

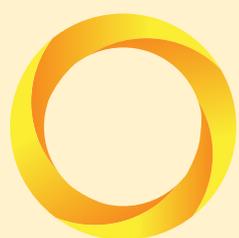


**anpier**

Asociación nacional  
de productores  
de energía fotovoltaica



# Anuario Fotovoltaico 2024/2025



**anpier**

Asociación nacional  
de productores  
de energía fotovoltaica

**ÍNDICE**

<b>CAP. 1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
1.1	Artículo de Miguel Martínez-Aroca - Presidente de Anpier	6
<b>CAP. 2</b>	<b>SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL</b>	<b>10</b>
2.1	Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos internacionales	12
2.2	Derechos de emisión de CO2	22
2.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada	30
2.4	Principales mercados fotovoltaicos internacionales	38
2.5	Perspectivas internacionales para los próximos años	42
<b>CAP. 3</b>	<b>SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO</b>	<b>48</b>
3.1	Directivas europeas	50
3.2	Evolución del mercado fotovoltaico en Europa	60
<b>CAP. 4</b>	<b>SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL</b>	<b>64</b>
4.1	La regulación sectorial como factor clave	66
4.2	PNIEC y hojas de ruta nacionales	108
4.3	Novedades regulatorias 2023	130
4.4	Situación en 2024: Horas a precio cero e impacto	134
4.5	Análisis del sector eléctrico español a nivel técnico	146
4.6	Mercado eléctrico español	152
4.7	Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección	160
4.8	Autoconsumo	170
4.9	Comunidades energéticas	194
4.10	Agrivoltaica, otra gran oportunidad	210
<b>CAP. 5</b>	<b>ANPIER</b>	
5.1	La problemática de las 62.000 familias	218
5.2	ANPIER, una asociación comprometida	230



# INTRODUCCIÓN

1



# PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Un año más presentamos nuestro Anuario Anpier. Desde 2018 venimos realizando año tras año un análisis cuantitativo y cualitativo de los principales indicadores de nuestro sector eléctrico, renovable y fotovoltaico.



**Miguel Ángel  
Martínez-Aroca**  
PRESIDENTE DE ANPIER

**E**stos trabajos, junto con los 15 años de trayectoria que vamos a cumplir, nos han permitido estudiar, desde primera línea, la evolución de las tecnologías, los mercados y los marcos regulatorios de la producción renovable. Este conocimiento acumulado nos permite, desde hace ya bastantes años, poder aventurar previsiones que, normalmente, han sido certeras, lo cual se puede comprobar con revisar las ediciones que se han ido publicando durante todo este tiempo.

Quisiera poner, en esta ocasión, el foco del análisis en los precios del mercado eléctrico español: los que tuvimos, los que tenemos y los que vendrán. Comprendamos que se trata de una cuestión fundamental para el bienestar de las economías domésticas y para la competitividad y la capacidad de generar riqueza y empleo de nuestras empresas, sin olvidar el contexto del trascendental proceso de descarbonización que requiere nuestro Planeta

**“Energía autóctona, barata y limpia.  
¿Cómo es posible que un país  
dependiente de la generación fósil y  
de las importaciones haya logrado  
esta transformación? ”**

para no colapsar, así como las calamidades previas que ya estamos notando en nuestros territorios a causa de los desórdenes meteorológicos y climáticos que el consumo intensivo de combustibles fósiles ha provocado.

En enero del año 2022 los precios medios del mercado eléctrico alcanzaron los 202 €/MWh, en marzo escalonaron hasta los 283 €/MWh, es cierto que se notaron de forma severa los impactos del conflicto en Ucrania, dado que el precio del gas en los mercados internacionales se disparó de forma desconocida hasta el momento; aunque también es verdad que otros Estados de la Unión Europea soportaron precios aún más elevados por su mayor dependencia de este tipo de combustible fósil. En el primer trimestre del año 2023, los precios fueron 70 €/MWh (enero), 133 €/MWh (febrero) y 90 €/MWh (marzo), en un contexto de relajación del precio del gas y de penetración de energía limpia en nuestro sistema. Este año, motivado por progresiva incorporación de más producción solar, hemos tenido: 74 €/MWh en enero, 40 €/MWh en febrero y 20 €/MWh en marzo, y en abril se el precio fue absolutamente inédito: 14 €/MWh de media, con numerosas horas a precios negativos.

Este perfil de precios viene -afortunadamente para nuestro país- para quedarse, y así se plasma en los acuerdos de compra/venta que se negocian a futuro para los

años que están por venir, que caen por debajo de los 60 €/MWh de media anual a partir del año 2027 y tienden hacia los 50 €/MWh en los últimos ejercicios contemplados, con 53 €/MWh en 2034.

Energía autóctona, barata y limpia. ¿Cómo es posible que un país dependiente de la generación fósil y de las importaciones haya logrado esta transformación? La respuesta está en la sensibilización de la Comunidad Internacional con respecto a la catástrofe climática que amenaza a la Humanidad, lo que llevó a los Estados a impulsar políticas que permitieran madurar las entonces denominadas energías alternativas a través de marcos regulatorios que movilizarán la inversión de empresas, y familias en el caso del desarrollo de la tecnología fotovoltaica: La clave de este milagro solar en España han sido 62.000 familias inversoras.

Un colectivo de familias y Pymes al que Anpier representa y defiende, que aceptó y cumplió la misión que le encomendó el Estado, y que reclama Justicia y compensación por los injustos, crueles y reiterados recortes retroactivos que ha soportado; o, al menos, un trato equivalente al que van a terminar alcanzando los inversores extranjeros, que semana tras semana encuentran laudos y sentencias favorables en la Justicia internacional, que obligarán a España a indemnizarles. ■



**ANÁLISIS  
DE LA  
SITUACIÓN  
DEL SECTOR  
A NIVEL  
MUNDIAL**



2

# CAMBIO CLIMÁTICO, DESCARBONIZACIÓN DE LA ECONOMÍA PARA 2050 Y ACUERDOS INTERNACIONALES

**E**n la actualidad existe consenso científico en la idea de que nuestro modo de producción y consumo energético está generando una alteración climática global, que provocará, a su vez, serios impactos tanto sobre la tierra como sobre los sistemas socioeconómicos. Las consecuencias de este cambio climático ya afectan a millones de personas cada año. En promedio, la temperatura ha aumentado aproximadamente 0,6°C en el siglo XX. El nivel del mar ha crecido de 10 a 12 centímetros, y el deshielo de las masas glaciares son alarmantes. Los impactos económicos y sociales serán cada vez más graves; sequías, enfermedades, fenómenos meteorológicos adversos, dificultades en el acceso al agua potable, problemas en la producción alimentaria, etc.

Por el denominado “Principio de Precaución” al que hace referencia el Artículo 3 de la Convención Marco

sobre Cambio Climático las políticas a nivel mundial se están orientando hacia un desarrollo más sostenible con el Planeta. Pero no sólo los gobiernos, sino que empresas, comunidades y ciudadanos a nivel global están liderando esta lucha contra el cambio climático.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es el principal acuerdo internacional sobre acción por el clima. Fue uno de los tres convenios adoptados en la Cumbre de la Tierra celebrada en Río de Janeiro en 1992. Hasta la fecha ha sido ratificada por 195 países. Se inició como medio de colaboración de los países para limitar el aumento de la temperatura mundial y el cambio climático y hacer frente a sus consecuencias.

A mediados de los años 90, los firmantes de la CMNUCC se dieron cuenta de que hacían falta normas más estrictas para reducir las emisiones. En 1997, aprobaron el Protocolo de Kioto, que introducía objetivos jurídicamente vinculantes de reducción de emisiones para los países desarrollados. Varios acuerdos se han alcanzado desde entonces, con mayor o menor éxito. El último, el Acuerdo de París, en la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21). La COP21 terminó con la adopción del Acuerdo de París que establece el marco

global de lucha contra el cambio climático a partir de 2020. Se trata de un acuerdo histórico de lucha contra el cambio climático, que promueve una transición hacia una economía baja en emisiones y resiliente al cambio climático. Es un texto que refleja y tiene en cuenta las diferentes realidades de los países, es justo, ambicioso, duradero, equilibrado y jurídicamente vinculante. Entre los principales resultados de la COP 21 se encuentran:

- Evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y busca, además, promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C.
- Reconoce la necesidad de que las emisiones globales toquen techo lo antes posible, asumiendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en desarrollo. Además, incluye la importancia de conseguir una senda de reducción de emisiones a medio y largo plazo, coherente con un escenario de neutralidad de carbono en la segunda mitad de siglo, es decir, un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de gases de efecto invernadero.
- Compromete a todos los países a que, cada cinco años, comuniquen y mantengan sus objetivos de reducción de emisiones, así como la puesta en

marcha de políticas y medidas nacionales para alcanzar dichos objetivos.

- Incluye un ciclo de revisión o sistema de ambición que establece que, cada cinco años (empezando en 2023), es necesario hacer un balance del estado de la implementación del Acuerdo respecto al objetivo de los 2°C citado en el primer párrafo.
- Pone en valor la importancia de adaptarse a los efectos adversos del cambio climático, estableciendo un objetivo global de aumento de la capacidad de adaptación y reducción de la vulnerabilidad, en un contexto en el que todos los países se están enfrentando a los impactos derivados del cambio climático. La adaptación debe definirse a nivel de país, de forma transparente y valorando cuestiones transversales. Los países han de participar en los procesos de planificación, así como presentar y actualizar periódicamente comunicaciones sobre adaptación.
- Sienta las bases para una transformación hacia modelos de desarrollo bajos en emisiones. Para ello, se cuenta con un importante paquete financiero que ayudará a la implementación del Acuerdo y que deberá construirse sobre la base del objetivo, para los países desarrollados, de movilización de

100.000 millones de dólares anuales, a partir de 2020, a través de distintas fuentes. Este objetivo se revisará al alza antes de 2025.

En resumen, el calentamiento global debe limitarse a menos de 2°C con respecto a la temperatura media de la época preindustrial para evitar los efectos más graves del cambio climático y posibles cambios catastróficos en el entorno global y para conseguirlo, el mundo debe detener el aumento de las emisiones de efecto invernadero antes de 2020 y reducir las un 60% antes de 2050 con respecto a las de 2010.

El Acuerdo de París, adoptado en 2015 por las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, establece, en su artículo 4, que “todas las partes deberían esforzarse por formular y comunicar estrategias a largo plazo para un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero”.

Para dar cumplimiento a estos y otros compromisos en el seno de la Unión, la Comisión Europea propuso a finales de 2016 el paquete de medidas denominado “Energía Limpia para Todos los Europeos”. Este paquete incluye el Reglamento 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, en el que se establece la necesidad de elaboración de estrategias a largo plazo por parte de los Estados

miembro, con una perspectiva de, al menos, 30 años.

Por otro lado, la Asamblea General de la ONU adoptó en septiembre de 2015 la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Objetivos Mundiales, son un llamado universal a la adopción de medidas para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad.

Los Estados miembros de la Naciones Unidas aprobaron una resolución en la que reconocen que el mayor desafío del mundo actual es la erradicación de la pobreza y afirman que sin lograrla no puede haber desarrollo sostenible. La nueva estrategia regirá los programas de desarrollo mundiales durante los próximos 15 años. La Agenda plantea 17 Objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Estos 17 Objetivos se basan en los logros de los Objetivos de Desarrollo del Milenio, aunque incluyen nuevas esferas como el cambio climático, la desigualdad económica, la innovación, el consumo sostenible y la paz y la justicia, entre otras prioridades. Los Objetivos están interrelacionados, con frecuencia la clave del éxito de uno

involucrará las cuestiones más frecuentemente vinculadas con otro. Los ODS conllevan un espíritu de colaboración y pragmatismo para elegir las mejores opciones con el fin de mejorar la vida, de manera sostenible, para las generaciones futuras. Proporcionan orientaciones y metas claras para su adopción por todos los países en conformidad con sus propias prioridades y los desafíos ambientales del mundo en general. Los ODS son una agenda inclusiva. Abordan las causas fundamentales de la pobreza y nos unen para lograr un cambio positivo en beneficio de las personas y el planeta. En este contexto, se hace aún más relevante el proceso de participación de la población y los agentes económicos en colaboración con entidades públicas para lograr los objetivos de cambio climático y desarrollo sostenible.

En diciembre de 2019 se celebró en Madrid la COP 25, en la que se lograron 7 de los 8 objetivos que se presentaron:

1. El acuerdo global por la ambición climática. Esto significa que los 197 países se han comprometido a presentar más y mejores compromisos nacionalmente determinados. Donde los países van a tener que exigirse al máximo para cumplir este compromiso.

2. Carbono Neutralidad al 2050. Quiere decir que 121 de los 197 países se comprometieron a conseguir que se emita la misma cantidad de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera de la que se retira por distintas vías, como

pide la ciencia y lo está haciendo Chile, que ha sido pionero en este proceso y ha logrado sumar a la mayor parte de la comunidad internacional.

3. Protección de los océanos. Acuerdo Global para que los océanos estén protegidos de acuerdo con la ciencia para la acción climática. Esto es un logro inédito en una COP.

4. Acción climática. Pese a las dificultades, se consensuó una mayor equidad social a nivel global en la acción climática y el mecanismo para abordar las pérdidas y daños que sufren los países más vulnerables frente al cambio climática. Porque el Cambio Climático también es una herramienta para luchar contra desigualdades.

5. Plan de Equidad de Género entre hombres y mujeres para impulsar la Acción Climática. Es un anhelo muy profundo de la sociedad, porque la equidad de género no es un tema sólo de las mujeres. Es un tema que involucra a toda la humanidad, igual que el cambio climático.

6. Aumentar fuertemente los compromisos del sector privado y actores no estatales. 400 ciudades, 800 empresas globales y más de 4 trillones de dólares para inversiones para alcanzar la neutralidad en Carbono 2050.

7. Transversalizar la acción climática. Involucrando por primera vez en la historia a autoridades de los principales sectores productivos. Ministros del mundo de Energía, Agricultura, Transporte y Finanzas

buscarán, a partir de esta COP25, soluciones y caminos para emitir menos y capturar más.

Sin embargo, no se logró un consenso entre los países para regular la compra y venta de los bonos de carbono. Este tema se ha intentado solucionar durante las últimas cuatro COPs, pero aún no existe voluntad ni madurez política de algunas de los países más grandes emisores.

