

## **EVOLUCIÓN RECIENTE DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO Y PERSPECTIVAS ANTE UN CONTEXTO GEOPOLÍTICO INTERNACIONAL INCIERTO**

*Ismael Bahillo Santoyo*

*Alfonso Camba Crespo*

*Enrique Ruiz de Villa Saiz*

*CNMC. Departamento de Promoción de la Competencia*

### **RESUMEN**

En los últimos años, se ha producido un fuerte desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en España debido a distintos factores: caída de costes de los paneles solares, evolución de precios del mercado eléctrico, ayudas públicas desplegadas y un marco regulatorio más favorable. De acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, este crecimiento significativo tanto del autoconsumo como de las energías renovables va a continuar en los próximos años. De cara a afrontar los retos que conlleva la transición hacia un modelo energético más sostenible en un escenario internacional particularmente incierto, es necesario compaginar de forma adecuada los distintos instrumentos disponibles: ayudas públicas bien diseñadas y coordinadas, mejoras en la regulación y soluciones de mercado, de forma que, en conjunto, permitan mantener una competencia efectiva y el buen funcionamiento de los mercados.

### **1. EVOLUCIÓN RECIENTE DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA**

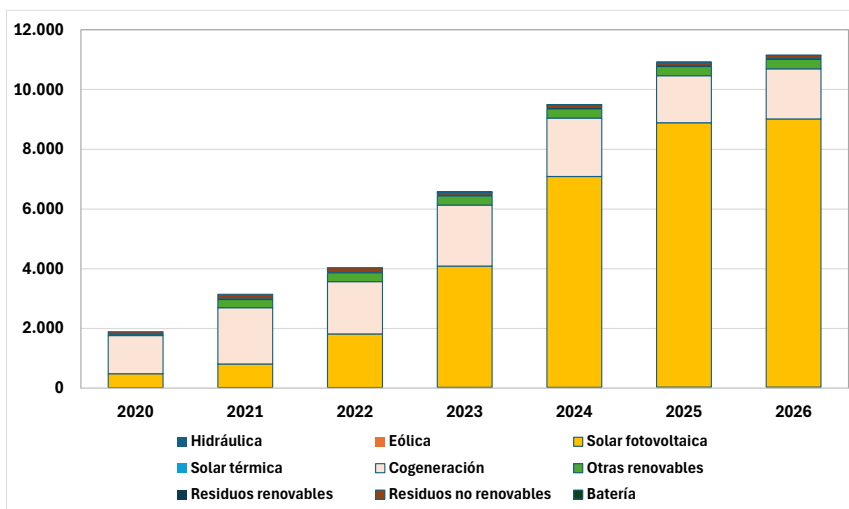
El autoconsumo de energía eléctrica ha tenido un fuerte desarrollo en los últimos años en España. Como se observa en el siguiente gráfico, la potencia instalada en autoconsumo ha pasado de 1.891 MW a finales de 2020 a alcanzar los 11.149 MW a comienzos de 2026, un incremento de casi el 500% en 6 años. En términos de potencia instalada, el autoconsumo representa el 7,5% de la potencia de generación total en España. Por tecnologías, el autoconsumo fotovoltaico (ACFV) ha tenido el mayor crecimiento, pasando de 466 MW a 1 de enero de 2020 a 8.981 MW a 1 de enero de 2026; es decir, se ha multiplicado casi por 20. A comienzos de 2026, el ACFV representa el 81% de la potencia instalada en autoconsumo.

En términos de generación, el autoconsumo alcanzó los 8.728 GWh en 2022 según los datos de REE, habiéndose casi duplicado dicha producción en 2025, alcanzando el 6% de la generación eléctrica total en España. El ACFV representó casi el 19% de la generación con autoconsumo en 2022, incrementándose dicho porcentaje al 64% en 2025.

El crecimiento del ACFV ha sido impulsado principalmente por el segmento residencial, con un gran número de pequeñas instalaciones individuales. El sector de servicios e industria también ha realizado una contribución notable, con menos instalaciones, pero de mayor tamaño. De acuerdo con la información publicada por la CNMC (ver Cuadro 1), en 2025 había 790.700 *consumidores acogidos a autoconsumo*, de los cuales el 93,3% pertenecen al grupo tarifario 2.0 TD (domésticos, en general). Según estos datos, la energía autoconsumida alcanzó los 7.982 GWh en 2025, y la energía vertida se

situó en 7.392 GWh.<sup>1</sup> Se observa que los autoconsumidores en alta tensión en términos de clientes representan aproximadamente el 1% del total, pero, en términos de energía autoconsumida, representan el 43%. Asimismo, es destacable que el porcentaje de autoconsumo respecto al consumo total alcanza el 54,2% para los consumidores domésticos.

Gráfico 1. Potencia instalada en autoconsumo (MW). Sistema eléctrico nacional



Nota: datos a 1 de enero de cada año. Fuente: estadísticas sobre autoconsumo de REE (consultadas en marzo de 2026)<sup>2</sup>.

Cabe señalar que, de acuerdo con los datos de la CNMC<sup>3</sup>, el precio medio anual del mercado diario e intradiario fue de 65,26 €/MWh en 2025. Asumiendo que la energía autoconsumida en baja tensión es fundamentalmente fotovoltaica (y que en alta tensión es cogeneración) y teniendo en cuenta su coeficiente de apuntamiento<sup>4</sup>, se puede estimar el valor económico de la energía autoconsumida en, aproximadamente, 171,4 millones de euros y, si se incluye la energía vertida, en 283,7 millones de euros.

