y el efecto de “canibalización” de los propios ingresos de estas plantas en el mercado al estar su producción altamente correlacionada entre sí, especialmente en el caso de la solar fotovoltaica.

---

<sup>25</sup> Eurelectric (2018).

Dada la necesidad de llevar a cabo una transición coste-eficiente para el consumidor, se propone un Escenario Alternativo de cumplimiento, al parque de generación del Escenario Objetivo, en el que al tiempo que se mantienen los objetivos climáticos asumidos por España en su PNIEC por encima de lo estrictamente vinculante de acuerdo con la legislación comunitaria<sup>26</sup> se apuesta por el aprovechamiento de las infraestructuras gasistas existentes, reduciendo la inversión en tecnologías de almacenamiento que no resultan aún competitivas en el mercado. En adelante, nos referiremos a este escenario como Escenario Alternativo. Para poder comparar los dos escenarios propuestos, el Escenario Alternativo se evalúa con los precios utilizados en el Escenario Objetivo PA.

En este sentido, se simulan y evalúan tres escenarios, teniendo en cuenta dos escenarios de precios y dos parques de generación diferentes para el 2030, que se resumen en la Tabla 4.

*Tabla 4: Nombre de los escenarios*

<b>Nombre</b>	<b>Parque generación</b>	<b>Precios</b>
Escenario Objetivo	Escenario Objetivo PNIEC	PNIEC
Escenario Objetivo PA	Escenario Objetivo PNIEC	PA
Escenario Alternativo	Escenario Alternativo	PA

A continuación se describe el modelo, los datos y las hipótesis de entrada y el detalle de los resultados obtenidos.

### 3.1 Descripción del modelo

Se trata de un modelo de despacho eléctrico de nodo único con detalle horario para modelar el mercado eléctrico en el año 2030. La casación del pool eléctrico se realiza bajo la premisa de la maximización coste-eficiente en el despacho de las diferentes tecnologías<sup>27</sup>. Esto es, que como ahora ocurre, estas se ordenan y entran en el sistema

<sup>26</sup> El Escenario Alternativo así definido respeta los objetivos de reducción de emisiones de GEI y de eficiencia energética y resulta en una penetración del 72% de energías renovables en generación eléctrica y en un 79% de generación libre de emisiones. Estos porcentajes en generación eléctrica están calculados con base en un año hidráulico medio y de generación renovable intermitente también medio, por lo que son susceptibles de variación en función de las condiciones meteorológicas del año de cálculo.

<sup>27</sup> Un despacho de nodo único asume que toda la generación y la demanda se produce en un único punto. Ello implica que no se tratan asuntos como las restricciones técnicas o, por ejemplo, la

en función de sus costes de generación (la llamada orden de mérito). El modelo requiere utilizar un amplio conjunto de parámetros. Cada tecnología térmica convencional queda definida por su potencia instalada, número de grupos, potencia media por grupo, factor de disponibilidad, factor de emisiones, horas de arranque en frío, coste de arranque en frío y en caliente, mínimo técnico y producción mínima horaria.

En cuanto a los costes, el coste de la generación térmica convencional (nuclear y CCGT)<sup>28</sup> se construye teniendo en cuenta el precio del combustible, los costes de O&M, el peaje de generación, el impuesto de producción, los peajes de red<sup>29</sup> y el coste asociado a las emisiones de CO<sub>2</sub>, estos dos últimos sólo en el caso del gas natural<sup>30</sup>. El coste variable de generación de los ciclos combinados<sup>31,32</sup> se muestra en la ecuación (1) y el coste variable para la generación nuclear en la ecuación (2). Se asume que los agentes ofertan en el pool a su coste variable.

$$\begin{aligned}
 CV_{CCGT} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) &= \text{precio}_{\text{Combustible}} + \text{O\&M} + \text{peaje}_{\text{generación}} \\
 &+ \text{impuesto}_{\text{producción}} + \text{ATR} + \text{CO}_2
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

$$\begin{aligned}
 CV_{\text{nuclear}} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) &= \text{precio}_{\text{Combustible}} + \text{O\&M} + \text{peaje}_{\text{generación}} \\
 &+ \text{impuesto}_{\text{producción}}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Las tecnologías de generación renovable no gestionable (eólica, solar) y semi-gestionable CSP<sup>33</sup> quedan definidas por su potencia instalada, el perfil de generación

configuración espacial de la generación fotovoltaica entre generación centralizada y distribuida (la asociada a autoconsumo).

<sup>28</sup> En el año 2030 se asume de acuerdo con el PNIIEC que no hay generación con carbón. Aunque hubiese aún alguna potencia instalada, no sería competitiva y por tanto no generaría.

<sup>29</sup> Las centrales de generación de ciclos combinado con gas se conectan directamente a la red de transporte en alta presión y pagan el coste por Acceso de Terceros a la Red (ATR).