La crisis generada por la pandemia del Coronavirus, además de 4 millones de fallecidos por la enfermedad, provocó en 2021 la pérdida del equivalente a 255 millones de empleos a tiempo completo, y que entre 119 y 124 millones de personas hayan regresado a la pobreza y el hambre crónica, lo que sin duda ralentiza el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Así lo ratificó el Informe anual de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2021 de la ONU, que alertó de que la crisis generada por la COVID-19 ha puesto en riesgo décadas de victorias que buscan cumplir con la Agenda 2030 de desarrollo sostenible, retrasando aún más la transición urgente hacia economías más ecológicas e inclusivas y desviando aún más el progreso de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

En 2022, fuimos testigos del drama de la guerra, con la invasión de Ucrania por Rusia, que provocó graves consecuencias sociales y económicas, un aumento del

precio de la energía y de la inflación, lo que aumentó e intensificó la pobreza energética y el hambre, y seguimos viviendo una emergencia climática y de biodiversidad más grave que nunca, por lo que sigue siendo urgente e imprescindible la descarbonización de la economía, y el abandono de los combustibles fósiles, objetivo para el que las energías renovables resultan esenciales.

Desgraciadamente en 2023 surgió un nuevo conflicto bélico, en este caso entre Israel y Hamás, que persiste en estos días y que además de generar nuevas tensiones en los mercados energéticos, volvió a poner de manifiesto la necesidad de los países europeos de agilizar esa descarbonización de la energía, y de avanzar en lograr la autosuficiencia energética, en base a los recursos renovables autóctonos de los que disponen, y por tanto, en alcanzar la independencia de combustibles fósiles extranjeros.

Por tanto, el mayor reto actual en la lucha contra el cambio climático, de la sociedad en general, y del sector energético en particular, es la descarbonización de la economía, lo que requiere una electrificación masiva a corto plazo, y muy especialmente en movilidad y transporte terrestre; en el sector industrial, donde se precisan nuevos desarrollos tecnológicos; y en el sector residencial, con el papel crucial de las bombas de calor, en la descarbonización de la calefacción. ■

# DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

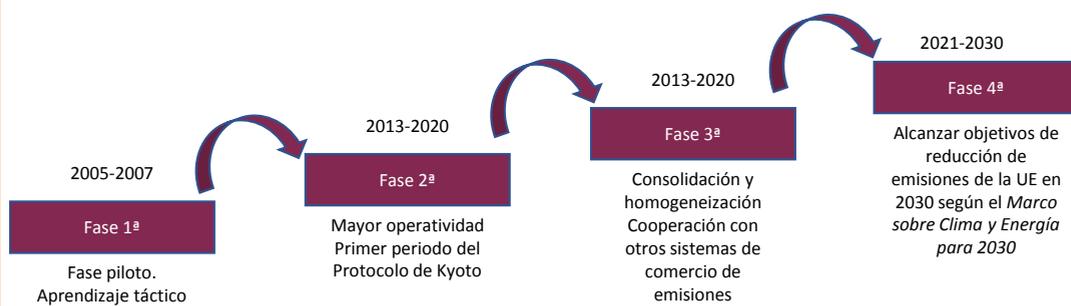
Con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el 1 de enero de 2005 la Unión Europea implementó el sistema de derechos de emisión (el Sistema), destinado a fomentar el comercio de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> entre los sectores más contaminantes. Las industrias bajo este sistema tienen un límite anual de emisiones, y si lo exceden, deben comprar derechos adicionales en el mercado. Estos derechos son créditos transferibles que pueden ser comprados o vendidos, permitiendo a las empresas operar de manera más sostenible y evitar sanciones.

El Sistema de Comercio de Emisiones es el principal esquema de la UE para reducir emisiones de unas 12.000 centrales eléctricas, fábricas industriales y aerolíneas. Establecido por la Directiva 2003/87/CE (la Directiva), este régimen internacional de comercio de derechos de emisión, iniciado en 2005, cubre más de tres cuartas partes del comercio de carbono global.

La Directiva fijó un periodo inicial de implementación de tres años (2005-2007) como fase piloto, seguido por una 2ª fase (2008-2012) que buscaba el funcionamiento

efectivo de los derechos de emisión europeos, en apoyo de los objetivos del Protocolo de Kioto. La 3ª centró sus objetivos en consolidar estas medidas y, finalmente, la 4ª está enfocada en alcanzar de forma real unos ambiciosos objetivos de reducción de emisiones para 2030.

### *Fases del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión*



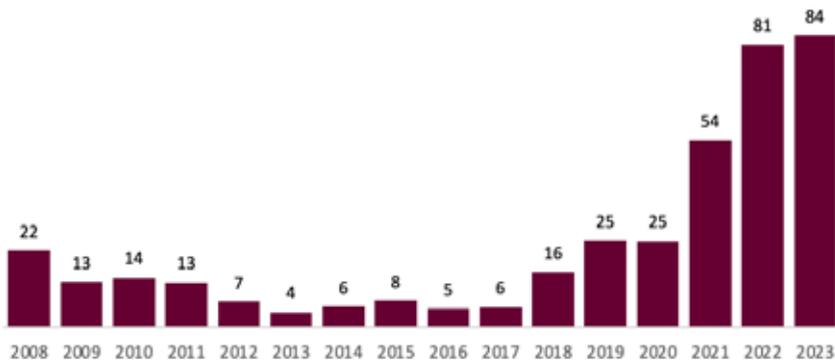
Fuente: European Commission

En 2008, coincidiendo con el comienzo de la 2ª fase, la Comisión Europea redujo las asignaciones de derechos de emisión de los distintos países, razón por la cual se elevó sustancialmente el precio del CO<sub>2</sub> a 22 €/t. Sin embargo, a partir de 2009, coincidiendo con la crisis financiera mundial, la actividad económica disminuyó, causando un exceso de asignaciones y una caída de precios. Así en dicho año el precio se redujo un 15% respecto de 2008.

Esta situación de caída se cronificó durante los siguientes años, concretamente hasta 2015, debido a las incertidumbres generadas por los objetivos del Protocolo de Kioto y a los cambios que se realizaron en la 3ª fase. En concreto, en lo que respecta a dichos cambios se modificaron sustancialmente los límites anuales de emisiones permitidos y su homogeneización. Además, se introdujeron nuevos sectores y tipología de gases sujetos al sistema y, finalmente, se adoptó un mecanismo de subastas para la asignación de los derechos.

Para revertir esta situación, en 2015 el Parlamento Europeo aprobó la retirada temporal de 900 toneladas de CO<sub>2</sub>, incrementando ligeramente los precios, aunque sin conseguir que estos se elevasen y contribuyesen de forma efectiva a la reducción de emisiones.

*Evolución de los precios del CO<sub>2</sub>: 2008-2023 (€/TCO<sub>2</sub>)*



Fuente: Sendeco2

En 2016, el precio del CO<sub>2</sub> volvió a disminuir hasta niveles de 2014 debido a la caída del precio del gas natural, el precio de la electricidad en Alemania, y la desaceleración económica global. Esta tendencia comenzó a revertir a finales de 2017 cuando las emisiones aumentaron ligeramente, especialmente en el sector industrial.

La Directiva del RCDE revisada en 2018 introdujo reformas para 2020, buscando reducir en un 43% las emisiones en 2030. Así los precios del CO<sub>2</sub> aumentaron significativamente en 2019, debido a una reducción anual de la asignación gratuita. En dicho año, además los precios se incrementaron considerablemente respecto a los años anteriores, debido a la configuración propia de diseño del Sistema. Todo ello redundó en una subida del precio medio de más del 60%, respecto del año anterior.

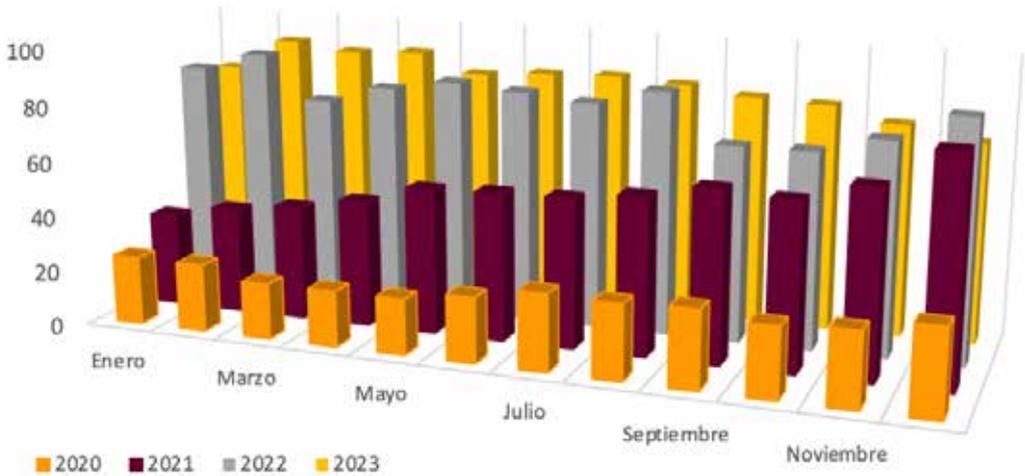
Por su parte, en la 4ª fase, en la que nos encontramos, la asignación gratuita que hace cada estado miembro a la industria contaminante se debe reducir cada año, aplicándose reglas más estrictas en caso de fuga de carbono y destinándose una mayor financiación para la innovación de tecnologías bajas en carbono y la modernización del sector energético. Ello deriva en un encarecimiento sistemáticos de los derechos de emisión. Así, en enero de 2021, el precio del CO<sub>2</sub>

se situaba en 33,4€/t, superando en más del 40% las cifras anteriores, y al final del año el precio medio se elevó hasta los 53,55€/t, con picos superiores a 79,72€/t.

2022 fue un año de elevadas oscilaciones, con caídas y subidas anormales, derivadas de la situación geopolítica. Así, durante los primeros meses del año los precios del mercado experimentaron notables caídas desde el máximo inicial alcanzado en enero (que llegó a cotizar en más de 90€/t). Dentro de este periodo, se debe resaltar una caída de más de 23% de la cotización de los derechos durante el mes de febrero. Esta situación, acaecida dentro del escenario de tensión geopolítica por la invasión de Ucrania se debió, principalmente, a tres factores: (i) necesidad de liquidez por parte de los inversores; (ii) disminución de la demanda derivada de la situación económica existente que aventuraba una contracción económica y (iii) efecto “bola de nieve” o miedo del inversor en momentos de mercados bajistas.

En todo caso, y tras pasar este breve periodo de inestabilidad, los precios volvieron a experimentar un notable crecimiento, elevándose de tal forma que el precio medio anual se situó en 80,87€/t (un incremento del 50% respecto de la media de 2021).

## Comparación mensual del precio de la Tonelada de CO<sub>2</sub> entre 2020 y 2023 (€/TCO<sub>2</sub>)



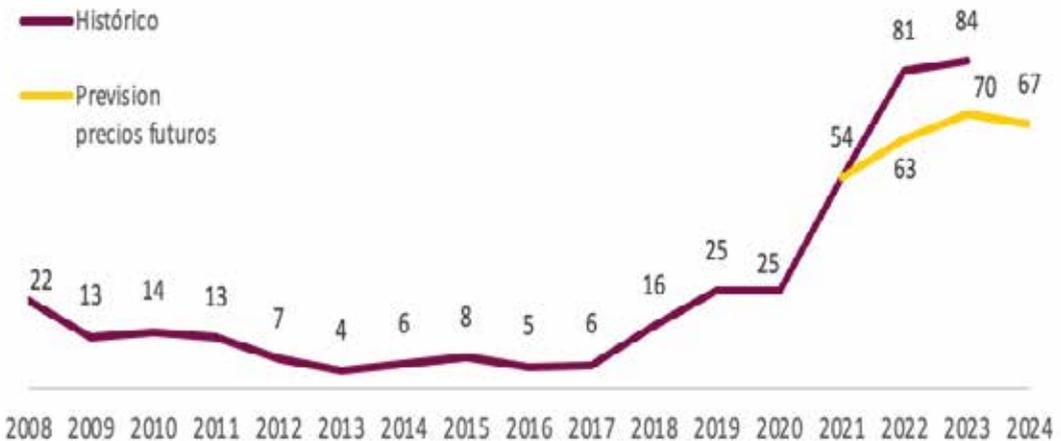
Fuente: Elaboración propia con datos de Reuters e investing

En 2023, y como consecuencia del aumento de precios del gas natural en Europa (por la disminución de oferta rusa), resultó más rentable operar plantas de carbón para generar electricidad. Esto incrementó las emisiones de CO<sub>2</sub> y la demanda de licencias de emisión, encareciéndolas hasta los 83€/t de media. Con la guerra en curso y los límites de emisión de CO<sub>2</sub> en Europa endureciéndose (las exigentes metas climáticas de la Unión Europea obligan a reducir anualmente los límites de emisión de los sujetos obligados, encareciendo el mercado) la previsión para

los próximos años apuntan a que los precios seguirán siendo elevados e incluso incrementales.