Cuadro 1. Previsión del número de clientes, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2025

Grupo tarifario	Número de clientes	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total
<b>Baja tensión</b>	<b>781.215</b>	<b>5.510.545</b>	<b>2.976.488</b>	<b>4.540.543</b>	<b>45,2%</b>
2.0 TD	729.469	2.779.578	2.490.993	3.284.679	54,2%
3.0 TD	51.746	2.730.966	485.494	1.255.864	31,5%
3.0 TDVE	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>9.485</b>	<b>12.837.807</b>	<b>4.415.617</b>	<b>3.441.564</b>	<b>21,1%</b>
6.1 TD	8.968	6.925.585	1.275.502	1.267.971	15,5%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-
6.2 TD	470	2.401.299	1.748.968	1.525.043	38,8%
6.2 TDVE	-	-	-	-	-
6.3 TD	35	2.647.556	862.963	448.736	14,5%
6.4 TD	12	863.366	528.184	199.813	18,8%
<b>TOTAL</b>	<b>790.700</b>	<b>18.348.352</b>	<b>7.392.105</b>	<b>7.982.107</b>	<b>30,3%</b>

Fuente: CNMC (2025b).

<sup>1</sup> Por modalidad de autoconsumo, y según los datos de la CNMC, el 89% de autoconsumidores optaron por la opción con excedentes y compensación individual. La opción con excedentes y compensación colectiva alcanzó el 8% del total.

<sup>2</sup> Cabe señalar que REE ha revisado recientemente al alza sus datos de autoconsumo, a raíz de una nueva metodología, aprobada en diciembre de 2025, mediante la que se combinan datos del Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL), remitidos por las distribuidoras, y estimaciones propias realizadas por el operador del sistema (OS) partiendo de pautas de consumo histórico.

<sup>3</sup> CNMC (2025c).

<sup>4</sup> El coeficiente de apuntamiento de la tecnología solar fotovoltaica fue 0,5784 en 2025 (CNMC 2025c).

Adicionalmente, y por lo que se refiere al autoconsumo en instalaciones próximas a través de red<sup>5</sup>, a finales de 2025 había 49.411 suministros con un consumo total de 400,9 GWh.

*Cuadro 2. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el cierre de 2025*

Grupo tarifario	Número de suministros	Energía (MWh) autoconsumida
<b>Baja tensión</b>	<b>49.316</b>	<b>75.544</b>
2.0 TDA	45.203	35.836
3.0 TDA	4.113	39.708
<b>Alta tensión</b>	<b>95</b>	<b>325.375</b>
6.1 TDA	90	17.429
6.2 TDA	3	264.426
6.3 TDA	2	43.520
6.4 TDA	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>49.411</b>	<b>400.919</b>

Fuente: CNMC (2025b).

## 2. RAZONES DEL RÁPIDO INCREMENTO DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

Este rápido desarrollo del autoconsumo fotovoltaico ha sido impulsado por la caída de costes de los paneles solares, la evolución de precios del mercado eléctrico, en particular a comienzos de 2022 tras la invasión de Ucrania por Rusia, las ayudas públicas desplegadas<sup>6</sup> y un marco regulatorio que ha evolucionado favorablemente en los últimos años<sup>7</sup>.

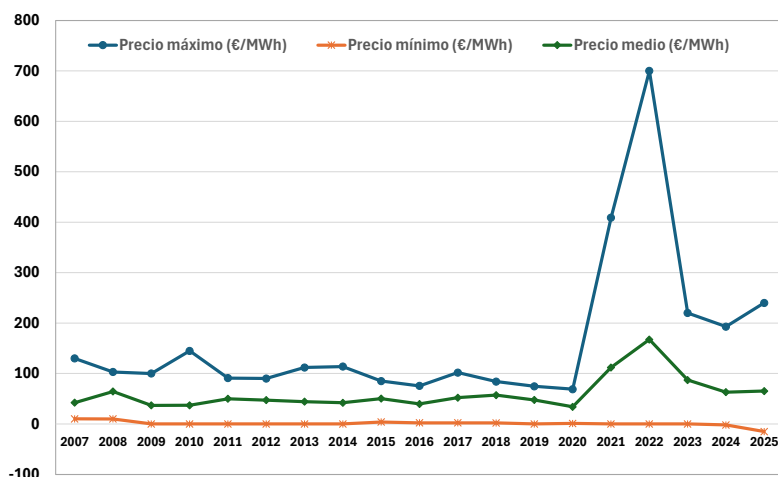
Por lo que se refiere a la *evolución de los precios del mercado eléctrico*, a finales de 2021 se observó un incremento significativo derivado de la evolución del precio de los derechos de emisión. Esa situación se agravó significativamente tras la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, debido a los problemas de suministro de gas, que dispararon los precios del mercado europeo de referencia de gas (TTF), con el consiguiente efecto también sobre el precio mayorista de la electricidad.

<sup>5</sup> El autoconsumo en instalaciones próximas a través de la red (o autoconsumo colectivo) permite compartir energía renovable generada en un punto común entre varios consumidores situados en un radio de hasta 2 km (o hasta 5 km en casos específicos). La energía se distribuye utilizando la red de baja tensión existente, sin necesidad de cableado directo entre los participantes.

<sup>6</sup> Destacan las ayudas lanzadas en el marco del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, sobre programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

<sup>7</sup> A nivel regulatorio destaca, entre otros, la aprobación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.

Gráfico 2. Precio máximo, medio y mínimo del mercado diario español de electricidad, 2007-2025



Fuente: OMIE

Para hacer frente a esta situación, la Comisión Europea presentó el 18 de mayo de 2022 el *plan REPowerEU*<sup>8</sup> que incrementó los objetivos de penetración y el despliegue acelerado de las fuentes de energía renovables, a la vez que planteó objetivos de ahorro y eficiencia de energía y de diversificación del suministro. Siguiendo las recomendaciones de la Comisión, los Estados miembros adoptaron numerosas medidas fiscales y regulatorias destinadas a contener los precios de la energía y su impacto sobre los consumidores.