<sup>30</sup> El modelo cuenta con diferentes grupos de CCGTs, agrupados en función de sus eficiencias. La eficiencia media es 0,56 o 56%. Respecto a las emisiones, para su cálculo se ha estimado un factor de 0,3803 tCO<sub>2</sub>/MWh (a excepción del caso del peaker, que se ha asumido 0,56 tCO<sub>2</sub>/MWh).

<sup>31</sup> O&M: 3€/MWh.

<sup>32</sup> Para el peaje de generación, el ATR y el impuesto de producción se han utilizado los precios actualmente en vigor: Peaje de generación: 0,5 €/MWh, ATR: 1,54 €/MWh-t e Impuesto de producción: 7%.

<sup>33</sup> Para el caso de CSP con almacenamiento se asume un perfil optimizado de funcionamiento, dependiendo de su capacidad de almacenamiento en horas.

horaria, la generación anual y el coeficiente de disponibilidad; y la hidráulica, por su potencia instalada, un perfil de generación mensual, una potencia máxima y una generación mínima (fluyente).

Para el caso de las baterías y los bombeos puros, se define una potencia instalada y se optimizan las horas de funcionamiento, de forma que ambas tecnologías aprovechan las horas de mayor precio para generar electricidad y las horas de precio más bajo para demandar energía (es decir bombear o cargar la batería), realizando por tanto arbitraje entre las diferentes horas del día.

Para cada escenario, se lleva a cabo una simulación costo-eficiente<sup>34</sup> del despacho de generación del sistema eléctrico modelado durante cada hora del año representando las características de cada tecnología. Como resultado se obtienen, con detalle horario, la energía producida por cada tecnología, el precio horario resultante de la casación del pool, el precio capturado por cada tecnología, vertidos, saldo de intercambio<sup>35</sup> y las emisiones de CO<sub>2</sub>. El modelo garantiza el cumplimiento del índice de cobertura mínimo<sup>36,37</sup>.

### 3.2 Datos e hipótesis de entrada

Los datos de demanda en barras de central, exportaciones y punta del sistema para el modelo son los proporcionados por el modelo TIMES-Sinergia para el Escenario Objetivo del PNIEC y se recogen en la Tabla 5.

---

<sup>34</sup> El modelo minimiza el coste variable total para suministrar la demanda.

<sup>35</sup> Es importante destacar que el saldo anual de exportación se asume como dato de entrada pero el modelo optimiza su distribución horaria teniendo en cuenta la restricción de capacidad y los precios del pool.

<sup>36</sup> El índice de cobertura se define como el valor de la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demandada al sistema. Este valor debe ser como mínimo 1,1. Fuente: REE.

<sup>37</sup> La potencia disponible se calcula como la potencia instalada de cada tecnología multiplicada por el coeficiente de disponibilidad. El coeficiente de disponibilidad está recogido en el BOE- núm. 314, de 27/12/2017.



*Tabla 5: Datos e hipótesis de partida para 2030*

Demanda b.c (MWh) <sup>38</sup>	284.412.000
Saldo neto importaciones – exportaciones (MWh) <sup>39</sup>	-31.762.000
Capacidad de la interconexión (MW) <sup>40</sup>	8.000
Demanda pico (GW)	48

En la Tabla 6 se presentan los precios utilizados para el gas natural y el CO<sub>2</sub> para cada uno de los escenarios de precios.

*Tabla 6: Escenarios de precios para 2030*

	<b>Gas natural (€<sub>2016</sub>/MWh)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (€<sub>2016</sub>/t)</b>
Escenario Objetivo PNIEC	37,49	34,70
Escenario Objetivo PA	26,33	33,20

A la hora de definir el parque de generación, se parte del parque del Escenario Objetivo del PNIEC para el 2030 y se propone un Escenario Alternativo en el que se limita la inversión adicional en tecnologías de almacenamiento a 1,5 GW de baterías. La instalación de baterías es plausible debido a que sus costes de instalación han disminuido un 80% en la última década y se prevé que sigan haciéndolo<sup>41</sup>; además también podrían prestar servicios auxiliares al sistema que les permitieran recuperar costes en varios mercados. Por el contrario, el bombeo es una tecnología que requiere un alto coste de inversión que no puede verse reducido y el CSP con capacidad de almacenamiento de 9 horas como la que plantea el PNIEC también es extremadamente cara todavía hoy<sup>42</sup>. En la Tabla 7 se detalla el parque completo de generación (en GW por tecnología) en cada uno de los dos escenarios.

<sup>38</sup> En el modelo planteado en este artículo no se incluyen las Islas Canarias por no estar conectadas a la red eléctrica peninsular. Sin embargo, la demanda canaria constituye sólo el 3% sobre la demanda total y a efectos de este modelo, se considera irrelevante la diferencia en una hipótesis con un alto nivel de incertidumbre como es la demanda a 2030.