En todo caso, la situación persistente de inestabilidad global no permite trabajar con escenarios predecibles futuros a largo plazo. Baste señalar la siguiente tabla que muestra cual eran los precios objetivos para el periodo 2020-2030 frente a la realidad que está mostrando el mercado. En la siguiente gráfica se muestra la previsión de cierre de los precios medios de CO<sub>2</sub> de los últimos años frente a la realidad del mercado. ■

Previsión de los precios de CO<sub>2</sub> a 2023 y estimación cierre 2024 (€/t CO<sub>2</sub>)



Fuente: Elaboración propia con datos de: Refinitiv.e investing



# DATOS MACROECONÓMICOS MUNDIALES. POTENCIA TOTAL INSTALADA

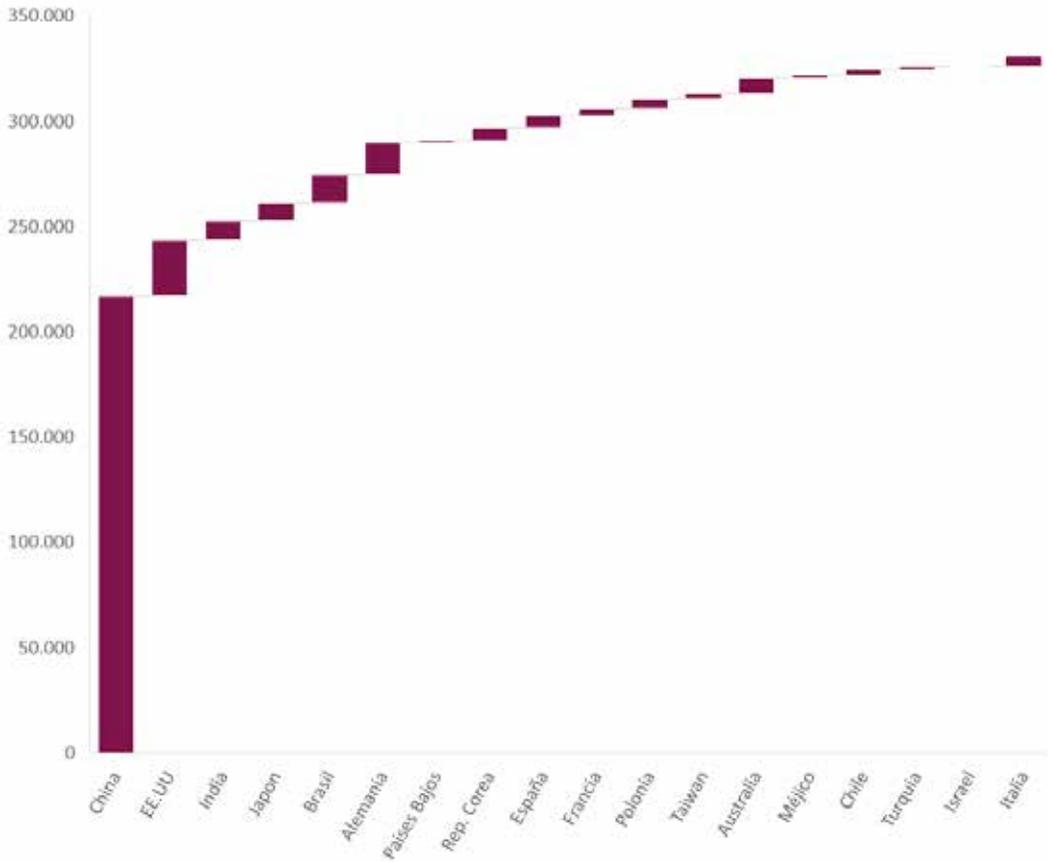
La potencia instalada en todo el mundo en equipos y centrales de energía fotovoltaica creció un 35% en 2023 respecto al año anterior. De hecho, en términos absolutos, 2023 representa el crecimiento más elevado de la historia, con más de 365 GW instalados en un único año natural.

En este sentido, y en lo que respecta al crecimiento a nivel país, cabe destacar que, nuevamente China ha liderado dicho crecimiento, seguido de Estados Unidos y Alemania, que, año tras año, prosigue su apuesta por la tecnología fotovoltaica.

El caso chino, es sin duda alguna espectacular y paradigmático, ya que solo en 2023 ha incrementado su potencia fotovoltaica en 55%, alcanzando una cifra récord con 216 GW instalados y consolidándose como primera potencia mundial en generación fotovoltaica a bastante distancia de sus principales competidores; Estados Unidos, Japón y la Unión Europea. Los gráficos adjuntos muestran tanto la potencia anual instalada, como la agregada y el crecimiento relativo de los principales productores de energía fotovoltaica a nivel mundial.

## Potencia instalada en los principales mercados 2023 (MW)

País	MW
China	216.906
EE.UU	26.190
India	9.489
Japón	8.235
Brasil	13.370
Alemania	15.185
Países Bajos	1.314
Rep. Corea	6.071
España	5.767
Francia	3.132
Polonia	4.643
Taiwán	2.694
Australia	6.891
México	1.875
Chile	2.224
Turquía	1.867
Israel	113
Italia	4.713

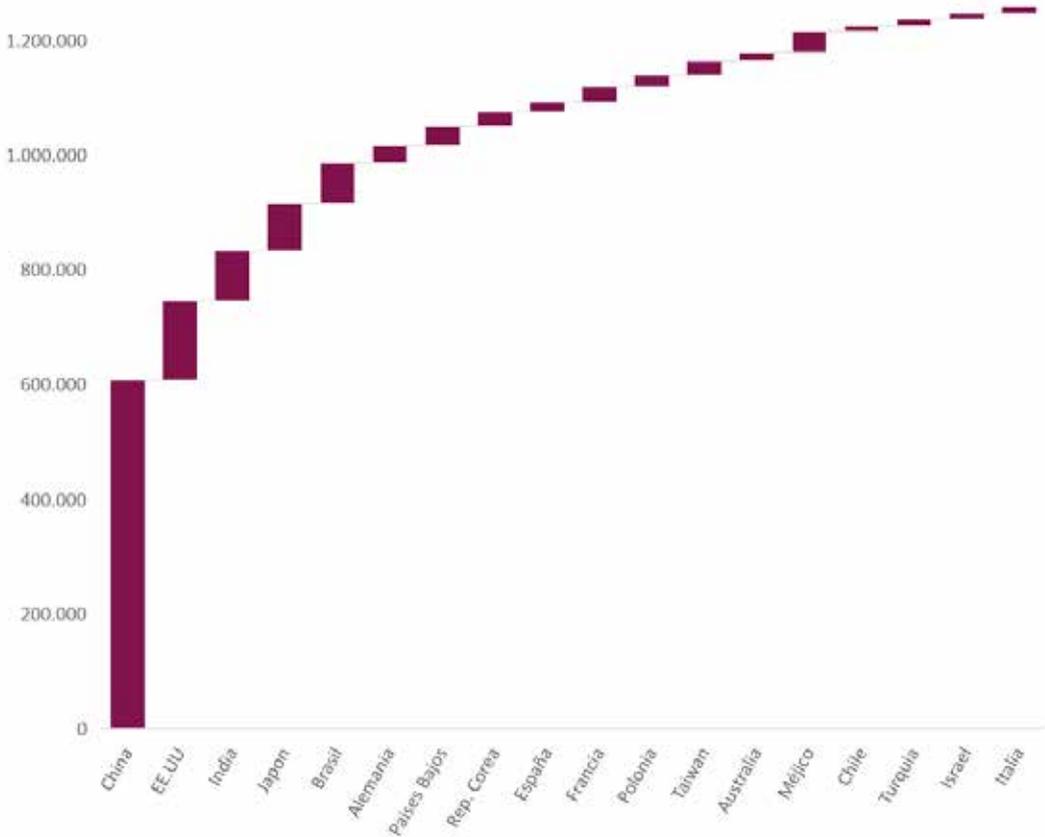


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada de datos de REE.

Nota. La potencia en España está expresada en MWn, el resto de países en MWp

Potencia acumulada en los principales mercados  
2023 (MW) y variación Vs año anterior

Pais	MW	Var.
China	608.920	55%
EEUU	137.725	23%
Japón	87.068	10%
Alemania	81.737	23%
India	70.570	16%
Italia	29.789	19%
Australia	33.680	26%
Corea	27.046	29%
Vietnam	17.072	s.d
España	25.551	29%
Francia	20.169	18%
Países Bajos	23.904	6%
Reino Unido	15.657	9%
Brasil	37.442	56%
Ucrania	8.062	0%
Turquía	11.292	20%
Taiwán	12.418	28%
México	10.884	21%



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada de datos de REE.

Nota. La potencia en España está expresada en MWn, el resto de los países en MWp

En términos generales, la distribución de la capacidad fotovoltaica mundial acumulada sigue siendo desigual entre los cinco continentes. Europa se distingue por la presencia de numerosos mercados pequeños y medianos distribuidos en todo su territorio,

consolidándose en conjunto como un mercado fotovoltaico significativo. Por otro lado, Asia, con China, como se comentaba anteriormente, a la cabeza, continúa dominando el mercado fotovoltaico global. En América, Estados Unidos se destaca como el mercado más grande, seguido de Brasil que, en un solo año, ha duplicado su potencia instalada.

*Distribución de la potencia acumulada a nivel mundial (% sobre total)*

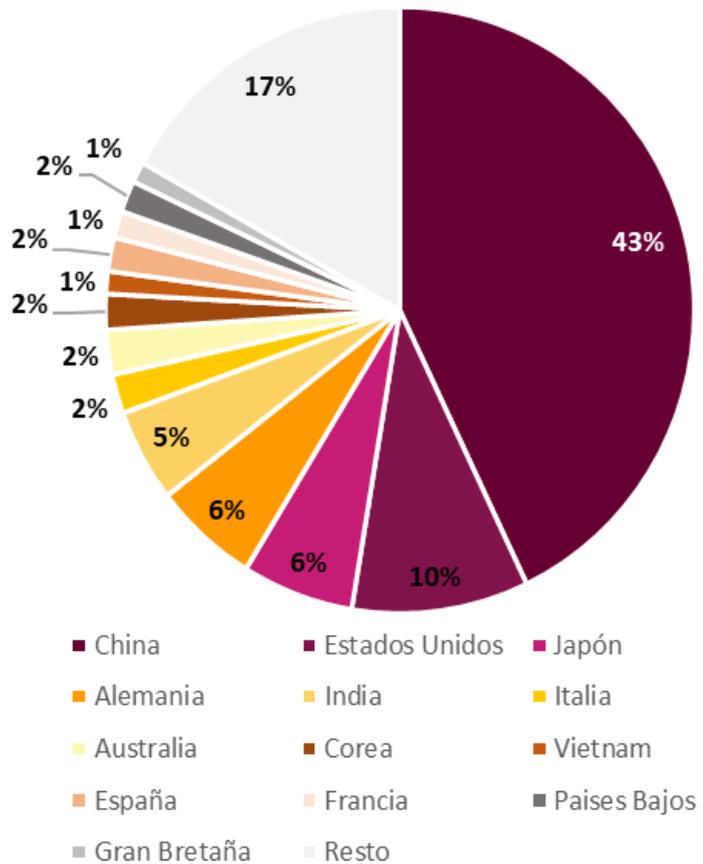
Fuente:

Elaboración

propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada de datos de REE.

Nota.

La potencia en España está expresada en MWn, el resto de los países en MWp



## Potencia anual instalada por regiones (MW)

Zona	≤2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
África	411	321	1.006	518	1.157	1.823	2.959	1.305	1.289	598	1.254	838
Asia	16.210	20.015	24.462	29.886	49.897	71.345	64.524	56.340	77.465	75.704	111.925	242.874
Centroamérica	202	80	61	697	206	365	386	486	308	485	711	695
Eurasia	13	8	27	268	620	2.742	1.973	1.708	871	1.474	1.914	2.586
Europa	73.723	10.447	6.922	8.513	6.566	6.131	9.318	20.816	20.399	23.042	41.923	60.322
Oriente Medio	309	260	250	257	506	635	1.193	2.771	1.292	938	4.471	5.661
Norte América	9.452	4.912	5.304	6.580	11.766	9.159	10.047	11.373	15.474	21.811	20.565	29.430
Oceanía	3.829	780	747	721	779	716	1.303	4.411	4.420	1.736	7.958	7.097
Sudamérica	164	33	267	398	649	2.161	1.840	3.029	4.212	6.896	13.124	16.148
<b>Total</b>	<b>104.313</b>	<b>36.856</b>	<b>39.046</b>	<b>47.838</b>	<b>72.146</b>	<b>95.077</b>	<b>93.543</b>	<b>102.239</b>	<b>125.730</b>	<b>132.684</b>	<b>203.845</b>	<b>365.651</b>

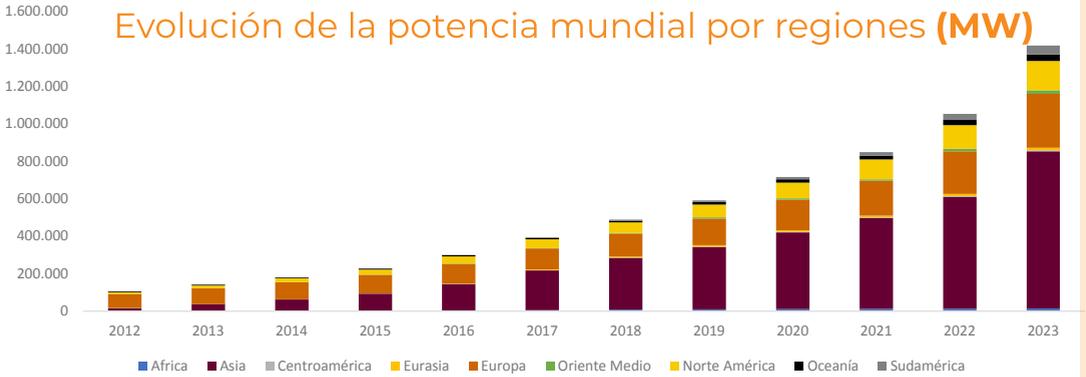
Elaboración propia a partir de datos de IRENA

## Potencia acumulada por regiones (MW)

Zona	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Africa	411	732	1.738	2.256	3.413	5.236	8.195	9.500	10.789	11.387	12.641	13.479
Asia	16.210	36.225	60.687	90.573	140.470	211.815	276.339	332.679	410.144	485.848	597.773	840.647
Centroamérica	202	282	343	1.040	1.246	1.611	1.997	2.483	2.791	3.276	3.987	4.682
Eurasia	13	21	48	316	936	3.678	5.651	7.359	8.230	9.704	11.618	14.204
Europa	73.723	84.170	91.092	99.605	106.171	112.302	121.620	142.436	162.835	185.877	227.800	288.122
Oriente Medio	309	569	819	1.076	1.582	2.217	3.410	6.181	7.473	8.411	12.882	18.543
Norte América	9.452	14.364	19.668	26.248	38.014	47.173	57.220	68.593	84.067	105.878	126.443	155.873
Oceanía	3.829	4.609	5.356	6.077	6.856	7.572	8.875	13.286	17.706	19.442	27.400	34.497
Sudamérica	164	197	464	862	1.511	3.672	5.512	8.541	12.753	19.649	32.773	48.921
<b>Total</b>	<b>104.313</b>	<b>141.169</b>	<b>180.215</b>	<b>228.053</b>	<b>300.199</b>	<b>395.276</b>	<b>488.819</b>	<b>591.058</b>	<b>716.788</b>	<b>849.472</b>	<b>1.053.317</b>	<b>1.418.968</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