En el caso de España, la Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (*AIReF*) estima que el impacto de las medidas adoptadas en respuesta a la crisis energética superó los 22.000 millones de euros en 2022 y los 16.000 millones de euros en 2023, tal y como se recoge en el siguiente cuadro. Cabe señalar que una parte significativa de la cuantía de estas medidas estaban directamente vinculadas al sector energético, destacando, en particular, la reducción del IVA y de los impuestos especiales a la electricidad y el gas, la suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y las bonificaciones a los carburantes.

Como se observa en el cuadro anterior, la crisis energética internacional de 2022 requirió un conjunto de medidas con un impacto significativo sobre las cuentas públicas. Una mayor autonomía energética habría permitido minorar el impacto de estos sucesos, que presentan cierta recurrencia en los últimos tiempos, y que tienen un impacto relevante en todos los sectores productivos y, en general, en todos los consumidores, especialmente en los más vulnerables.<sup>9</sup>

El incremento de precios de la energía tuvo un impacto significativo en el *mercado minorista de electricidad y gas*. Tal y como señala la CNMC en el “Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad. Año 2022 y avance 2023”<sup>10</sup>, en el mercado libre, el coste de la energía eléctrica se incrementó en 2022 respecto al año anterior un 51% para consumidores domésticos, un 86% para pymes y un 67% para los industriales. No obstante, los precios medios finales de la energía eléctrica experimentaron un incremento menor debido principalmente a la reducción de peajes y cargos con respecto al año anterior, a la que se unió la reducción de impuestos. En concreto, los precios medios

<sup>8</sup> El plan se basa en la aplicación del paquete de medidas “Fit for 55”, que tiene como objetivo reducir al menos el 55% de las emisiones netas de gases de efecto invernadero a 2030 y conseguir la neutralidad climática de aquí a 2050, en consonancia con el Pacto Verde Europeo.

<sup>9</sup> El Consejo de ministros del 20 de marzo de 2026 aprobó el Real Decreto-ley 7/2026 por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio que incluye un paquete de medidas valorado en 5.000 millones de euros que contiene rebajas fiscales a la energía (electricidad y gas) y carburantes, ayudas directas a sectores y hogares y palancas de protección social ante la actual crisis energética internacional.

<sup>10</sup> Aprobado el 25 de abril de 2024. Expediente IS/DE/027/23.

finales aumentaron un 22% para los consumidores domésticos, un 64% para las pymes y un 63% para los industriales.

*Cuadro 3. Estimación del impacto de las medidas en respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la invasión de Ucrania en términos de contabilidad nacional*

	hasta el 31 de dic-2022	2023
<b>Medias de ingresos (M€)</b>	<b>-4.050</b>	<b>-6.142</b>
<b>1.-IVA electricidad</b>	-1.955	-2.349
Reducción al 10% tipo electricidad (RDL 12, 17 y 29/2021 y 6/2022) Reducción al 5% desde julio 2022 (RDL 11/2022) Ampliación hasta 31-12-2023 (RDL 20/2022)		
<b>2.-IVA gas, leña y pellets</b>	-151	-796
Reducción al 5% tipo gas (RDL 17/2022). Ampliación hasta 31-12-2023 (RDL 20/2022)		
<b>3.-IIIEE</b>	-1.944	-2.215
Reducción tipo electricidad (RDL 17, 29/2021 y 6, 11/2022) Ampliación hasta 31-12-2023 (RDL 20/2022)		
<b>4.-IVA alimentos</b>		-782
Reducción del 4% al 0% alimentos primera necesidad (RDL 20/2022) hasta 30-6-2023; reducción del 10% al 5% aceites y pastas alimenticias (RDL-20/2022) hasta 30-6-2023		
<b>Medidas de gastos (M€)</b>	<b>15.099</b>	<b>7.331</b>
<b>1.-Bonificación de carburante</b>	4.531	1.347
<b>2.-Ayudas sectoriales</b>	4.122	2.688
<b>3.-Ayudas directas a particulares</b>	540	600
<b>4.-Resto de ayudas a particulares</b>	4.706	2.396
<b>5.-Ayudas a refugiados</b>	1.200	300
<b>TOTAL (M€)</b>	<b>-19.149</b>	<b>-13.473</b>
<b>TOTAL (% PIB)</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Otras (M€)</b>	<b>-3.780</b>	<b>-2.933</b>
<b>IVPEE: suspensión</b>	-3.780	-2.933
(RDL 12, 17, 19/2021 y 6/2022) Ampliación hasta 31-12-2023 (RDL 20/2022)		

Fuente: AIReF (2023); AIReF (2022).

En 2022, en paralelo a los sucesos descritos anteriormente, el autoconsumo en España creció exponencialmente. Así, en enero de dicho año la potencia instalada en autoconsumo registrada era de 2.680 MW, con casi 71.400 instalaciones, mientras que en diciembre la potencia instalada llegó a superar los 3.900 MW, con más de 238.700 instalaciones.