<sup>39</sup> Fuente: PNIEC. Negativo significa saldo neto exportador.

<sup>40</sup> Se incluye sólo la interconexión con Francia porque la interconexión con Portugal no es relevante en sus efectos sobre el precio del pool español debido a que el parque de generación es muy similar en ambos países y el precio en la actualidad ya converge en el 94,8% de las horas (OMIE, 2018).

<sup>41</sup> NEO (2018).

<sup>42</sup> Según IRENA, los costes de instalación están en torno a 9.000 €/kW y esto resulta en un LCOE de ~ 200 €/MWh en ubicaciones muy favorables en cuanto a recurso solar. Además, no se espera una

Tabla 7: Parque de generación (en GW) en cada uno de los escenarios en el 2030

	Escenario Objetivo <sup>43</sup>	Escenario Alternativo
<b>Nuclear</b>	3,2	3,2
<b>CCGT</b>	25,5	25,5
<b>Hidráulica</b>	14,7	14,7
<b>Bombeo (puro y mixto)</b>	9,1	5,6
<b>Eólica</b>	50,3	50,3
<b>Solar fotovoltaica</b>	36,9	36,9
<b>CSP</b>	7,3	2,3
<b>Baterías</b>	2,5	1,5
<b>Cogeneración</b>	3,7	3,7
<b>Biogás y Biomasa</b>	1,9	1,9
<b>Residuos</b>	0,3	0,3
<b>Geotérmica y Energías del mar</b>	0,08	0,08
<b>TOTAL</b>	<b>155</b>	<b>146</b>

### 3.3 Resultados de la modelización

A continuación se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones y se analiza la recuperación de costes fijos y variables de la nueva capacidad renovable a través de su participación en el pool, las emisiones de CO<sub>2</sub> y su impacto en los objetivos de reducción de emisiones.

En primer lugar, se analizan los precios resultantes del mercado mayorista en cada uno de los escenarios.

Si se compara, para 2030, el precio medio del pool entre el Escenario Objetivo y este mismo escenario con los precios de consenso entre diversos analistas de mercado (Escenario Objetivo PA), se observa una reducción en el precio del pool de 15 €/MWh. Esta diferencia se justifica por los distintos precios del gas y del CO<sub>2</sub>, ya que la generación con gas traslada su coste variable a la oferta<sup>44</sup>, marcando el precio del pool

---

drástica reducción de costes en los próximos años porque se trata de una tecnología que existe desde hace más de 100 años y en la que no se prevén grandes reducciones de costes en el futuro, cuya infraestructura es muy costosa (a la turbina de una central tradicional, hay que sumarle los espejos y los tanques de sales fundidas) y que consume una cierta cantidad de gas natural (en España este porcentaje está limitado actualmente a un 15%).

<sup>43</sup> Este parque de generación es común para el Escenario Objetivo del PNIEC como para el Escenario Objetivo PA.

<sup>44</sup> Es importante mencionar, que los ciclos combinados al ser la tecnología marginal, no obtienen rentas extraordinarias en el mercado, al trasladar simplemente su coste variable a la oferta. Por tanto, no estarían recuperando los costes fijos a través del mercado.

en todas aquellas horas en las que es la tecnología marginal (es decir, la última tecnología casada en el mercado).

Asimismo, si comparamos el Escenario Objetivo PA con el Escenario Alternativo, el precio del pool de este último aumenta en 7 €/MWh. Esta diferencia es debida principalmente a un aumento del número de horas en las que el gas es la tecnología marginal. Sin embargo, cabe destacar que esta diferencia de precio no es tan significativa, ya que a pesar de que la generación con CCGT incrementa su participación en un 50%, no existe tanta diferencia con el número de horas que esta tecnología actúa como tecnología de cierre en el mercado, siendo en el Escenario Objetivo PA un 66% de las horas frente a un 75% en el Escenario Alternativo. En definitiva, esto implica que incluso con el parque de generación propuesto en el PNIEC, el gas sigue siendo la tecnología marginal más de la mitad de las horas. Más allá de esto, es importante resaltar que se ha asumido que la hidráulica gestionable entra a su coste variable y no a su coste de oportunidad (precio de las tecnologías más caras que sustituye), para optimizar los retornos de un producible hidráulico limitado, en función de la disponibilidad del recurso hidráulico y de los precios previstos en el mercado diario a corto y medio plazo. Se asume que en un futuro las baterías tendrán un funcionamiento análogo. Esto conlleva una subestimación de los precios del pool, especialmente en el caso de los dos escenarios con el parque del Escenario Objetivo, donde todas aquellas horas en las que las baterías o la hidráulica gestionable son las tecnologías marginales, no se está asumiendo el coste de oportunidad, sino su coste marginal. El Gráfico 1 muestra el precio anual medio ponderado del pool (€/MWh) en cada uno de los escenarios.