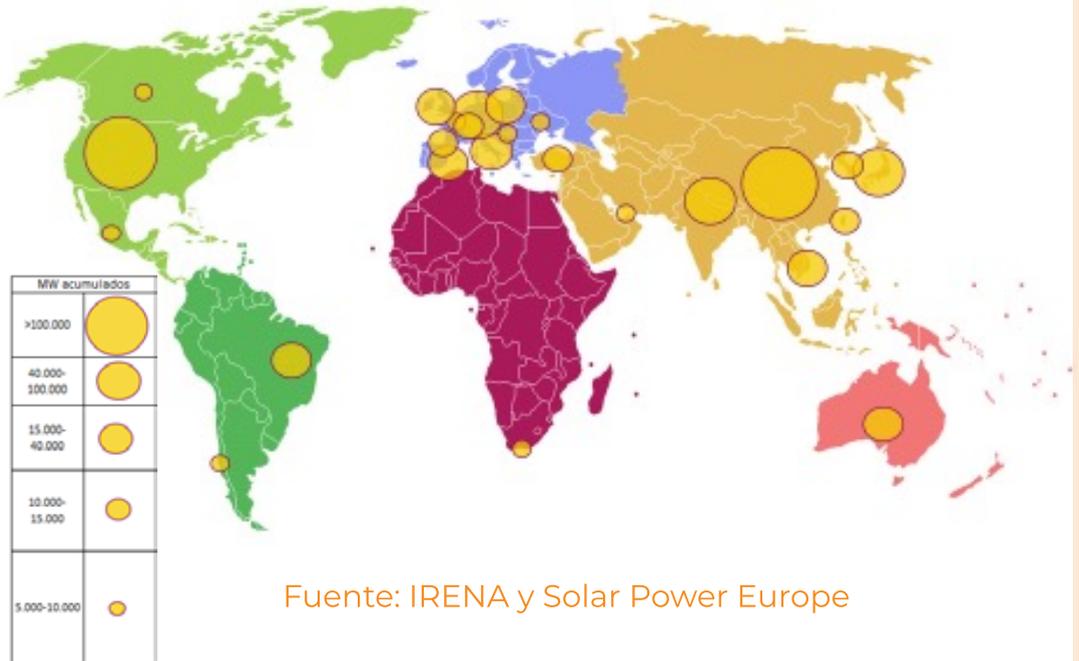
### Evolución de la potencia mundial por regiones (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Finalmente, resulta interesante evaluar cómo se distribuye la potencia a nivel país de una forma visual. ■

### Distribución de la potencia fotovoltaica por países (MW)



Fuente: IRENA y Solar Power Europe

## PRINCIPALES MERCADOS FOTOVOLTAICOS INTERNACIONALES FUERA DEL CONTEXTO EUROPEO

El mercado fotovoltaico mundial sigue en absoluto auge y la instalación de paneles se extiende por todos los continentes. De forma gráfica, en este capítulo se muestra la evolución anual de cada región, según datos de IRENA. En este sentido, únicamente se exponen, para cada región los mercados locales más interesantes, entendiendo estos como aquellos que tienen una potencia acumulada superior a 50MW.

### Potencia instalada anual y acumulada África (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Sudáfrica	4.401	4.403	5.488	5.719	5.821	5.659	2	1.085	232	101	-162
Egipto	700	1.597	1.629	1.629	1.638	1.770	897	32	0	9	132
Argelia	423	423	423	423	322	388	0	0	0	-101	65
Senegal	143	143	143	231	256	256	0	0	88	25	0
Islas Reunión	190	190	190	216	223	237	0	0	26	7	14
Marruecos	181	181	181	211	295	371	0	0	30	84	76
Namibia	71	121	121	121	153	153	51	0	0	32	0
Kenia	56	57	57	97	205	245	1	0	40	108	40
Zambia		89	89	89	89	124	89	0	0	0	35
Túnez	62	73	88	88	190	499	11	15	0	102	309
Mauricio	67	83	83	83	106	106	16	0	0	23	0
Ghana	55	55	62	72	91	154	0	7	10	19	64
Mauritania	66	66	66	66	68	68	1	0	0	2	0
Uganda		54	54	64	66	67	54	0	10	2	1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

## Potencia instalada anual y acumulada Asia (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
China	175.016	204.575	253.834	305.990	392.014	608.920	29.559	49.259	52.156	86.024	216.906
Japón	55.500	61.526	67.000	74.191	78.833	87.068	6.026	5.473	7.191	4.642	8.235
India	27.125	34.861	38.983	47.974	61.081	70.570	7.736	4.122	8.991	13.107	9.489
Rep. Corea	7.130	10.505	14.575	18.161	20.975	27.046	3.375	4.070	3.586	2.814	6.072
Vietnam	101	4.894	16.500	16.656	18.470	17.072	4.793	11.606	156	1.814	-1.398
Taiwán	2.738	4.150	5.817	7.700	9.724	12.418	1.411	1.668	1.883	2.024	2.694
Tailandia	2.962	2.983	2.983	3.044	3.060	3.181	20	0	61	17	121
Kazajistán	490	1.150	1.719	1.949	1.146	1.306	660	569	230	-803	160
Malasia	529	875	1.485	1.779	1.925	1.925	346	611	294	146	0
Filipinas	910	960	1.035	1.357	1.611	1.661	50	75	322	255	49
Pakistán	667	691	715	1.061	1.227	1.227	24	24	346	166	0
Singapur	160	272	329	433	572	774	112	58	103	139	203
Camboya	0	97	207	427	454	480	97	110	220	27	26
Sri Lanka	177	207	222	426	706	959	30	16	204	280	252
Bangladesh	155	255	301	320	356	594	99	46	19	36	238
Indonesia		105	172	180	221	390	105	67	8	41	169
Mongolia	60	85	85	85	90	90	25	0	0	5	0
Nepal	51	51	51	51	55	60	0	0	0	4	6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

## Potencia instalada anual y acumulada Centroamérica y Caribe (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Honduras	511	511	511	511	520	520	0	0	0	9	0
Puerto Rico	165	165	165	491	639	955	0	0	326	149	316
El Salvador	192	387	425	474	660	582	196	38	49	186	-78
Rep. Dominicana	184	284	349	469	698	1.058	100	65	120	229	360
Panamá	189	198	198	465	522	570	9	0	267	57	47
Cuba	127	152	156	238	250	272	25	4	82	12	22
Guatemala	93	93	93	93	97	101	0	0	1	4	5
Jamaica	56	93	93	93	93	110	37	0	1	0	17
Guadalupe	70	81	85	86	90	93	11	4	1	4	3
Martinica	67	71	71	78	78	88	5	0	7	0	10
Costa Rica	0	55	55	72	72	72	55	0	17	0	0
Barbados	0	0	0	50	69	69	0	0	50	19	0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

### Potencia instalada anual y acumulada Eurasia (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Turquía	5.063	5.995	6.667	7.816	9.425	11.292	932	672	1.148	1.610	1.866
Rusia	535	1.064	1.428	1.660	1.815	2.169	529	364	232	155	354
Armenia	17	50	95	183	306	402	33	45	88	123	96
Uzbekistán	0	0	0	100	249	249	0	0	100	149	0
Azerbaiyán	35	35	40	43	51	282	1	5	3	8	231

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

### Potencia instalada anual y acumulada Oriente Medio (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Emiratos Árabes Unidos	495	1.813	2.434	2.599	2.934	5.325	1.318	620	165	335	2.391
Israel	1.070	1.190	1.590	2.313	4.169	4.282	120	400	723	1.856	113
Jordán	809	1.101	1.359	1.518	1.912	1.987	292	258	159	394	75
Irán	286	367	414	455	539	595	81	47	41	84	56
Arabia Saudita		359	359	389	390	2.235	359	0	30	0	1.846
Yemen	250	250	253	253	0	0	0	3	0	-253	0
Irak	179	179	179	179	3	3	0	0	0	-176	0
Omán			109	138	638	672	0	109	29	500	34
Estado de Palestina			53	115	190	190	0	53	62	75	0
Líbano	56	56	56	74	435	1.000	0	0	18	361	565

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

### Potencia instalada anual y acumulada Norteamérica (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada (MW)					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Canadá	3.100	3.310	3.325	3.630	4.401	5.757	210	15	305	771	1.356
México	2.541	4.426	5.630	7.026	9.009	10.884	1.885	1.203	1.396	1.983	1.875
Estados Unidos	51.426	58.924	73.814	93.713	111.535	137.725	7.498	14.890	19.899	17.822	26.190

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

## Potencia instalada anual y acumulada Oceanía (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Nueva Caledonia		61	79	79	79	184	61	18	0	0	105
Nueva Zelanda	90	117	142	146	303	372	27	26	4	157	69
Australia	8.625	13.250	17.625	19.074	26.789	33.680	4.625	4.375	1.449	7.715	6.891

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

## Potencia instalada anual y acumulada Sudamérica (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW						Instalada (MW)				
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
Guayana Francesa			55	55	55	55	0	55	0	0	0
Bolivia	65	115	115	165	165	167	50	0	50	0	2
Colombia	85	85	95	169	443	625	0	10	74	274	182
Uruguay	246	250	252	254	265	284	4	2	2	11	19
Perú	285	285	285	290	287	287	0	0	5	-4	0
Argentina	191	440	762	1.069	1.104	1.397	249	322	307	35	293
Chile	2.137	2.555	3.106	4.360	6.142	8.366	418	551	1.254	1.782	2.224
Brasil	2.428	4.606	7.872	13.048	24.072	37.442	2.178	3.266	5.176	11.024	13.370

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Nota: En ciertos casos se puede observar como la potencia instalada de un año respecto del anterior disminuye. Esto se debe a la actualización continua de datos por parte de IRENA y la información obtenida de forma anual para los distintos países, la cual puede ser objeto de correcciones. ■

# PERSPECTIVAS INTERNACIONALES PARA LOS PRÓXIMOS AÑOS

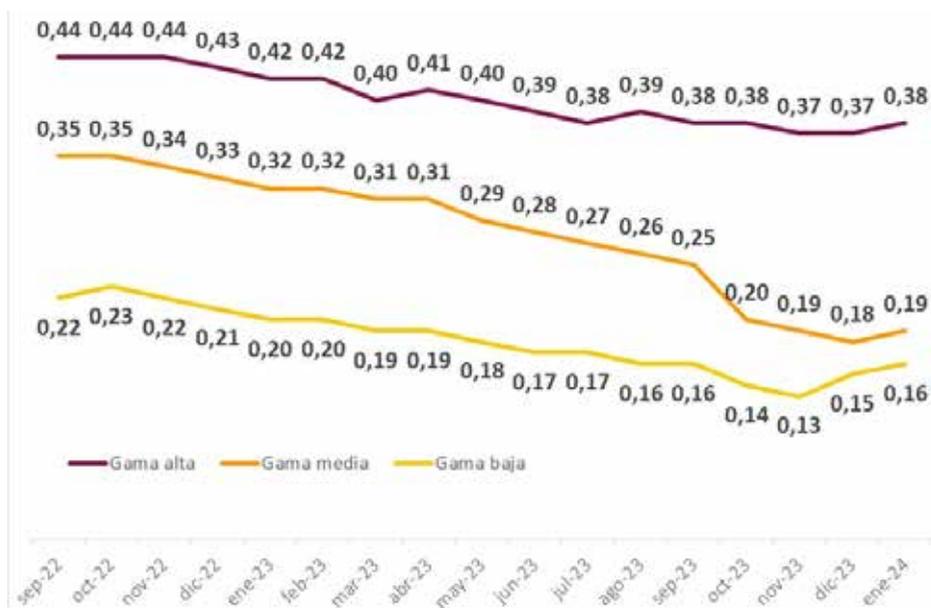
Como ocurre año tras año, 2023 alcanzó el récord en cuanto a nueva potencia fotovoltaica, con más de 365 GW instalados a nivel mundial. Dicho de otra forma, la potencia mundial fotovoltaica ha crecido un 45% respecto de los 237 GW instalados en 2022. Así, la tendencia histórica de los últimos 14 años muestra que cada año la potencia anual instalada es superior a la del año inmediatamente anterior.

Las razones de este crecimiento se sustentan en varios factores, entre los que destacan los siguientes: (i) Conciencia respecto a los combustibles fósiles derivada del cambio climático que redundó en revisiones del “mix” energético nacional hacia tecnologías renovables; (ii) reducción continua del coste de la tecnología fotovoltaica por incremento de la capacidad productiva; (iii) avances tecnológicos y desarrollos de nuevas tecnologías de generación asociadas a la fotovoltaica; (iv) ayudas estatales y (v) elevados precios del gas y de los combustibles fósiles que encarecen el precio de los mercados eléctricos.

Respecto de 2023, cabe destacar que los precios de los principales equipos han disminuido sustancialmente respecto de 2022. Esto se ha debido a un exceso de oferta frente a la demanda.

En concreto en China, el gran fabricante mundial, por un tema de posicionamiento global, la mayor parte de fabricantes, con independencia de su tamaño, incrementaron su capacidad productiva abriendo nuevas líneas productivas. Sin embargo, como el mercado no ha sido capaz de absorber tanta demanda se han generado ingentes stocks sin liquidar.