### 3. PERSPECTIVAS DEL AUTOCONSUMO EN EL HORIZONTE 2030

En septiembre de 2024, se publicó la actualización del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC-23)*<sup>11</sup>. Esta actualización establece como objetivo alcanzar en 2030 los 19 GW de autoconsumo fotovoltaico instalado, cubriendo el 11% de la demanda nacional. Cabe señalar que la Hoja de Ruta del Autoconsumo, aprobada en 2021, establecía un potencial de 9 GW de autoconsumo fotovoltaico para 2030, con un escenario de “alta penetración” que alcanzaba los 14 GW en 2030. Los objetivos de penetración de esta tecnología han sido por tanto revisados sustancialmente al alza en la última actualización del PNIEC, en parte por un punto de partida mejor al esperado (en 2026 se han alcanzado ya los objetivos previstos en la Hoja de Ruta para 2030) y en parte por la creciente ambición de los compromisos europeos en materia de transición energética (Ley Europea sobre el clima, planes “Fit for 55” y “REPowerEU”). En este sentido, el PNIEC-23 ha revisado sustancialmente al alza sus objetivos respecto a la versión anterior aprobada de 2020 para el periodo 2021-2030:

<sup>11</sup> Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre.

- Entre los objetivos más ambiciosos, cabe citar la *reducción de emisiones*, que pasa de un 23% en el Plan anterior a un 32% en el PNIEC-23 respecto a los niveles de 1990, lo que supone un 55% de reducción de los niveles de 2005.
- La *penetración renovable* aumenta hasta el 48% del consumo de energía final en 2030 (frente al 42% en el PNIEC de 2020), alcanzando el 81% de energía renovable en la generación eléctrica.
- La *eficiencia energética final* prevé una mejora del 43% para 2030 con respecto al escenario de referencia de 2007 (41,7% en el Plan anterior).
- Por último, cabe destacar la *reducción de la dependencia energética* hasta un 50%, lo que supone una reducción de 11 puntos adicionales respecto al Plan anterior y 23 puntos respecto al año 2019. De acuerdo con el PNIEC, el ahorro económico previsto en importaciones de combustibles fósiles a lo largo de la década se estima en 86.750 millones de euros.

A la vista de las previsiones del PNIEC 2023-2030, es razonable esperar que el desarrollo significativo del autoconsumo y de las energías renovables observado en los últimos años continúe a futuro.

Lo anterior se hace especialmente relevante en un contexto de crisis energética internacional derivada del reciente conflicto bélico en Oriente Medio, que ha generado un fuerte incremento de los precios del petróleo y gas, y por consiguiente de la electricidad. Esta situación de inestabilidad geopolítica cuya duración es incierta, ha generado una fuerte *incertidumbre en los mercados* y refuerza la necesidad de garantizar el suministro energético a precios competitivos. En este contexto, la generación renovable en general y el autoconsumo fotovoltaico, en particular, son herramientas relevantes tanto en materia de seguridad de suministro, al disminuir de manera significativa la dependencia de importaciones de combustibles fósiles, como de competitividad y estabilidad de precios.

#### **4. MECANISMOS DE FOMENTO DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

Como se ha mencionado anteriormente, una de las razones del reciente desarrollo del autoconsumo fotovoltaico, además de la evolución de los precios energéticos y la caída en los costes de esta tecnología, es el importante despliegue de ayudas públicas de los últimos años. La CNMC ha publicado recientemente (octubre 2025), un estudio que evalúa el impacto de estas *ayudas*<sup>12</sup> con el objetivo de identificar áreas de mejora y plantear recomendaciones para reforzar el enfoque procompetitivo de las ayudas y minimizar posibles efectos desfavorables a la competencia y el buen funcionamiento de los mercados.

En dicho estudio, se analizaron las principales ayudas desplegadas en los últimos años por los distintos niveles de la administración. En concreto, se estudiaron cuatro grandes tipos de ayudas públicas, que coexistieron y se acumularon entre 2021 y 2024:

- **Subvenciones:** el principal programa de subvenciones a fondo perdido para hogares y empresas desplegado en los últimos años fue financiado con fondos europeos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), y fue regulado por el Real Decreto 477/2021. Aunque el marco normativo era estatal, su gestión y tramitación correspondió a las comunidades autónomas, lo que introdujo cierta heterogeneidad en plazos y procedimientos. Se trata de un programa ambicioso, que contó con un presupuesto de más de 2.000 millones de euros.
- **Bonificaciones fiscales locales:** en los últimos años, un gran número de ayuntamientos ha introducido incentivos fiscales en impuestos locales como el Impuesto sobre Bienes

---

<sup>12</sup> Evaluación del impacto de las ayudas públicas al autoconsumo fotovoltaico. EI/02/2023. CNMC, 2025.

Inmuebles (IBI), el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y, más recientemente, en el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE).

- Deducciones estatales y autonómicas para hogares en el IRPF: desde 2021, se han ofrecido a los hogares importantes deducciones por inversiones en obras de eficiencia energética y renovables, dirigidas en parte a la instalación de autoconsumo. Estas deducciones se han aplicado en el tramo estatal, también con financiación del PRTR y, en algunas comunidades autónomas, en el tramo autonómico.
- Deducciones para empresas de territorios forales: en el País Vasco y Navarra, las empresas pueden también beneficiarse de deducciones en el Impuesto de Sociedades por inversiones en tecnologías limpias, entre las que se encuentra el autoconsumo.

El estudio permitió constatar que las ayudas habían contribuido en términos generales a acelerar la penetración del autoconsumo fotovoltaico, si bien no todos los instrumentos mostraron ser efectivos. El despliegue simultáneo y concentrado en pocos años de ayudas muy diversas en todos los niveles de la administración, podría haber generado en algunos casos situaciones de sobrecompensación y habría elevado innecesariamente la complejidad de los procesos de solicitud, ralentizando también la tramitación administrativa de las ayudas. En última instancia, ello podría haber provocado distorsiones para la competencia entre empresas, poniendo en desventaja especialmente a aquellas con menos acceso a financiación, como las pymes.