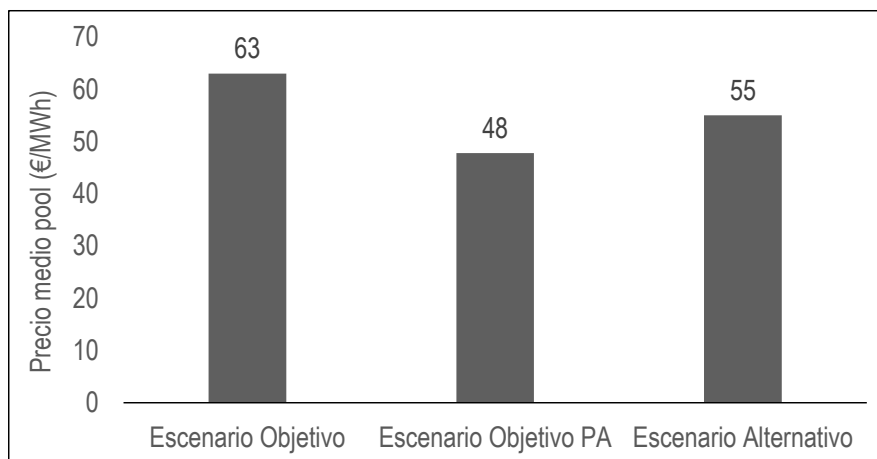


Gráfico 1: Precio anual medio ponderado del pool (€/MWh) en 2030, en cada uno de los escenarios.

En segundo lugar, se ha analizado si la nueva capacidad renovable que se prevé instalar antes de 2030 en cada uno de los escenarios puede recuperar sus costes (fijos y variables) con los ingresos derivados del mercado (pool). Para ello se calcula para cada una de las tecnologías el *levelized cost of electricity* (en adelante, LCOE), que representa el precio al que se debe vender la electricidad generada para permitir la recuperación de todos los costes fijos y variables y obtener una rentabilidad adecuada. Para su construcción se han tomado como referencia los datos de CAPEX por tecnología de Lazard (2018) y Lazard (2018b) costes de operación y mantenimiento, los costes asociados a la financiación del proyecto<sup>45</sup> y las horas de funcionamiento resultantes de modelo para cada tecnología. El Gráfico 2 muestra el LCOE para cada una de las tecnologías en cada uno de los escenarios. En el caso de las baterías, su LCOE es diferente para cada uno de los escenarios, al depender tanto de las horas de funcionamiento y del coste de la electricidad de carga de la batería, que varía según el escenario considerado (Escenario Objetivo: 20 €/MWh, Escenario Objetivo PA: 16 €/MWh y Escenario Alternativo: 17 €/MWh).

<sup>45</sup> Los supuestos financieros que se han utilizado para todas las tecnologías son: equity: 30%, deuda: 70%, coste de la deuda: 3,5%, vida útil del activo: 20 años, tasa de impuestos: 30% (en la actualidad el tipo impositivo es el 25%, pero se ha considerado razonable considerar un 30% en 2030) y rentabilidad del accionista: 10,5%.