### Evolución precio modulo fotovoltaico €/Wp



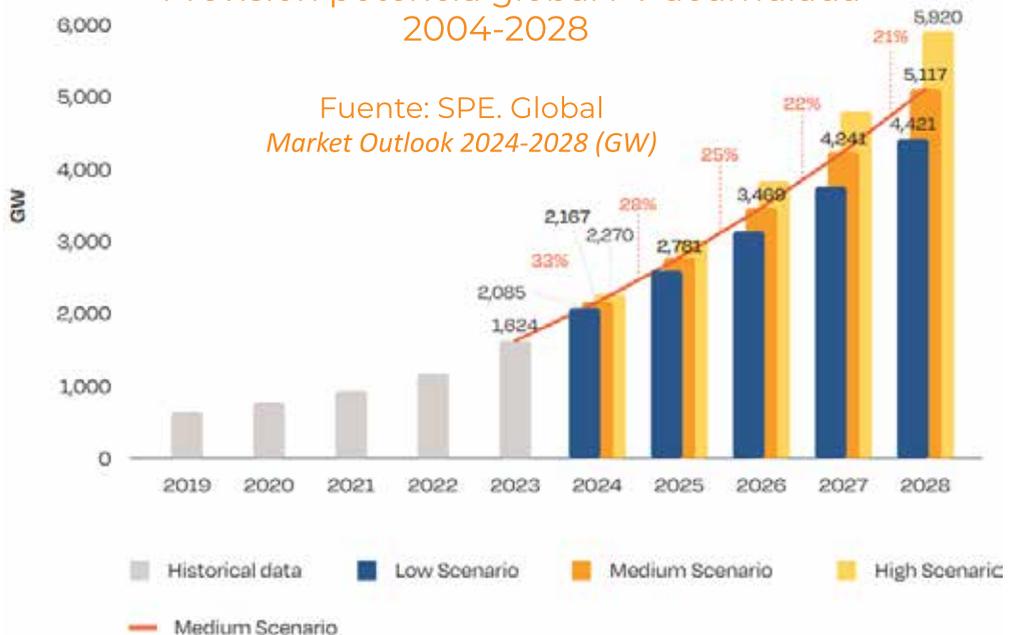
Fuente: Sunfields

Pero este no ha sido el único factor que ha derivado en una caída del precio, puesto que entre 2022 y 2023 el precio medio del polisilicio (componente clave en la fabricación de los paneles) ha disminuido desde los más de 31\$/kg hasta los, aproximadamente 8 \$/kg. Además, durante este periodo, los “wafer” también ha reducido su coste medio en un 25%.

Finalmente, la tendencia futura, además invita a pensar, que esta situación de precios pasará de ser coyuntural a estructural, salvo cierres imprevistos de fabricantes o la aparición de tecnologías disruptivas.

Si a la reducción de costes unitarios de instalación le sumamos las favorables regulaciones estatales y,

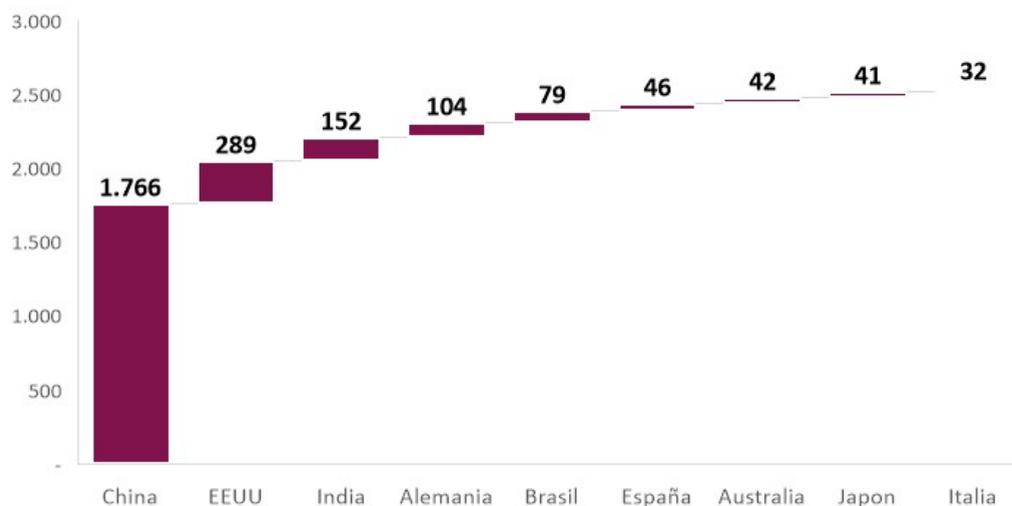
### Previsión potencia global FV acumulada 2004-2028



en su caso sus ayudas, la madurez de la tecnología, la concienciación social sobre el cambio climático y la masiva sustitución de combustibles fósiles, el resultado es que las previsiones hablan de duplicar o triplicar la potencia mundial acumulada en los próximos 4 años.

Así, teniendo en cuenta esta contracción de costes de ejecución, la madurez de la tecnología apoyada por la concienciación social, y las favorables regulaciones estatales, no resulta extraño aventurar que los principales países fotovoltaicos continúen con la implantación masiva de potencia en los próximos años.

### Previsión nueva potencia entre 2024 y 2028 en los principales países productores fotovoltaicos (GW)



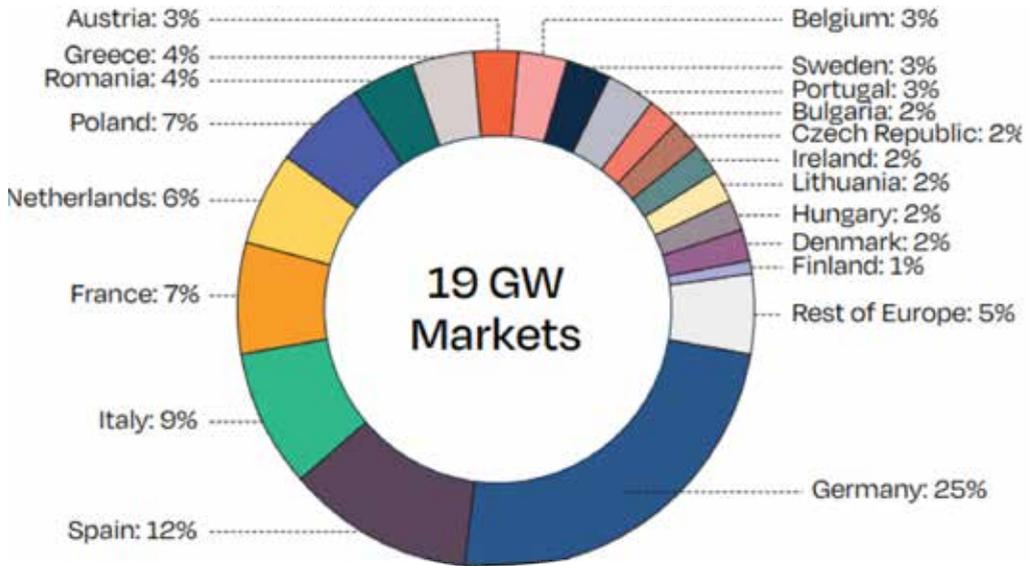
Fuente: SPE. Global Market Outlook 2024-2028

## Perspectivas en Europa

En lo que respecta al mercado europeo las perspectivas futuras se mantienen en las mismas líneas de crecimiento relativo que se observan a nivel mundial, aunque es cierto que el crecimiento de este 2024 está siendo ligeramente inferior al esperado en los escenarios de modelización. En todo caso, esta situación coyuntural, no implica una contracción del mercado sino un ajuste respecto de las extraordinarias previsiones existentes a final de 2023. Es decir, mantener una senda de crecimiento más cerca del escenario conservador que del alcista. En las siguientes gráficas, se puede observar la previsión de potencia a 2030 y la estimación de reparto de potencia en 2025. ■

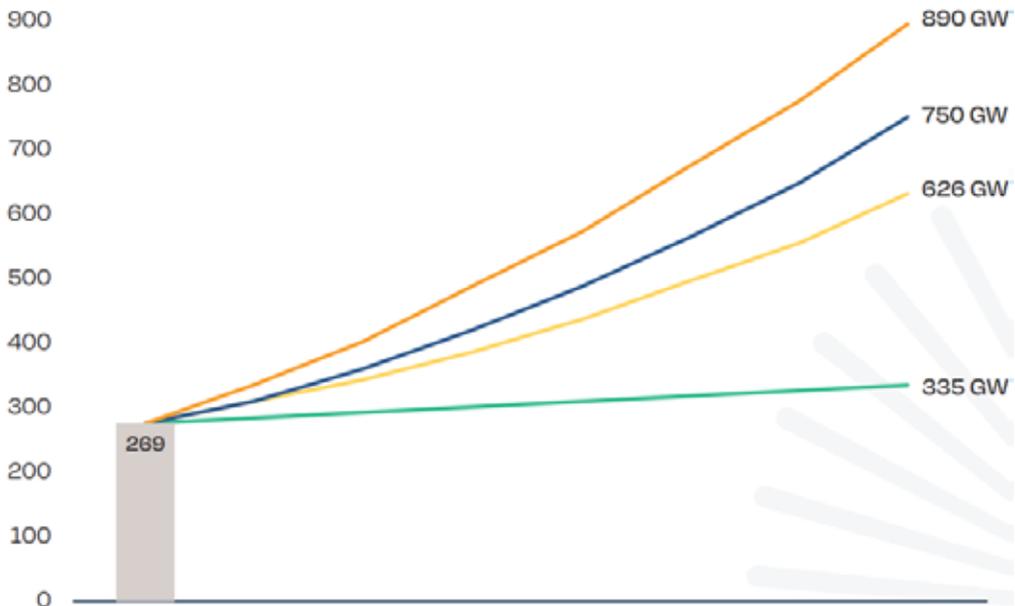


## Escenario mercado europeo fotovoltaico 2023-2028 (GW)



Fuente: SPE. Global Market Outlook 2024-2028 (GW)

## Reparto 2024 de la potencia instalada en Europa



Fuente: SPE. Global Market Outlook 2024-2028 (GW)



# ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO



3

# DIRECTIVAS EUROPEAS

La Unión Europea fomenta activamente la evolución de Europa hacia una sociedad con bajas emisiones de carbono, desarrollando las bases normativas para facilitar las inversiones públicas y privadas que requiere la transición hacia las energías limpias. Este proceso no solo debe ser positivo para el planeta, sino que también debe resultar beneficioso para la economía y los consumidores. Así, el núcleo de la política energética europea está constituido por una serie de medidas destinadas a lograr un mercado de la energía integrado, la seguridad del suministro energético y la sostenibilidad del sector energético.

De conformidad con la Unión de la Energía, los cinco objetivos principales de la política energética de la Unión son:

- diversificar las fuentes de energía europeas y garantizar la seguridad energética a través de la solidaridad y la cooperación entre los Estados miembros;
- garantizar el funcionamiento de un mercado interior de la energía plenamente integrado, propiciando el libre flujo de energía a través de la Unión mediante una infraestructura adecuada y sin barreras técnicas o reglamentarias;

- mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia de las importaciones de energía, reducir las emisiones e impulsar el empleo y el crecimiento;
- descarbonizar la economía y avanzar hacia una economía hipocarbónica en consonancia con el Acuerdo de París;
- promover la investigación en tecnologías de energías limpias y con bajas emisiones de carbono, y priorizar la investigación y la innovación para impulsar la transición energética y mejorar la competitividad.

Con la vista puesta en estas 5 metas, en octubre de 2014, el Consejo Europeo acordó un nuevo Marco 2030 para el clima y la energía, que incluye objetivos a nivel de la UE y objetivos políticos para el período comprendido entre 2020 y 2030, siendo los tres principales objetivos:

- El recorte del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990.
- Alcanzar un 40% de energías renovables en consumo bruto de energía final.
- Un 27% de ahorro de energía en comparación con el escenario existente en ese momento.

La finalidad es ayudar a la UE a lograr un sistema energético más competitivo, seguro y sostenible y cumplir con su objetivo a largo plazo de 2050 reducciones de gases de efecto invernadero. Las cifras de energía y eficiencia energética se han incrementado en el contexto del “Paquete de Energía Limpia” para todos los europeos.

El objetivo de la estrategia es enviar una señal fuerte al mercado, alentando la inversión privada en nuevas tuberías, redes eléctricas y tecnología de baja emisión de carbono. Los objetivos se basaron en un análisis económico exhaustivo que mide cómo lograr la descarbonización para 2050 de una manera rentable.

Finalmente, a finales de 2018 se aprobó el “Paquete de Energía Limpia”, también conocido como “Paquete de invierno” donde además de la Directiva de fomento de uso de energías procedentes de fuentes renovables (Directiva 2018/2001) se aprueban otras medidas para la promoción del uso de la energía de forma responsable y mejoras en la eficiencia energética.

Poco después, en mayo de 2019, la UE concluye una revisión del marco normativo de su política energética, que permite la transición hacia una energía limpia y coloca a la UE en la senda del cumplimiento de sus compromisos en virtud del

Acuerdo de París, aprobando los cuatro expedientes legislativos restantes del paquete “Clean energy for all Europeans”, que se unen a las directivas de eficiencia energética en edificios, de eficiencia energética (en otros ámbitos), de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables y al reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, ya aprobadas. Así pues, los últimos expedientes aprobados son:

- Reglamento y una Directiva sobre la electricidad.
- Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad.
- Revisión del papel y del funcionamiento de la ACER (Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía).

En este sentido, el nuevo marco regulador de la electricidad de la UE tiene como finalidad una mayor flexibilidad y competitividad. Además, otorga más derechos a los consumidores y facilita su participación en el mercado como agentes activos.

Por su parte, se crea un nuevo marco para la preparación ante posibles crisis eléctricas regionales y nacionales, previendo un aumento de la cooperación y de la prestación de asistencia entre los Estados miembros.

A finales de ese mismo año 2019, la Comisión puso en marcha el Pacto Verde Europeo, cuyo objetivo último es alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050, a través de iniciativas que abarcan distintos ámbitos como el clima, el medio ambiente, la energía, el transporte, la industria, la agricultura y las finanzas.

Las ambiciones del Pacto Verde se traducen al nivel legislativo en el “Objetivo 55”, un paquete de iniciativas legislativas para adaptar la legislación de la Unión Europea a los objetivos climáticos marcados por la misma, que han sido revisados al alza y que culminarían con la reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero de al menos un 55% respecto a los valores de 1990 para 2030. Este paquete engloba propuestas de legislación en los siguientes ámbitos:

- el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE,
- el Reglamento de reparto del esfuerzo,
- el uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS),
- la infraestructura para combustibles alternativos,
- el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono,
- el Fondo Social para el Clima,
- las iniciativas «ReFuelEU Aviation» y «FuelEU Maritime»,

- las normas sobre emisiones de CO<sub>2</sub> para turismos y furgonetas,
- la fiscalidad de la energía,
- las energías renovables,
- la eficiencia energética,
- la eficiencia energética de los edificios.