A partir de la evaluación de estas ayudas, la CNMC realizó una serie de recomendaciones que se pueden agrupar en 3 grandes áreas:

- *Marco nacional y coordinación interadministrativa* al objeto de minimizar obstáculos y costes que puedan limitar innecesariamente el acceso a ayudas por parte de los interesados. Para ello, se efectúan las siguientes recomendaciones:
  - Enmarcar las ayudas al autoconsumo fotovoltaico en una *estrategia conjunta a medio plazo de forma* que englobe todas las ayudas de las distintas administraciones y donde se ponga un límite a la acumulación de ayudas en una misma instalación.
  - Establecer un sistema de *ventanilla única*, cuya operativa práctica podría concretarse como parte de la estrategia conjunta a nivel nacional.
  - Valorar, dentro de cada uno de los niveles de la administración, si existe margen para *agrupar los incentivos ofrecidos en un mismo instrumento*.
  - *Potenciar la transparencia y mejorar las estadísticas oficiales*. En concreto, estableciendo un conjunto mínimo y homogéneo de información obligatoria sobre las instalaciones y las ayudas asociadas. Asimismo, podrían establecerse sistemas técnicos y formatos comunes para el intercambio de esta información.
- Diseño procompetitivo y eficiente de las ayudas para lo cual se considera necesario:
  - *Definir las ayudas en cuantías unitarias ligadas a los objetivos energéticos y medioambientales perseguidos*. Ello debería conducir a que bonificaciones como la del IBI, que dependen actualmente del valor catastral del inmueble donde están ubicadas las instalaciones (por definirse como un porcentaje de la cuota íntegra del impuesto), pasen a definirse por ejemplo en una cuantía por cada kW instalado o en función de la reducción de emisiones o mejora en eficiencia energética lograda.
  - *Evaluar regularmente las prioridades de las ayudas y considerar el almacenamiento, el gran autoconsumo y el autoconsumo colectivo*. Dado el peso que tienen las energías renovables en España y su evolución prevista, es fundamental el desarrollo del almacenamiento eléctrico para poder acumular los excedentes de energía solar y eólica y emplearlos en momentos de alta demanda. El almacenamiento eléctrico aporta flexibilidad al sistema, reduce la dependencia de combustibles fósiles y, por consiguiente, favorece la consecución de los objetivos en materia de transición energética. En este sentido, a la hora de establecer las

prioridades de las ayudas se debería considerar el aumentar el peso de las destinadas instalaciones de baterías. Adicionalmente también se podría valorar el refuerzo de las ayudas al autoconsumo colectivo (muy infradesarrollado en comparación con el elevado peso de la población residente en edificios verticales que tiene España) y a los proyectos de autoconsumo de medio/gran tamaño, especialmente en sectores industriales y comerciales, respetando en todo caso el marco de ayudas de Estado.

- *Acceso más rápido y neutral a las ayudas.* La tramitación de las subvenciones, el abono de estas y la distribución a lo largo de varios años de las bonificaciones fiscales genera una brecha temporal entre el momento en que se financia la instalación y el momento en que se perciben las ayudas. Este retraso puede afectar a las decisiones de inversión, en particular en aquellos casos en los que no se dispone de suficiente liquidez para llevarlas a cabo. Este es el caso, en particular, de las empresas de menor tamaño que tienen un acceso más limitado a fuente de financiación y también el de los hogares con una renta menor. Dentro de esta área, las recomendaciones se estructuran en los siguientes puntos:
  - *Agilizar la tramitación e impulsar la concesión de oficio:* para acortar los tiempos de abono de las ayudas, la CNMC recomienda agilizar la tramitación de las ayudas y explorar la concesión de oficio de alguna de ellas en particular a partir de dos medidas: a) en primer lugar, *simplificar y armonizar los documentos exigidos por las distintas administraciones* en la tramitación de las ayudas, de forma coordinada con los requisitos de acceso a la red y registro de las instalaciones, así como favorecer el intercambio automático de la información relevante entre administraciones; b) en segundo lugar, explorar la viabilidad de que las *bonificaciones y deducciones fiscales se concedan de oficio.*
  - *Ampliar y flexibilizar el sistema de anticipos de subvenciones:* si bien es cierto que relajar criterios podría aumentar los riesgos soportados por las administraciones públicas, también permitiría aliviar las restricciones de liquidez que en algunos casos limitan la posibilidad de realizar inversiones, facilitando de esta manera un acceso más equilibrado entre los operadores del mercado, minorando posibles distorsiones competitivas.
  - *Concentrar las bonificaciones en el primer año de la instalación:* dado que las bonificaciones más cercanas en el tiempo son más valoradas por los agentes (efecto conocido en la literatura como “sesgo presente”), se recomienda concentrar las ayudas en los primeros periodos al objeto de aumentar la eficacia de la medida para un mismo presupuesto o incluso inferior.
  - *Valorar instrumentos de financiación pública:* estos instrumentos incluyen préstamos bonificados, garantías públicas y otros productos, desplegados en muchos casos en colaboración con entidades del sector privado y destinados, en particular, a aquellos ámbitos con menor acceso a fuentes de financiación.