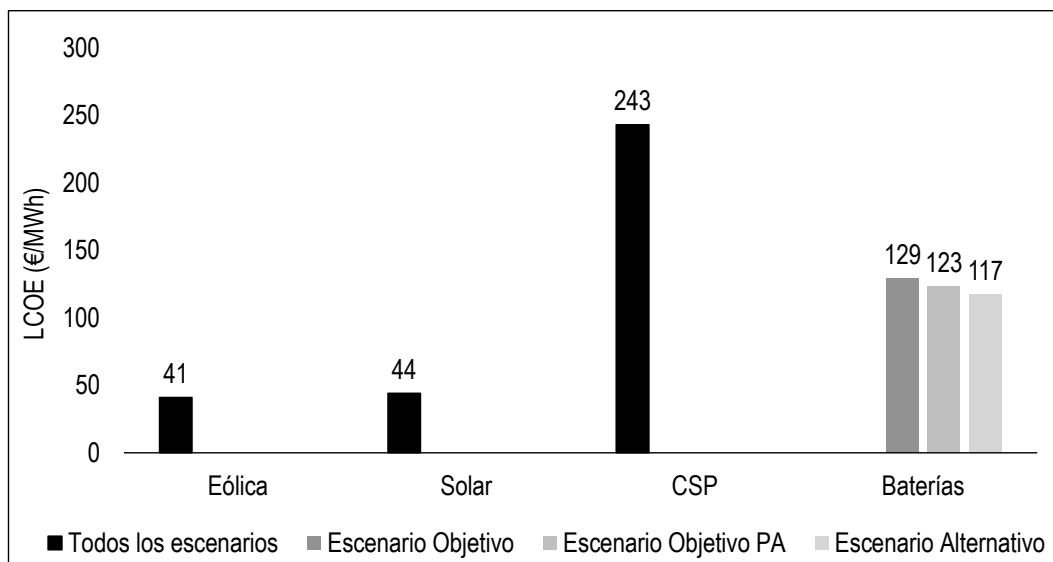


Gráfico 2: LCOE para cada una de las tecnologías en los diferentes escenarios

El precio medio ponderado anual capturado por tecnología en el mercado (ingreso medio para cada tecnología por MWh producido) se muestra en la Tabla 8.

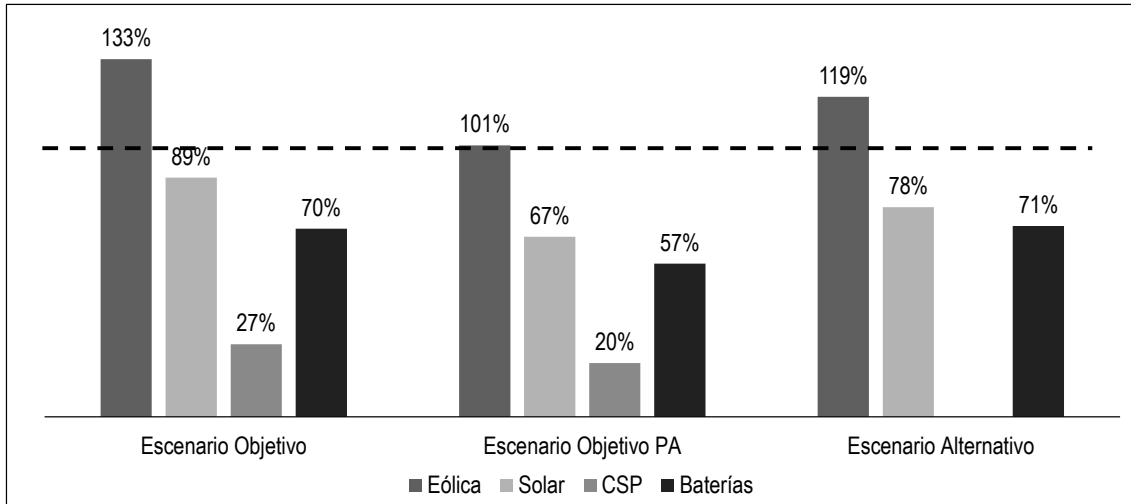
Tabla 8: Precio medio anual capturado por las tecnologías renovables en el mercado en €/MWh.

	Escenario Objetivo	Escenario Objetivo PA	Escenario Alternativo
<b>Eólica</b>	55	42	48
<b>Solar</b>	39	29	33
<b>CSP</b>	65	49	-
<b>Baterías</b>	90	70	83

El porcentaje de costes recuperados de cada tecnología se muestra en el Gráfico 3 y se ha calculado como el cociente entre el precio capturado por dicha tecnología en el pool y su LCOE en cada escenario.

La eólica es la única de todas las tecnologías analizadas que recuperaría todos sus costes en todos los escenarios. La energía solar fotovoltaica no llega a recuperar todos sus costes en ningún escenario (67-89%) porque sufre un doble efecto: i) las horas de generación solar fotovoltaica suelen coincidir con horas de precios bajos (baja demanda) y ii) y además debido a la gran potencia fotovoltaica instalada y a la correlación en su producción, se produce un efecto de “canibalización” reduciendo el precio en dichas horas, aún más. Las baterías recuperan entre un 57% y un 70% de sus

costes porque en los tres escenarios, con 87 GW de generación eólica y solar, tienen la posibilidad de aprovechar horas de vertidos o precios bajos para realizar la carga. Por último, el CSP es la tecnología menos rentable, pues estaría por debajo del 30% en todos los escenarios.



*Gráfico 3: Porcentaje de recuperación de costes de cada tecnología para cada uno de los escenarios*

Los costes no recuperados en el mercado se sumarían al coste total resultante del pool en forma de “extra-coste” que se debería recuperar por otras vías; bien por medio de ayudas a la inversión o bien por medio de ingresos derivados de otros mercados en los que estas tecnologías puedan participar (servicios de ajuste, gestión de desvíos, etc.) Apostar por el Escenario Alternativo supone que el extra-coste que se debe pagar por la instalación de la nueva capacidad renovable se reduce en 4.000 M€ (Tabla 9).