### Ámbitos de actuación para la consecución del “Objetivo 55”



En concreto, en el ámbito de las renovables, se propone la revisión de la Directiva sobre Fuentes de Energía Renovables, para elevar hasta el 40% el objetivo de presencia de energías renovables en el mix energético global. Asimismo, se propone la introducción de subobjetivos sectoriales y medidas intersectoriales, atendiendo especialmente a sectores como el transporte, la construcción o la industria, en los que la integración de renovables ha experimentado un avance más contenido.

Así, teniendo en cuenta que el sector energético representa actualmente el 75% del total de emisiones de la UE, estos nuevos objetivos en el área de la energía son considerados claves para lograr la meta de reducción de emisiones establecida.

### Plan REPowerEU

A lo largo de este 2022 la Comisión Europea ha llevado a cabo el plan REPowerEU para “poner fin a la dependencia de la Unión Europea respecto a los combustibles fósiles rusos” y combatir el cambio climático, lo que ha supuesto un gran avance en los objetivos de cara a cumplir el Marco 2030 para el clima y la energía.

Los objetivos más importantes del plan REPowerEU son ahorrar energía, reducir el consumo de

combustibles fósiles en la industria y el transporte, diversificar los suministros y acelerar el despliegue de energías renovables. Para acelerar el despliegue de energías renovables se pretenden implementar las siguientes medidas:

- Una estrategia solar específica para duplicar la capacidad solar fotovoltaica para 2025 e instalar 600 GW para 2030.
- Una iniciativa sobre cubiertas solares con una obligación legal progresiva de instalar paneles solares en los nuevos edificios públicos y comerciales y en los nuevos edificios residenciales.
- Duplicación del ritmo de implantación de las bombas de calor y medidas para integrar la energía geotérmica y solar térmica en los sistemas de calefacción.
- Acelerar los permisos de los grandes proyectos de energías renovables, y una modificación específica de la Directiva sobre energías renovables para reconocerlas como de interés público. Los Estados miembros deberían establecer zonas específicas para las energías renovables, con procesos de autorización más cortos y simplificados en zonas con menores riesgos medioambientales.

- Establecer un objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno renovable y 10 millones de toneladas de importaciones para 2030, con el fin de sustituir el gas natural, el carbón y el petróleo en las industrias y los sectores de transporte difíciles de descarbonizar.
- Un plan de acción para el campo del biometano, herramientas e incentivos financieros para aumentar la producción hasta 35.000 millones de metros cúbicos para 2030, incluso a través de la Política Agrícola Común.

Para alcanzar los más de 320 GW de energía solar instalada para 2025 y casi 600 GW para 2030, la UE pretende imponer las siguientes medidas en sus Estados miembros:

- Limitar la duración de los permisos para las instalaciones solares en tejados, incluidas las grandes, a un máximo de 3 meses.
- Adoptar disposiciones para garantizar que todos los edificios nuevos estén «preparados para la energía solar».
- Hacer obligatoria la instalación de energía solar en los tejados para:
  - Todos los edificios públicos y comerciales nuevos con una superficie útil superior a 250 m<sup>2</sup> para 2026.

- Todos los edificios públicos y comerciales existentes con una superficie útil superior a 250 m<sup>2</sup> antes de 2027.
- Todos los edificios residenciales nuevos para 2029.
- Garantizar que su legislación se aplique plenamente en todos los Estados miembros, permitiendo a los consumidores de edificios de varios pisos puedan ejercer efectivamente su derecho al autoconsumo colectivo, sin costes indebidos.

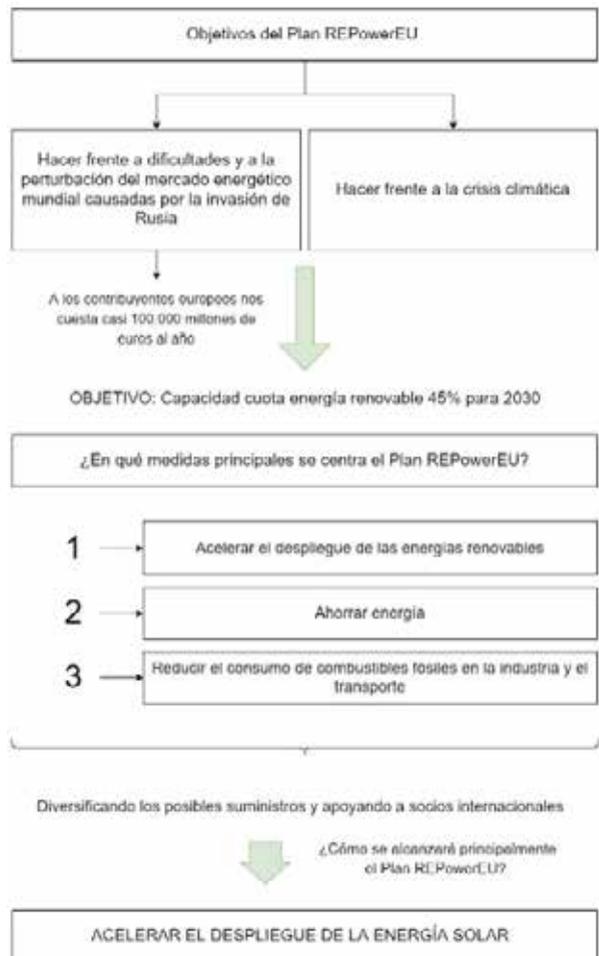
Para llevar a cabo estos objetivos se va a llevar a cabo un gran despliegue de energía fotovoltaica, ya que esta posee una serie de ventajas que la hacen idónea para afrontar los retos energéticos actuales:

- La energía solar ha demostrado ser altamente versátil y de rápida implementación, gracias a su capacidad de despliegue eficiente.
- Los costos asociados a estas tecnologías han experimentado una disminución significativa en los últimos años.
- La instalación de sistemas solares se ha vuelto más sencilla y accesible para un público más amplio. ■

# EVOLUCIÓN DEL MERCADO FOTOVOLTAICO EN EUROPA

**N**uevamente 2023 ha sido un año récord en lo que respecta a la potencia comunitaria instalada con más 54 GW instalados, que representa un crecimiento de más del 40% respecto del año 2022. Este continuo crecimiento se sustenta sobre la apuesta decidida de Europa por la transición energética (establecida en la agenda 2030) y la reducción de la dependencia energética de terceros países.

Como se comentaba, este gran crecimiento se debe a las medidas establecidas por el Parlamento europeo en las cuales



para 2030 las energías renovables deben representar un mínimo de 40% de la energía consumida en la región, para reducir un 55% los gases de efecto invernadero emitidos respecto a 1990.

Para ello se ha llevado a cabo el plan REPowerEU, que promueve las instalaciones de paneles solares en Europa, para acabar con la dependencia de los combustibles fósiles rusos y de combatir el cambio climático.

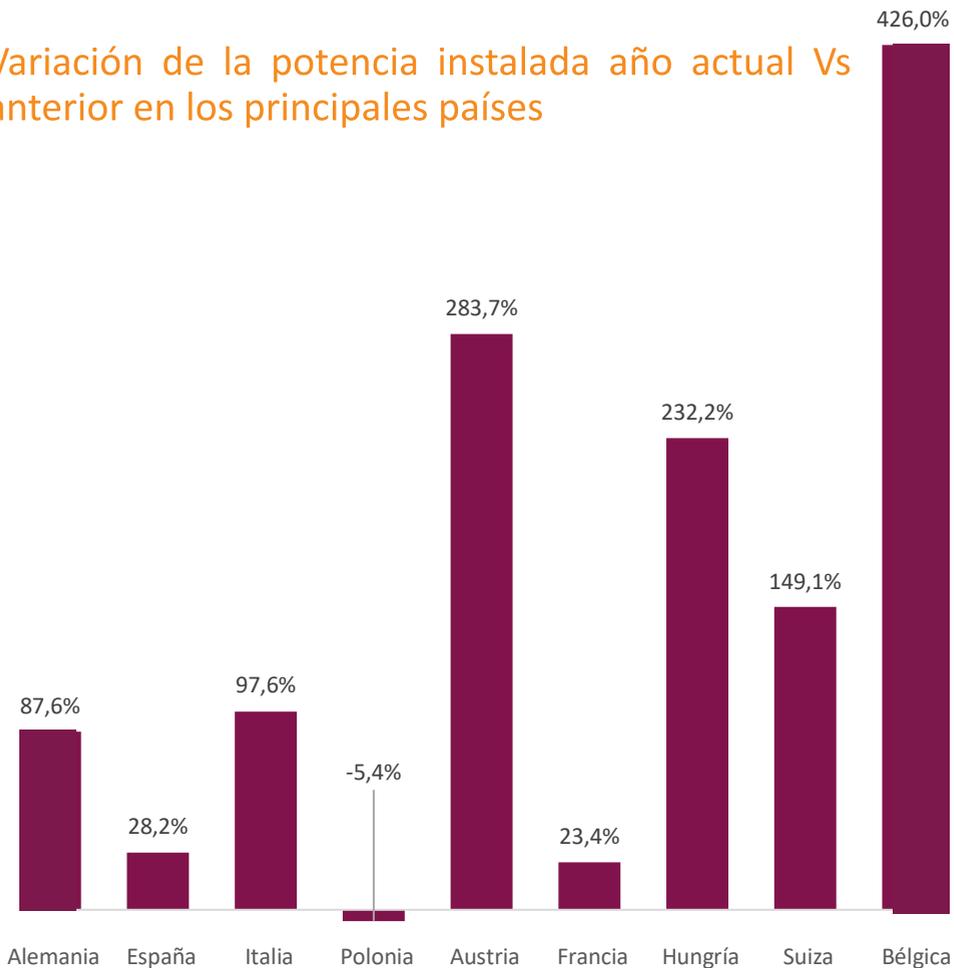
Además, de forma nacional, las distintas regulaciones locales con sus favorables marcos retributivos y burocráticos, el surgimiento de nuevos productos financieros (como el PPA), los incentivos fiscales y el auge del autoconsumo, han derivado en crecimientos exponenciales de potencia fotovoltaica.

Respecto de la distribución regional, nuevamente Alemania lidera el ranking de potencia instalada con mas de 15GW instalados solo en 2023, casi el doble de nueva potencia respecto de 2022, cuando se instalaron 8GW. Así, y de forma acumulada el mix energético de este país cuenta con casi 82GW de potencia o, lo que es lo mismo, más potencia agregada que la de los tres siguientes líderes fotovoltaicos europeos (Italia, España y Francia).

Por su parte, y aunque será objeto de otro capítulo de este informe, es muy destacable la apuesta decidida de

España por la tecnología fotovoltaica. En este sentido, en solo 4 años, la potencia fotovoltaica en España (sin contar con los más de 7GW de autoconsumo) se ha multiplicado por 2,7. ■

Variación de la potencia instalada año actual Vs anterior en los principales países



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

## Evolución de la potencia instalada anual y acumulada Europa (MW)

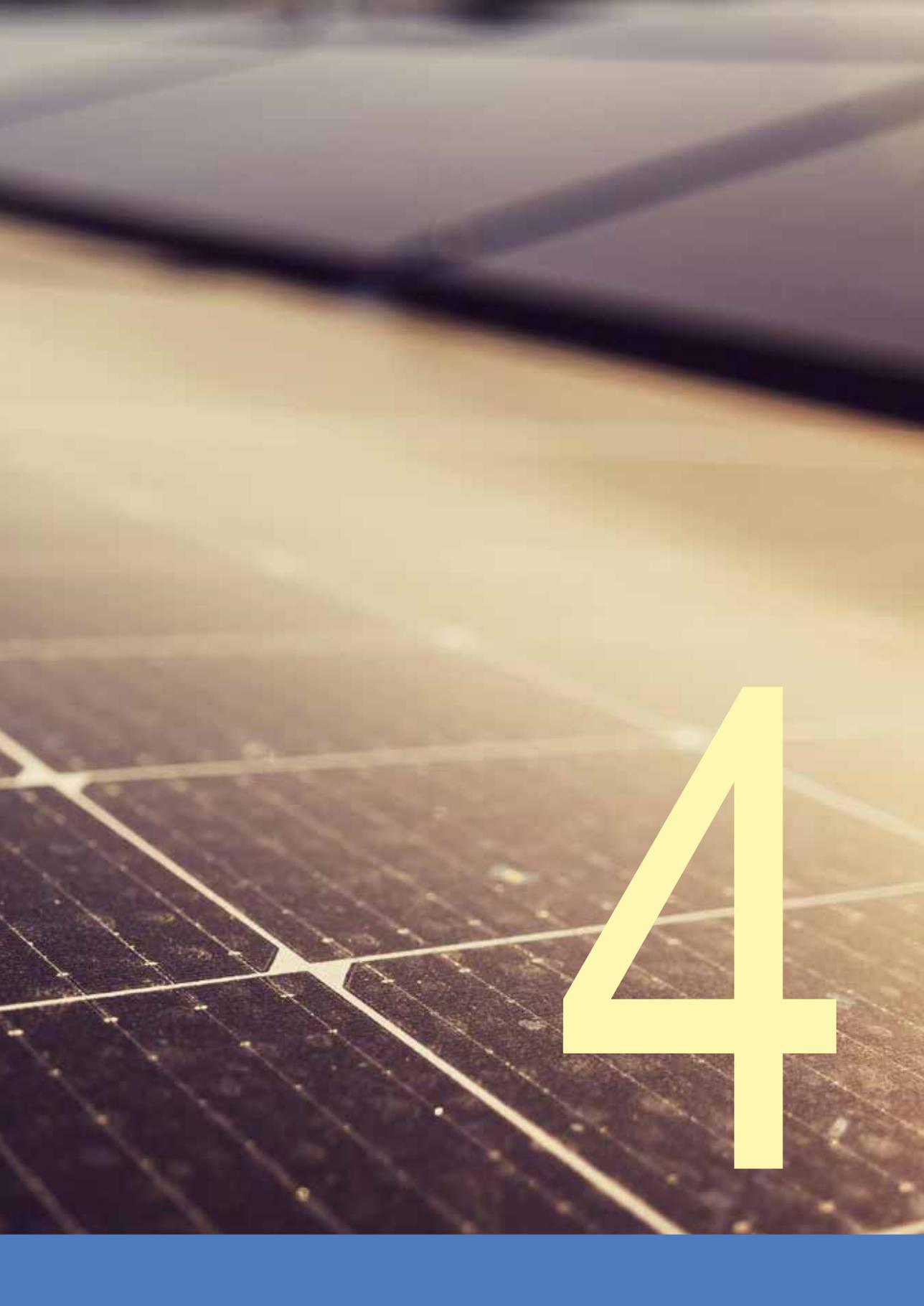
Países	Acumulada (MW) P>50MW				Instalada			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
Alemania	53.781	58.459	66.552	81.737	4.736	4.678	8.093	15.185
Italia	21.594	22.692	25.077	29.789	729	1.098	2.385	4.713
España	11.705	15.286	19.784	25.551	2.812	3.581	4.498	5.767
Francia	11.724	14.499	17.037	20.169	929	2.775	2.538	3.132
P. Bajos	10.213	14.249	22.590	23.904	3.036	4.036	8.341	1.314
G. Bretaña	13.563	13.689	14.412	15.657	217	126	723	1.245
Ucrania	7.331	8.062	8.062	8.062	1.395	731	0	0
Bélgica	5.646	6.585	6.898	8.549	1.010	938	314	1.651
Polonia	3.936	6.257	11.167	15.809	2.396	2.321	4.910	4.643
Grecia	3.247	3.530	5.557	7.030	413	283	2.027	1.473
Suiza	3.118	3.449	4.134	5.840	529	330	685	1.706
Austria	2.212	2.683	3.539	6.823	518	471	856	3.284
Hungría	1.953	2.131	2.988	5.835	553	178	857	2.847
Rep. Checa	2.073	2.119	2.627	2.499	-13	46	508	-128
Portugal	1.025	1.711	2.365	3.705	124	686	654	1.340
Dinamarca	1.300	1.625	2.490	3.529	220	325	865	1.039
Suecia	1.401	1.560	2.587	3.469	703	159	1.027	882
Rumanía	1.387	1.398	1.414	1.917	-11	11	16	503
Bulgaria	1.073	1.186	1.948	2.937	25	113	762	989
Eslovaquia	593	535	537	631	3	-58	2	94
Estonia	130	414	535	690	10	284	121	155
Finlandia	391	404	591	900	169	13	187	309
Eslovenia	267	368	632	1.034	3	101	264	402
Chipre	200	316	464	606	49	116	148	142
Bielorrusia	159	269	269	273	2	110	0	4
Lituania	138	254	397	994	66	116	143	597
Luxemburgo	195	209	319	432	35	14	110	112
Noruega	150	207	303	597	32	57	96	294
Malta	184	196	206	231	30	12	10	25
Croacia	85	109	182	461	0	24	73	278
Macedonia	94	94	94	535	64	0	0	441