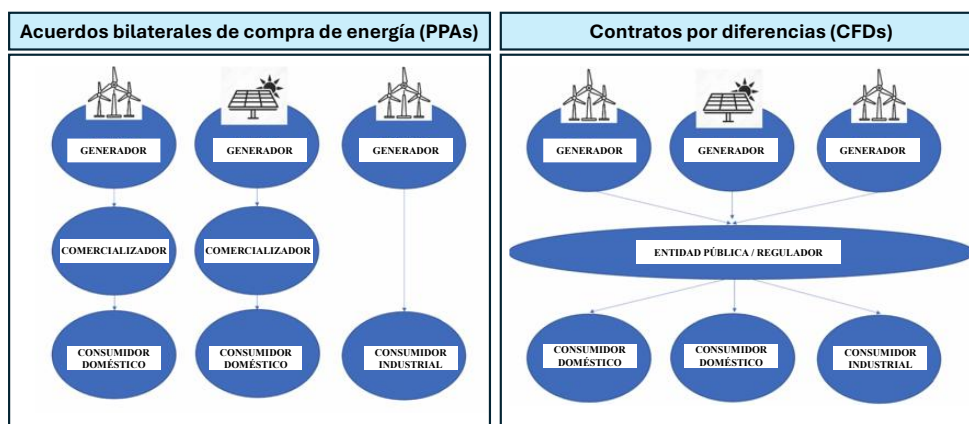
Cabe señalar que, tal y como recoge en el estudio de la CNMC, bajo supuestos razonables, la inversión en ACFV puede ofrecer niveles de rentabilidad competitivos en muchos casos, independientemente de la obtención adicional de apoyo público. Sin embargo, hay dos posibles barreras que impiden un despliegue más rápido del ACFV: i) restricciones de acceso a la financiación (especialmente relevante para pymes); ii) incertidumbre sobre los precios de la electricidad, que hacen que, si bien el valor actual neto (VAN) esperado de la inversión sea positivo, la inversión sea más arriesgada.

Respecto al primer problema, en varios países europeos se han desplegado con éxito instrumentos de financiación reembolsable en condiciones favorables, a menudo combinados con subvenciones públicas mediante esquemas de “*blending*”. Instrumentos como los préstamos o líneas de crédito bonificadas permiten adaptar la carga financiera al perfil de ingresos del autoconsumidor, optimizando

además el uso de recursos públicos<sup>13</sup>. Dado que el ACFV es una actividad principalmente atomizada y de inversiones de pequeña escala, estos mecanismos se canalizan frecuentemente a través de esquemas público-privados. Entre ellos, destacan las garantías públicas y otros instrumentos de compartición de riesgos, que incentivan la participación de entidades financieras privadas, aprovechando su capilaridad y su capacidad operativa. Aunque menos centrados en el autoconsumo, para proyectos de renovables a gran escala, tanto el Banco Europeo de Inversiones (BEI)<sup>14</sup> como el Instituto de Crédito Oficial tienen una amplia experiencia en financiación de grandes proyectos de renovables.

En relación con el segundo problema, es importante tener en cuenta que, en el caso del autoconsumo, la energía autoconsumida cumple un papel de cobertura o *hedging* contra la volatilidad de los precios de mercado de la electricidad. En este sentido, la inversión en autoconsumo permite “blindar” a la empresa de parte de las oscilaciones del mercado, en la medida en que la parte de consumo que se suministre a través de estas instalaciones tendrá un precio conocido y estable (el coste inicial de la instalación más sus costes de mantenimiento, que son bajos), lo cual aporta un atractivo adicional a este tipo de inversiones. No obstante, en la medida en la que no toda la energía autoproducida será consumida, la inversión podrá estar sujeta a cierto riesgo. Además, en el caso de otras instalaciones renovables de mayor tamaño que no sean de autoconsumo, será necesario articular soluciones de mitigación del riesgo que hagan financieramente viables estas inversiones. En este sentido, los *acuerdos bilaterales de compraventa de energía (PPAs)*<sup>15</sup> y los *contratos por diferencias (CFDs)*<sup>16</sup> se han revelado como herramientas eficaces que permiten impulsar la inversión en energías renovables, garantizar precios estables y proteger tanto a empresas como a consumidores de la volatilidad del mercado eléctrico. Tal y como refleja el siguiente esquema, la principal diferencia entre un PPA y un CFD es la aproximación bilateral de los PPA en contraste con el carácter regulado e intermediado por el sector público de los CFDs, que los aproxima más a un instrumento de apoyo público.

Figura 1. Esquema simplificado de un acuerdo bilateral de compra de energía (PPA) y un contrato por diferencias (CFDs)



Fuente: Fabra (2023), basado en la figura 4 “Mechanisms for long-term contracting”.

<sup>13</sup> Por ejemplo, el banco público de desarrollo alemán Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ofrece líneas de financiación específicas para instalaciones fotovoltaicas con tipos de interés reducidos y garantías parciales, en combinación con ayudas federales. En Francia, se han puesto en marcha programas de leasing para instalaciones solares en viviendas sociales, con la implicación de autoridades locales y cooperativas energéticas.

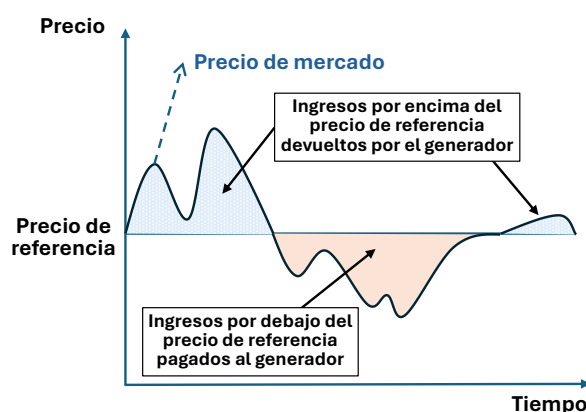
<sup>14</sup> El Grupo BEI ha sido uno de los mayores financiadores de grandes proyectos de energía eólica y solar fotovoltaica de suelo. En los últimos años, también ha desarrollado instrumentos de financiación intermediada temáticos que permiten canalizar sus recursos, a través de entidades financieras privadas, a “proyectos verdes” de pymes y hogares, incluyendo pequeñas inversiones en autoconsumo (ver <https://greengateway.eib.org/>). El BEI también ha otorgado financiación para complementar las subvenciones de fondos europeos destinadas a inversiones en transición verde como el autoconsumo industrial (ver, por ejemplo préstamo firmado en 2025 con el Gobierno de Aragón).