*Tabla 9: Extra-coste introducción nuevas tecnologías renovables (en M€)*

Escenario	Extra-coste solar	Extra-coste CSP	Extra-coste baterías	Extra-coste generación renovable
Escenario Objetivo	282	3.418	123	3.822
Escenario Objetivo PA	849	3.688	173	4.709
Escenario Alternativo	556	0	70	626

En el caso de los ciclos combinados se han dividido en 5 subgrupos en función de sus costes teniendo en cuenta las diferentes eficiencias, con una eficiencia media del parque de 0,56. El coste variable de generación de cada subgrupo se representa a su vez a través de una función lineal de costes creciente en aras de representar con mayor exactitud el funcionamiento real de los ciclos en el mercado. De este modo, aquellos ciclos con costes variables más bajos serán los primeros en entrar en la casación, permitiéndoles recuperar parte de sus costes fijos si el precio resultante de la hora está por encima de su coste marginal. Esto lleva a que para cada uno de los escenarios, y en función de sus horas de funcionamiento, los ciclos recuperen distintos grados de sus costes fijos, reduciendo o incrementando los costes totales. Se considera que los 25,5 GW de CCGT instalados en la península y Baleares tienen unos costes fijos anuales asociados a la inversión y a la operación y mantenimiento de 65.000 €/MW/año<sup>46</sup>, estos tendrían también que recuperar sus costes de inversión. En la Tabla 10 se muestra el extra-coste generado por los CCGT en cada uno de los escenarios.

*Tabla 10: Extra-coste ciclos combinados existentes (en M€)*

<b>Escenario</b>	<b>Extra-coste CCGT</b>
Escenario Objetivo	1.498
Escenario Objetivo PA	1.519
Escenario Alternativo	1.344

Se llega así a un coste para el sistema (en adelante, Coste Total), que incluye no solo el Coste de Mercado (calculado como la demanda en b.c., las exportaciones y la demanda de bombeos y baterías por el precio medio ponderado de mercado), sino el coste adicional que es necesario para la recuperación de la inversión de la nueva generación renovable y la amortización de los CCGTs (Extra-coste Total). Este Coste Total es inferior en el Escenario Alternativo, haciendo posible capturar un ahorro potencial equivalente a 2.000 M€ anuales en el 2030 (con respecto al Escenario Objetivo PA, con el que comparte costes de materias primas y CO<sub>2</sub>), priorizando el aprovechamiento de

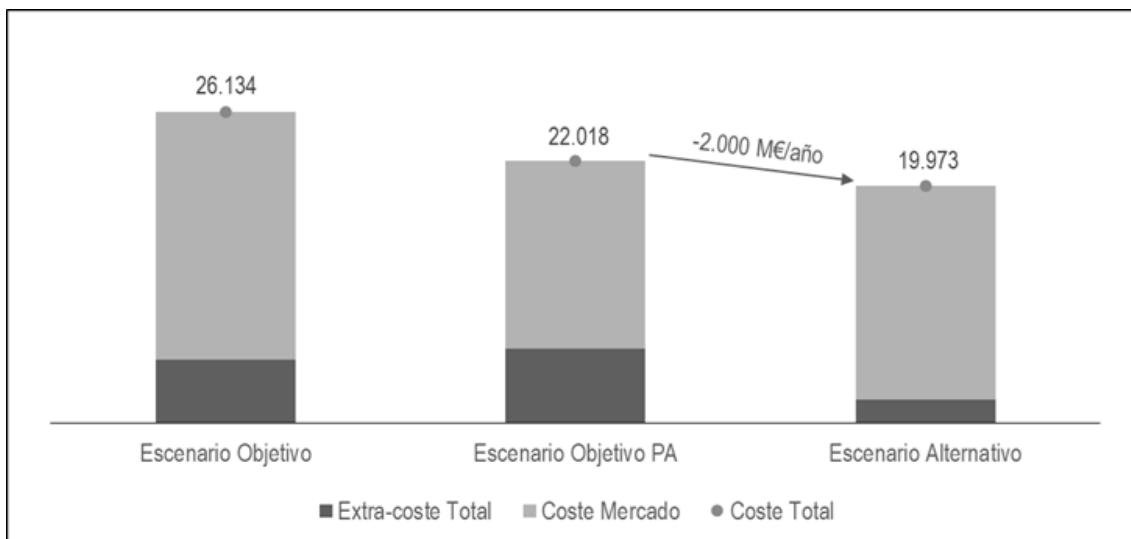
<sup>46</sup> El “Informe de supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica. Año 2015” de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia estima unos costes fijos anuales de amortización y operación y mantenimiento de 65.000 €/MW/año para la centrales CCGT.

las infraestructuras gasistas existentes y limitando el despliegue de tecnologías de almacenamiento extremadamente caras, como es el caso del CSP.