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada sobre datos de REE.

Nota. En el caso de España, la potencia se toma en MWn y no incluye la potencia instalada en autoconsumo.



**ANÁLISIS DE LA  
SITUACIÓN DEL SECTOR  
A NIVEL  
ESTATAL**



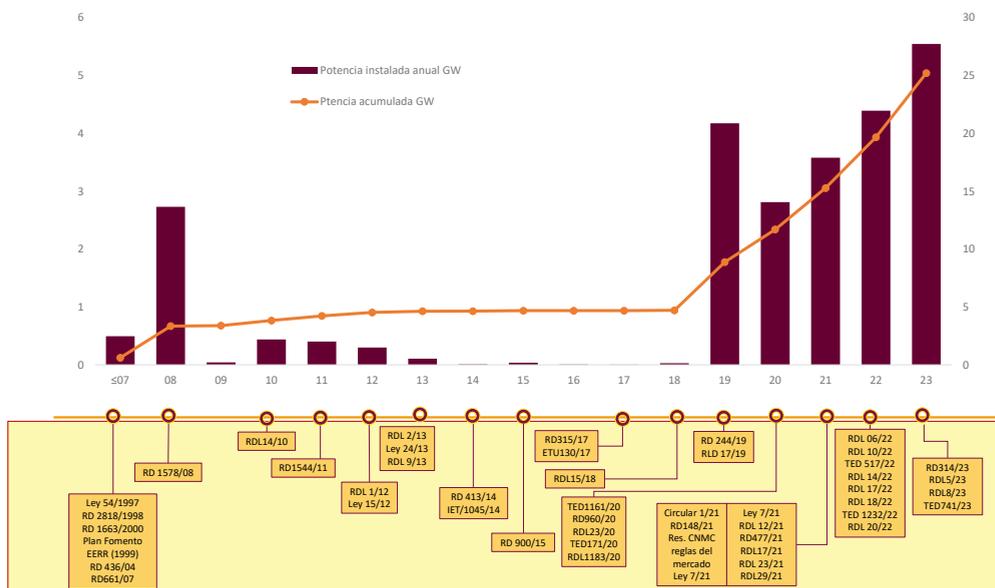
4

# LA REGULACIÓN SECTORIAL COMO FACTOR CLAVE EN EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA

## Introducción

Los distintos desarrollos normativos vividos en España y la seguridad jurídica existente bajo cada entorno regulatorio han marcado la evolución de la potencia fotovoltaica instalada.

### Evolución de la potencia fotovoltaica en España



Fuente: Elaboración propia

## Desarrollo de la normativa hasta 2004:

### Los orígenes del sector

Los textos normativos de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el RD 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica con renovables, y (iii) el RD 1663/2000, sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, daban sujeción a las fuentes de generación renovable a principios del siglo XXI.

### Objetivos de potencia 1998-2010

Tecnología	1998	Prev 2010	Var.
Hidráulica ( $P \leq 10\text{MW}$ )	1.510	2.230	720
Hidráulica ( $10 < P \leq 50\text{MW}$ )	2.801	3.151	350
Hidráulica ( $P > 50\text{MW}$ )	13.420	13.420	0
Eólica	834	8.974	8.140
Biomasa	189	1.897	1.708
Biogás	0	78	78
Solar Fotovoltaica	9	144	135
Solar Termoeléctrica	0	200	200
Residuos Sólidos	94	262	168
Total	18.857	30.356	11.499

Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables en España

A pesar de que estos tres textos normativos no reflejaban un adecuado marco para el desarrollo de las energías renovables, es verdad de que comenzaban a despertar un cierto interés para implementarlas a escala nacional. Esto se puso de manifiesto en el Plan de

Fomento de Energías Renovables de 1999<sup>1</sup>, que preveía, entre 1999 y 2010, la instalación de 11.000 MW renovables.

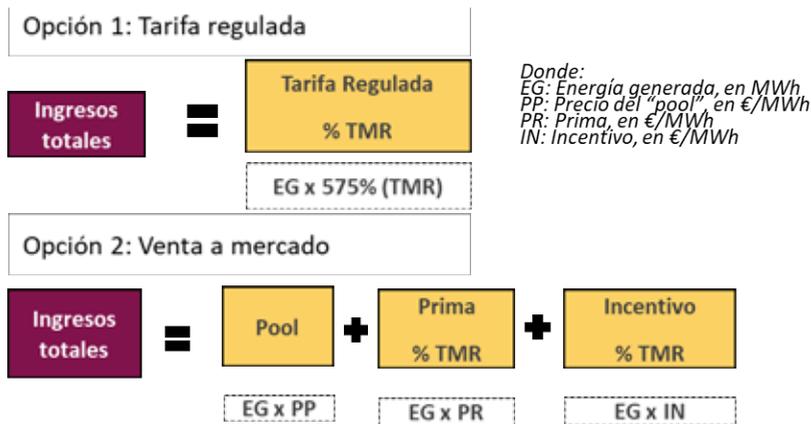
Fue en esos años, cuando la energía solar fotovoltaica estaba pasando de la madurez conceptual a la madurez tecnológica. No obstante, aunque los costes comenzaban a disminuir, seguía precisándose una ayuda económica para poder competir en los mercados con el resto de tecnologías de producción ya maduras. A raíz de ello, se celebraron las distintas convocatorias ICO-IDEA que, anualmente, concedían préstamos con condiciones más favorables para los prestatarios que instalaran renovables en España.

Estas líneas de ayuda fueron una pieza clave en los primeros años de desarrollos renovables, sin embargo, su lenta y compleja tramitación convirtió a este mecanismo en un sistema ineficaz. De esta manera, las distintas asociaciones del sector abogaron por un sistema de primas más efectivo, dejando este sistema retributivo a casos especiales, como las instalaciones aisladas.

### **2004-2007. El comienzo de la expansión fotovoltaica**

El Real Decreto 436/2004 pudo reflejar las exigencias que, por parte del mercado, se venían reclamando

<sup>1</sup> Plan de fomento de energías renovables en España ([http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_4044\\_PFER2000-10\\_1999\\_1cd4b316.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf))



acerca del establecimiento de una normativa retributiva estable que creara una mayor seguridad. En tal Real Decreto, además de una desgravación fiscal para las instalaciones conectadas a la red, se establecían tarifas y primas para un periodo de más de 25 años.

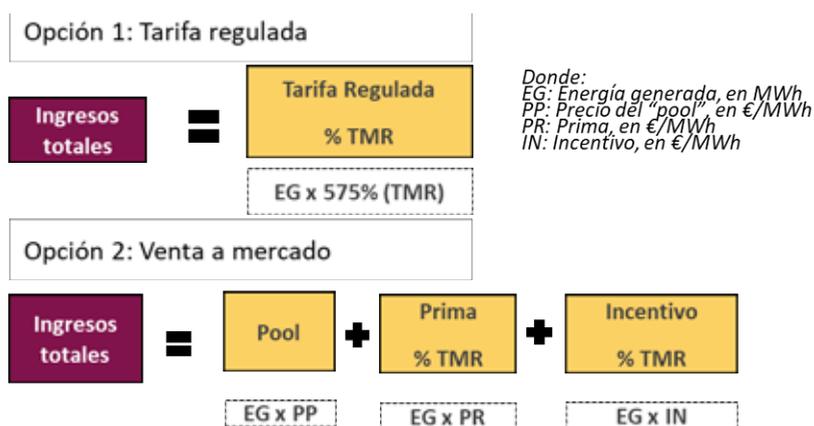
También se establecían dos sistemas retributivos opcionales que se basaban ambos en un sistema de incentivos que giraba en torno a la Tarifa Media de Referencia (TMR) establecida para ese año.

La TMR venía definida en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los

costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Esta Tarifa Media de Referencia se imputaba a los consumidores en aras de cubrir los costes del sistema. La tarifa se establecía cada año vía Orden Ministerial, fijándose durante el periodo 2004-2006. Estos fueron los importes: 2004 (7,2072 c€/kWh), 2005 (7,3304 c€/kWh), 2006 (7,6588 c€/kWh).

Las primas, el incentivo o la tarifa regulada dependía del tamaño de la instalación, siendo más favorables para aquellas de tamaño menor.

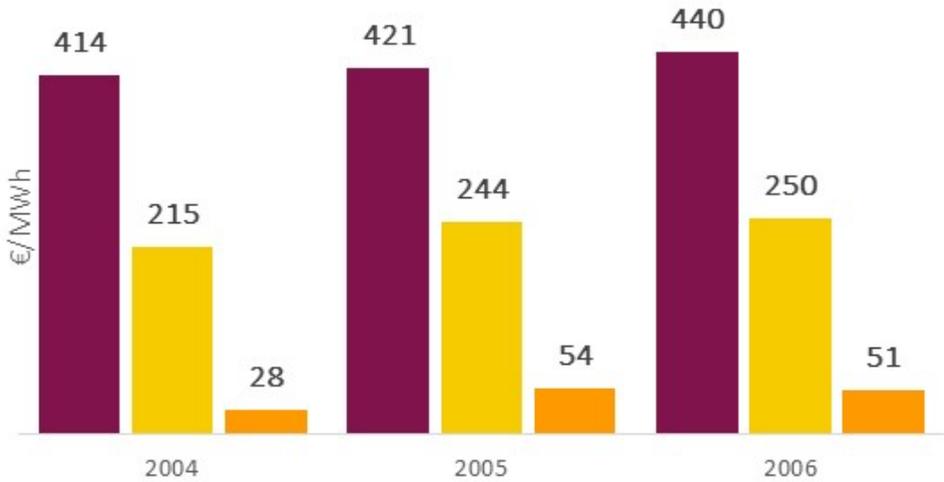
#### Régimen económico del RD 436/2004



Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables en España

Tal y como puede observarse en la tabla, bajo este sistema, el importe era netamente superior a lo establecido en el mercado, llegando a exceder más de 8 veces el precio que se cerraba en el pool eléctrico.

## Evolución del régimen económico del RD 436/2004 2004-2006 y contraste con el precio del mercado



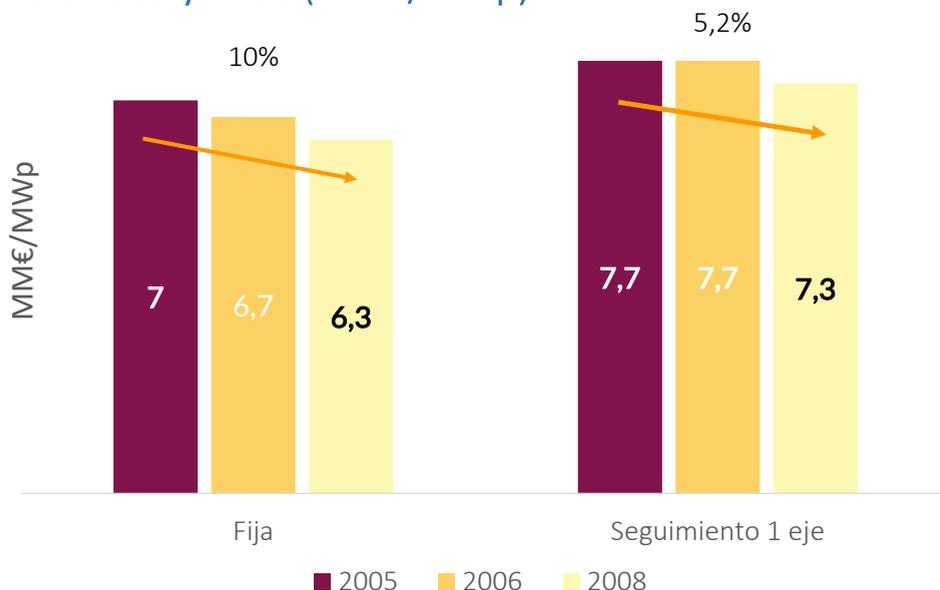
Fuente: Elaboración propia

La cuantía de estas primas provocó un ligero aumento del número de proyectos, al igual que del tamaño medio de los mismos. Asimismo, también se generó la entrada de financiación privada, provocando una menor necesidad de las subvenciones que, en un primer momento, se habían dado.