<sup>15</sup> Los PPA son acuerdos bilaterales de compraventa entre generadores y compradores de electricidad, celebrados de forma voluntaria y basados en las condiciones de precio del mercado sin intervenciones por parte del regulador.

<sup>16</sup> El artículo 2 del Reglamento (UE) 2024/1747 define el “contrato bidireccional por diferencias” como todo contrato entre un operador de instalaciones de generación de electricidad y una contraparte, normalmente una entidad pública, que prevé tanto una protección de la remuneración mínima como un límite a la remuneración excesiva.

En relación con estos mecanismos, cabe recordar la reciente reforma del mercado eléctrico llevada a cabo por la Comisión Europea (*Reglamento (UE) 2024/1747*)<sup>17</sup>. Dos de los ejes principales de esta reforma son la *aceleración de la descarbonización de la electricidad* (lo que permite reducir el impacto de la volatilidad del precio del gas sobre el precio de la electricidad) y la *promoción de la contratación a largo plazo* (lo que permite a generadores y consumidores reducir la exposición a impactos de corto plazo en el mercado). Para ambos ejes se identifica como un *instrumento clave* a los *CFDs bidireccionales (Artículo 19 quinquies)*<sup>18</sup>, que permiten a un productor de, por ejemplo, energía renovable<sup>19</sup>, vender su electricidad al precio de mercado, pero liquidando con una *entidad pública* la diferencia con un "precio de referencia" acordado<sup>20</sup> (ver figura 2).

Figura 2. Esquema simplificado de un contrato por diferencias bidireccional



Fuente: Elaboración propia

Aunque ya eran anteriormente conocidos como instrumentos financieros de cobertura, *los CFDs desempeñan ahora un papel central en la transición energética*. Al ofrecer certidumbre de ingresos a largo plazo, facilitan la inversión en proyectos renovables a gran escala, reduciendo sus costes de capital y facilitando el acceso a distintas fuentes de financiación. Estos proyectos son esenciales para descarbonizar los sistemas eléctricos, integrar más energía renovable y reducir costes mediante la competencia y la innovación.

Estos mecanismos ya han sido implementados en nueve Estados miembros de la UE<sup>21</sup> y nuevas iniciativas han surgido recientemente en otros países como Lituania, Rumanía y Bélgica. Por ejemplo, en marzo 2024, Rumanía introdujo un esquema a gran escala con un presupuesto de tres mil millones de euros para apoyar hasta 10 GW de nueva capacidad eólica y solar para 2030, y en varios países se utilizan los CFDs bidireccionales para apoyar la expansión de la generación eólica marina<sup>22</sup>. En todo caso, es

<sup>17</sup> La reforma tiene el doble objetivo de garantizar la soberanía energética europea y lograr la neutralidad climática. La reforma se inscribe en el marco más amplio del Plan Industrial del Pacto Verde, destinado a mejorar la competitividad de la industria europea con cero emisiones netas y a acelerar la transición hacia la neutralidad climática.

<sup>18</sup> La reforma introduce la obligación de que los Estados miembros presten apoyo público a nuevas inversiones en generación de electricidad hipocarbónica y a partir de combustibles no fósiles mediante contratos bidireccionales por diferencias.

<sup>19</sup> La obligación de que los sistemas de apoyo directo a los precios adopten la forma de contratos bidireccionales por diferencias se aplica a las siguientes tecnologías de generación de energía renovable: energía eólica, solar, geotérmica e hidroeléctrica sin embalse.

<sup>20</sup> En la mayoría de los diseños de contratos bidireccionales por diferencias, el pago viene determinado por la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de referencia, y por la generación de electricidad o el volumen de referencia. Cuando el precio de referencia es inferior al precio de ejercicio, los ingresos de mercado del generador se complementan con los de la contraparte del contrato bidireccional por diferencias para alcanzar el nivel del precio de ejercicio. Cuando el precio de referencia es superior al precio de ejercicio, el generador debe transferir la parte de sus ingresos que se encuentra por encima del precio de ejercicio.

<sup>21</sup> LENA KITZING, A.H., MALTE GEPHART, F.W., VASILIOS ANATOLITIS, C.K. (2024).

<sup>22</sup> ASON, A.; DAL POL, O. (2024).

importante tener presente que estos instrumentos deben *diseñarse* de forma que se asegure un comportamiento eficiente de los generadores en los mercados, *evitando distorsiones indebidas de la competencia y del comercio en el mercado interior*. En este sentido, cabe destacar que en diciembre de 2025, la Comisión Europea publicó unas “Orientaciones sobre el diseño de contratos bidireccionales por diferencias” (C/2025/6701)<sup>23</sup>, en las que señala la importancia de llevar a cabo un *diseño inteligente de los contratos bidireccionales por diferencias* para garantizar que el mercado europeo de la electricidad funcione de manera eficiente, que los activos apoyados se integren en el mercado, manteniendo al mismo tiempo bajo control los costes del sistema, y que se fomente la competencia. La Comisión Europea considera que estos contratos deben diseñarse de manera que (i) eviten distorsiones en las ofertas en los mercados diario, intradiario, de balance y de servicios auxiliares (incentivando la producción en momentos de alto valor para el sistema eléctrico y garantizando que el productor siga siendo financieramente responsable de sus desvíos); (ii) mantengan los incentivos para tomar decisiones de mantenimiento eficientes; (iii) mantengan incentivos similares, comparables a los de las instalaciones no apoyadas, para operar y participar eficientemente en los mercados a plazo de la electricidad; y (iv) mantengan los incentivos para tomar decisiones de inversión óptimas garantizando que las instalaciones de generación apoyadas mantengan una exposición suficiente a los precios de mercado.