*Tabla 11: Costes total del sistema como la suma del Extra-coste Total más el Coste de Mercado (M€)*

Escenario	Extra-coste Total	Coste Mercado	Coste Total
Escenario Objetivo	5.320	20.815	26.135
Escenario Objetivo PA	6.228	15.790	22.018
Escenario Alternativo	1.970	18.002	19.973

En base a lo anterior, es importante resaltar que este Coste Total es un coste base al que habría que sumar la inversión necesaria en redes tanto de transporte como de distribución y el coste de los mercados de ajustes<sup>47</sup>, que se esperan que se vaya incrementando a medida que exista menos generación convencional y más generación no gestionable.



*Gráfico 4: Extra-coste total + coste mercado = coste total (M€)*

Finalmente, apostar por este Escenario Alternativo tiene un impacto muy limitado en términos de emisiones. En este escenario, la generación con CCGTs aumenta en un 50% hasta 51 TWh (frente a los 34 TWh en el Escenario Objetivo del PNIEC)

<sup>47</sup> Las rentas obtenidas por la participación en los mercados de ajuste reducen por otra parte el coste adicional que dichas tecnologías tienen que obtener fuera del pool para recuperar la inversión.



incrementando su cuota al 16% sobre la generación eléctrica bruta, y esto sólo supone un aumento de emisiones en 6 Mt CO<sub>2</sub>/año.

En términos de reducción de emisiones, esto implica pasar de un 87% de reducción a un 82% en el sector eléctrico respecto a 2005. Esta variación no supone ningún riesgo para el cumplimiento de los objetivos globales de emisiones puesto que el sector eléctrico sigue siendo quien canalizará el mayor esfuerzo dentro de los sectores ETS (asumiendo el 83% de la reducción de emisiones en el ETS) y la mejora de procesos y la sustitución de equipos permitirá el cumplimiento de los objetivos de forma tendencial y eficiente para el resto de sectores ETS (industria principalmente), pues ya en 2017 se ha alcanzado casi el 90%<sup>48</sup> de la reducción de emisiones necesaria.

Por tanto, el Escenario Alternativo cumple con creces la obligación de reducción de emisiones en el conjunto de sectores ETS (alcanza una reducción del 57% respecto al año 2005) y esas 6 Mt CO<sub>2</sub>/año sólo supondrían un 2,7% del total de emisiones en 2030. Ese 2,7% se podría compensar en el sector agrícola con la generación de 3,8 TWh de biometano, a un coste de abatimiento muy competitivo que, en función de la tecnología, varía entre 8-25 €/t CO<sub>2</sub>, por debajo del precio estimado de las emisiones en 2030 (~30-35 €/t CO<sub>2</sub>).

---

<sup>48</sup> El cálculo anterior se basa en el objetivo tanto del PNIEC como de la propuesta de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, de reducir las emisiones totales en un 20% respecto de los niveles de 1990. Para poder descomponer dicho objetivo en sectores ETS y difusos se traduce dicho objetivo a emisiones de 2005, en aras de armonizar con el año base para la regulación de los sectores ETS. Para los sectores difusos se considera la reducción que establece el PNIEC como necesaria para cumplir con el objetivo global de emisiones, una reducción del 38% respecto de los valores de 2005 en 2030. Por tanto, descontando la aportación de los sectores difusos la contribución total de los sectores ETS implica una reducción del 59% de sus emisiones respecto a los niveles del 2005. Siguiendo la metodología establecida por los Informes de la Ley 1/2005, las emisiones de los sectores ETS pueden ser subdivididas en 3 grandes grupos (generación eléctrica, combustión y subsector industrial). Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el modelo aquí implementado sobre una reducción de emisiones en el sector eléctrico del 87% respecto de 2005 (o del 82%, en función del escenario utilizado) se obtiene cuál debe ser el esfuerzo adicional que la industria debe realizar para cumplir con el objetivo común de los sectores ETS. Al comparar ese objetivo con las emisiones actuales del sector industrial se concluye que gran parte de la reducción de emisiones a 2030 respecto de los valores de 2005 ya se ha realizado a día de hoy (con datos de emisiones a 2017). Concretamente, si se considera una reducción del 82% en las emisiones del sector eléctrico y la compensación de las emisiones adicionales mediante el desarrollo del biometano, ya se habría alcanzado un 91,64%. Si las emisiones adicionales las soportase exclusivamente el sector industrial (esto es, no hubiese compensación adicional por desarrollo del biometano), en 2017 se habría alcanzado más del 70% de la reducción de las emisiones necesarias a 2030.

#### 4. CONCLUSIONES

El PNIEC establece un Escenario Objetivo mucho más ambicioso que el comprometido por la Unión Europea, en términos de reducción de emisiones, renovables y eficiencia, mostrando una clara voluntad política para avanzar rápidamente hacia la descarbonización de la economía mediante la penetración masiva de generación eléctrica renovable. Los resultados del PNIEC remarcan el rol indispensable del gas natural en todos los sectores energéticos. Así, el consumo primario de gas en 2030 en el Escenario Objetivo del PNIEC se sitúa en valores muy similares a los de 2015. En términos de energía final para consumos energéticos, el gas natural incrementa su cuota en el Escenario Objetivo del PNIEC, por encima de lo que incrementa su cuota la electricidad y en línea con lo que aumentan las renovables.

Incluso en el sector eléctrico, en un contexto de elevada penetración de renovables (70 GW nuevos propuestos por el PNIEC), los ciclos combinados de gas mantienen una cuota sobre generación bruta de alrededor del 10,3%, actuando como tecnología de seguridad última para el sistema eléctrico. El papel de las infraestructuras de gas natural es pues crucial a 2030 para dar un respaldo seguro, limpio y competitivo a una creciente generación renovable.

Son múltiples ya los estudios, especialmente a nivel europeo, que muestran cómo una transición basada en un mayor equilibrio entre renovables eléctricas, gas natural y gases renovables, es beneficiosa en términos económicos. Por ello y dada la importancia de minimizar el coste de la descarbonización para los consumidores finales, se propone un Escenario Alternativo en el que se mantienen los objetivos de inversión en eólica y solar fotovoltaica previstas por el Escenario Objetivo del PNIEC, actualizándose (por coherencia metodológica) las mismas previsiones de precios (costes de gas y CO<sub>2</sub> acordes con la situación actual y futura que se espera en los mercados), y se aprovechan de forma más eficiente las infraestructuras gasistas existentes, lo que permite reducir los costes del sistema en aproximadamente 2.000 M€ anuales en 2030.

A más largo plazo, a la vista de las conclusiones del Consejo Europeo de 20 junio de 2019<sup>49</sup> sobre cambio climático y el anuncio por parte de la presidenta de la Comisión Europea<sup>50</sup>, en el que 24 Estados miembros respaldaron la propuesta de la Comisión para alcanzar la neutralidad climática en 2050 será necesario actuar sobre aquellos consumos en que la electrificación, con las tecnologías existentes en la actualidad, está limitada tanto a nivel técnico como económico. Hay que resaltar que en el Escenario Objetivo del PNIEC la electrificación del consumo de energía final en 2030 alcanza sólo el 27% de la matriz, y según las estimaciones de la Comisión Europea en su estrategia a 2050 (“A Clean Planet for All”) en el escenario más ambicioso la electrificación sólo avanzará hasta el 53% en 2050. Por ello es necesario apostar cuanto antes por soluciones renovables para la descarbonización sostenible de la matriz no eléctrica, donde los gases renovables como el biometano y el hidrógeno, así como otras tecnologías facilitadoras como el CCS/CCU, resultarán indispensables para alcanzar una economía neutra en carbono.

### **Bibliografía**

Agencia Internacional de la Energía. IEA (2018). World Energy Outlook 2018.

Agencia Internacional de la Energía. IEA (2019). World Energy Investment 2019.

Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad (2019). “Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España en España. Informe basado en indicadores. Edición 2018. Abril 2019.

CE (2018). COM/2018/773 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones. “Un planeta limpio para todos La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra”.

Enagás. (2019). El Sistema Gasista Español Informe 2018.

---

<sup>49</sup> En el Consejo Europeo del 20 junio de 2019 sobre cambio climático, 24 Estados miembros respaldaron la propuesta de la Comisión para alcanzar la neutralidad climática en 2050. La propuesta no fue aprobada por la oposición de Polonia y otros 3 países del Este (Hungría, Rep. Checa y Estonia) que condicionan su apoyo a concretar en el próximo marco presupuestario de la UE (2021-2027) ayudas comunitarias para los países con mayores dificultades para afrontar la transición energética.

<sup>50</sup> La presidenta de la Comisión Europea Ursula von der Leyen, ha propuesto unos objetivos de reducción de emisiones más ambiciosos, con una reducción de 50-55% para 2030 respecto a los niveles de 1990 (el objetivo actual es 40%) para poder alcanzar la neutralidad climática en el 2050.

ENTSO (2018). Ten-Year Network Development Plan.

Eurelectric (2018). Decarbonisation pathways. Full study results. Mayo 2018.

Gas for Climate (2019). The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system. Navigant, marzo 2019.

Gas Green Initiative (2019). THE VALUE OF GAS INFRASTRUCTURE IN A CLIMATE-NEUTRAL EUROPE. A study based on eight European countries. Frontier Economics, abril 2019.

NEO (2018). Bloomberg New Energy Finance. New Energy Outlook 2018.

Lazard (2018) LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 12.0. Noviembre 2018.

Lazard (2018b) LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 4.0. Noviembre 2018.