Cabe señalar que, además de los CFD, existen también intentos por apoyar desde el sector público los acuerdos bilaterales PPA. Por ejemplo, en España, CESCE ha creado un mecanismo para facilitar la celebración de PPA entre consumidores electrointensivos y vendedores de energía eléctrica renovable, garantizando por cuenta del Estado el riesgo de contraparte<sup>24</sup>.

## 5. CONCLUSIÓN

La *transición hacia un modelo energético más sostenible* sigue constituyendo un desafío fundamental hoy en día, más aún en un contexto en el que los mercados energéticos internacionales muestran *episodios recurrentes de inestabilidad* derivados en ocasiones de conflictos de naturaleza geopolítica. De forma consistente con la mayor ambición climática a nivel europeo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2023-2030) refuerza todos los objetivos en materia ambiental previstos para 2030 en el Plan anterior. Cabe destacar el especial énfasis que hace el Plan en reforzar la autosuficiencia energética, que incide de forma positiva en la seguridad energética nacional, al disminuir de manera relevante la dependencia de importaciones de combustibles fósiles, que además de estar sometidas a factores geopolíticos y, por consiguiente, a una elevada volatilidad de precios, tienen un impacto muy significativo en términos de balanza comercial.

Para avanzar hacia una economía descarbonizada y alcanzar los objetivos marcados en materia de generación renovable, es necesario un marco donde se combinen distintos instrumentos: las *ayudas públicas* pueden seguir desempeñando un papel relevante, teniendo presente las recomendaciones recogidas en el estudio de la CNMC recientemente publicado y concentrándose en aquellas áreas de actuación más necesarias actualmente (por ejemplo, el almacenamiento eléctrico). Adicionalmente, en un contexto donde las inversiones comienzan a ser económicamente rentables, pero persisten restricciones de liquidez y la volatilidad es alta, instrumentos financieros como préstamos o garantías, así como los contratos por diferencia bidireccionales, deberían jugar un peso creciente en los próximos años.

Por otra parte, es necesario seguir avanzando en la mejora de la **regulación**. En este sentido, cabe señalar que actualmente se está tramitando un proyecto de Real Decreto por el que se modifican determinados aspectos relativos al autoconsumo de energía eléctrica y de impulso al almacenamiento distribuido cuyo objetivo es facilitar y simplificar los trámites de puesta en servicio de las instalaciones

---

<sup>23</sup> Orientaciones de la Comisión sobre el diseño de contratos bidireccionales por diferencias (C/2025/6701). Diario Oficial de la Unión Europea, 19 de diciembre de 2025.

<sup>24</sup> Programa de cobertura de riesgo de crédito de los consumidores electrointensivos (CESCE): <https://www.cesce.es/es/coberturas-electrointensivos/informacion-coberturas-electrointensivos>.

de autoconsumo y, especialmente, de los autoconsumos colectivos; adicionalmente establece nuevas tipologías de autoconsumo y regula el almacenamiento distribuido asociado al consumidor.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- AIREF (2023). Informe sobre la actualización del programa de estabilidad 2023-2026. Informe 21/23. 11 de mayo de 2023.
- AIREF (2022). Informe sobre los proyectos y líneas fundamentales de los presupuestos de las administraciones públicas 2023: Comunidades Autónomas y Corporaciones Locales. Informe 52/22. 25 de octubre de 2022.
- ASON, A.; DAL POL, O. (2024). “Contracts for Difference: the Instrument of Choice for the Energy Transition”. Oxford Institute for Energy Studies, 2024
- CNMC (2025a). Evaluación del impacto de las ayudas públicas al autoconsumo fotovoltaico. EI/02/2023.
- CNMC (2025b). Memoria justificativa de la resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2026. RAP/DE/009/25. 18 de diciembre de 2025.
- CNMC (2025c). Acuerdo por el que se publica el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2025 en aplicación del artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. RDN/DE/002/25.
- CNMC (2024). Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.
- CNMC (2023). Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad. Año 2022 y avance 2023. 25 de abril de 2024. Expediente IS/DE/027/23.
- COMISIÓN EUROPEA (2024). Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión.
- COMISIÓN EUROPEA (2025). Orientaciones de la Comisión sobre el diseño de contratos bidireccionales por diferencias (C/2025/6701). Diario Oficial de la Unión Europea, 19 de diciembre de 2025.
- COMISIÓN EUROPEA (2022). Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: Plan REPowerEU.
- CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA (2023). Objetivo 55 (Fit for 55). Bruselas: Consilium, 2023.
- FABRA PORTELA, N. (2023), “Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis”. Natalia Fabra. Energy Economics 126 (2023).
- FABRA PORTELA, N., LLOBET CODINA, G. (2025), “Designing Contracts for the Energy Transition”, working paper CEMFI, octubre 2025.
- LENA KITZING, A.H., MALTE GEPHART, F.W., VASILIOS ANATOLITIS, C.K. (2024), “Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation.” Florence School of Regulation, marzo 2024.
- MITECO (2024), Real Decreto 986/2024 por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.
- MITECO (2021), Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, sobre programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- MITECO (2019), Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.