A pesar de todo, en esta normativa no se resolvieron otro tipo de problemas de índole técnico y administrativo, como los problemas de conexión en media tensión o la ausencia en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión de referencias hacia la generación eléctrica basada en el aprovechamiento solar.

Del mismo modo, los costes de la tecnología continuaban siendo elevados y por ello las inversiones no acababan de ser del todo atractivas.

## Evolución del coste de las instalaciones fotovoltaicas entre 2005 y 2008 (MM€/MWp)



Fuente: IDAE, "El Sol puede ser tuyo" años 2005, 2006 y 2008

El IDAE elaboró, entre 2005 y 2008, unos dossieres que reflejaban los costes estimados de diversas instalaciones tipo. Podemos observar estos resultados en el gráfico adjunto.

Otro de los resultados del Real Decreto 436/2004, fue el notable incremento del número de peticiones de puntos de conexión y permisos administrativos, que en muchas ocasiones no tenían intención de realizar ningún proyecto, bloqueando a la administración competente y a los promotores verdaderamente interesados.

En sustitución al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables, se publicaba en 2005 el primer Plan

de Energías Renovables (PER). En él quedan recogidos los objetivos de desarrollo de las renovables hasta el año 2010, siguiendo las directrices europeas. La fotovoltaica comienza entonces a considerarse como una fuente energética a tener en cuenta en la composición del mix energético futuro.

### Objetivos de potencia 2005-2010

Tecnología	1998	Prev 2010	Var.
Hidráulica (P >50MW)	13.521	13.521	0
Hidráulica (10<P≤ 50MW)	2.897	3.257	360
Hidráulica (P≤P10MW)	1.749	2.199	450
Eólica	8.155	20.155	12.000
Biomasa	344	2.039	1.695
Biogás	141	235	94
Solar Fotovoltaica	37	400	363
Solar Termoeléctrica	0	500	500
Residuos Sólidos	189	189	0
Total	27.033	42.495	15.462

Fuente: PER 2005-2010

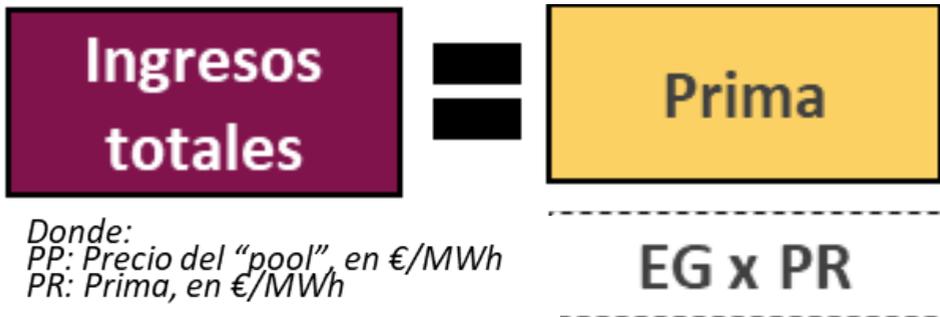
### 2007-2010. La gran expansión de la fotovoltaica

Dado que algunas tecnologías no conseguían desarrollarse del todo, se aprobó en 2007 el Real Decreto 661/2007 que derogaba el Real Decreto 436/2004. En este nuevo marco se estableció un sistema de incentivos que conllevaría el desarrollo definitivo de la fotovoltaica.

De igual forma, el sistema de remuneraciones vivió diversas modificaciones, uniendo la retribución del

régimen especial con la evolución del IPC, en vez de a la Tarifa Media de Referencia.

Régimen económico RD 661/2007



Tarifa regulada		
Tipo de instalación	Prima (€/MWh)	
	< 25 años	> 25 años
P < 100 kW	440	352
100 kW < P < 10 MW	418	334
10 MW < P < 50 MW	230	184

Fuente: RD661/2007

Gracias a esto, se pudo ofrecer una mayor estabilidad al sector, debido al carácter oficial del IPC. De este modo, en los primeros 4 años las tarifas se actualizarían en base a IPC -0,25% y posteriormente a una tasa equivalente al IPC -0,5%. Además, las instalaciones cobrarían la prima durante toda la vida útil de la instalación, pero a partir del vigesimosexto año, se reduciría un 20%.

Además, para evitar el bloqueo administrativo de peticiones carentes de un proyecto real, el Real Decreto también estableció la obligatoriedad de aportar una garantía de 500 €/kW para las instalaciones fotovoltaicas.

Estas condiciones se mantendrían hasta la instalación de una potencia límite de 371 MW, tomando como referencia el objetivo propuesto para 2010 en el PER de 2005. Si por algún motivo, se alcanzara el 85% de la potencia instalada, se implantaría un plazo de 12 meses para que las plantas que se inscribieran en el registro ministerial cobrasen la opción de tarifa. Este límite de potencia fue alcanzado tres meses después de haberse aplicado la norma. Sin embargo, debido al gran número de proyectos que estaban en fase de ejecución y debían ser terminados y al tener las CC.AA. la competencia directa sobre las autorizaciones administrativas, el día 28 de septiembre de 2008, cuando se terminaba el plazo máximo de inscribirse al registro bajo remuneraciones especiales, se habían instalado 2.700 MW.

El Real Decreto 661/2007 establecía también que, cuando se alcanzase el límite de potencia, se instrumentaría un nuevo marco regulatorio para las nuevas instalaciones. Este nuevo marco fue el Real Decreto 1578/2008, establecido con el objetivo de plantear un marco regulatorio estable hasta el año

2011, ya que en 2010 se esperaba la publicación del PER 2011-2020.

Con la experiencia vivida en los últimos años, se hizo más evidente la necesidad de realizar revisiones tarifarias en periodos más cortos, por lo que el nuevo decreto introduce una serie de revisiones con el objetivo de ajustar las primas a la evolución del mercado en el contexto internacional. Esto generó el establecimiento de un sistema de cupos trimestrales de potencia y primas decrecientes.

En este Real Decreto, las primas dependían de donde estuviera situada la instalación, estableciendo dos categorías:

### Régimen económico RD 661/2007

Tarifas 1Q/2009		
Tipo de instalación		Prima (€/MWh)
Tipo I	P < 20 kW	340
	P > 20 kW	320
Tipo II		320

Fuente: RD 1578/2008

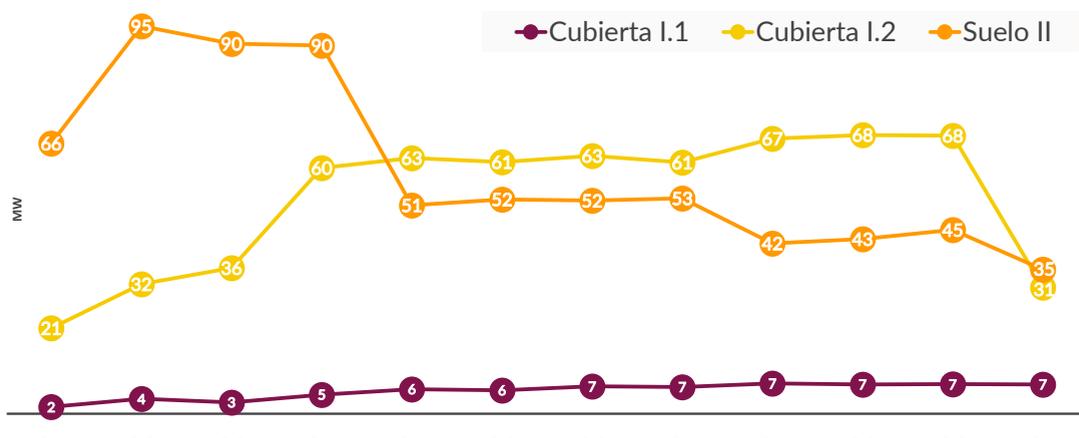
Instalaciones tipo I: cubiertas o fachadas

Instalaciones tipo II: instalaciones ubicadas en suelo.

Este nuevo régimen económico del Real Decreto 1578/2008 supuso una reducción global de las primas del 29%, mientras que, en función de lo que se cubrieran los cupos, se predecía una reducción de entre el 5% y el 11% año a año. Así, se estableció un nuevo cupo máximo de 500 MW instalados anuales, con un tamaño máximo de planta de 10 MW.

Tras la gran incorporación de potencia de 2008, en el año 2009 la potencia instalada fue muy baja como consecuencia del retraso de la autorización de las inscripciones en el registro. Cada una de las convocatorias en el año 2010 para las instalaciones de suelo se cubrieron, por lo que las tarifas se redujeron un 13,9% en el 2011.

### Potencia fotovoltaica instalada 2009-2011



Fuente: Elaboración propia a partir de Registros oficiales del Ministerio

## 2010-2013. Los ajustes retroactivos

A partir de 2009 se sucedieron una serie de medidas que castigaron enormemente al sector renovable. En esta línea, se publica el Real Decreto-ley 14/2010 en el año 2010, por el que se limitaban las horas de producción de la energía fotovoltaica, haciendo que la energía generada a partir de ese límite no recibiera ninguna remuneración especial, cobrando exclusivamente el precio establecido en el mercado.

### Limitación de horas coyuntural 2011-2013

Limitación de horas 2011-2013	
Tecnología	Horas de referencia/año
Fija	1250
Seguimiento 1 eje	1644
Seguimiento 2 eje	1707

Fuente: RDL 14/2010

Esta medida provocó una reducción del 25% en los ingresos percibidos por las instalaciones fotovoltaicas, durante los ejercicios 2011 y 2012. Además, en el año 2011 se publicó el Real Decreto 1544/2011, que establecía un peaje de acceso a las redes de distribución y transporte para los productores -peaje a la generación- de 0,5€/MWh.

Como colofón a estas medidas desfavorables, en enero de 2012 se publica el Real Decreto-ley 1/2012, en el que se establece la suspensión de todas las primas a las fuentes de generación sujetas al régimen especial, salvo las que estaban en fase de ejecución. La consecuencia inmediata de la publicación de este Real Decreto-ley fue la paralización de todo nuevo proyecto de plantas sobre suelo hasta la celebración de las primeras subastas a mediados de 2017.

### Objetivos de potencia 2011-2020. PER

Tecnología	2010	Prev 2015	Prev 2020
Hidráulica	13.226	13.548	13.861
Geotérmica	0	0	50
Mareomotriz	0	0	100
Eólica	20.744	27.869	35.750
Biomasa	533	817	1.350
Biogás	115	125	200
Fotovoltaica	3.787	5.416	7.250
Termoeléctrica	632	3.001	4.800
Residuos Sólidos	177	220	400
Total	39.214	50.996	63.761

Fuente: PER 2011-2020

La moratoria impactó directamente con los objetivos de penetración de renovables que se fijaron en el segundo Plan de Energías Renovables, elaborado por el IDAE. Estos objetivos, que indicaban un incremento de más de un 60% en el parque renovable en apenas

10 años, resultaban imposibles de alcanzar tanto por la moratoria establecida como por la inseguridad jurídica creada en el sector.

Además, a finales de 2012 quedó aprobada la Ley 15/2012 que establecía un impuesto que gravaba con una tasa del 7% de todos los ingresos brutos que las instalaciones de generación percibían. Esto se tradujo en una reducción de los ingresos anuales de los productores fotovoltaicos superior a los 200 millones de euros.

A las anteriores medidas, se sumó, en el año 2013, la publicación del Real Decreto-ley 2/2013 que corregía el mecanismo de actualización anual de las tarifas reguladas, sustituyendo el Índice de Precios al Consumo (IPC) por un índice específico para el sector eléctrico (IPC-IC). En la práctica, este supuso la actualización de los precios con índices negativos.

El efecto global de esta reforma supuso una reducción anual de unos 300 millones de euros en las tarifas reguladas.

### **2013 en adelante. La reforma energética**

En julio de 2013 se publicó el Real Decreto-ley 9/2013 que habilitaba al Gobierno para aprobar un nuevo régimen económico y jurídico –instrumentado posteriormente en el Real Decreto 413/2014 -reemplazando el sistema de tarifas reguladas del Real Decreto 661/2007. Del

## Evolución de las tarifas fotovoltaicas para el periodo 2008-2013

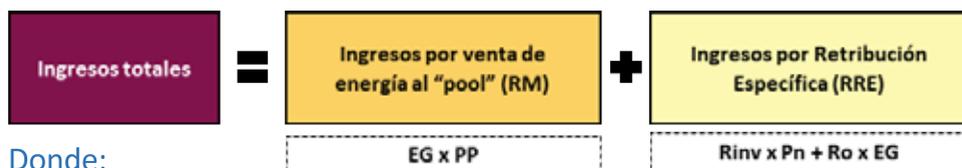
Evolución de las primas fotovoltaicas €/ MWh											
RD	Año	Q	Tipo/potencia	2008	2009	2010	2011	2012	2013		
RD 661	H/ 2008		P≤100 kW	440	470	466	476	489	489		
			100 kW<P≤10 MW	418	446	442	451	463	463		
			10<P≤50 MW	230	245	243	248	255	255		
RD 1578	2009	1Q	I.1		340	340	347	357	357		
			I.2		320	320	327	336	336		
			II		307	307	327	336	336		
		2Q	I.1		340	340	347	357	357		
			I.2		320	320	327	336	336		
			II		307	307	314	322	322		
		3Q	I.1		340	340	347	357	357		
			I.2		320	320	327	336	336		
			II		299	299	305	314	314		
		4Q	I.1		340	340	347	357	357		
			I.2		320	320	327	336	336		
			II		291	291	297	305	305		
RD 1578	2010	1Q	I.1			340	340	349	349		
			I.2			312	312	320	320		
			II			281	281	289	289		
		2Q	I.1				335	335	344	344	
			I.2				303	303	312	311	
			II				273	273	281	281	
		3Q	I.1				331	331	340	340	
			I.2				295	295	303	303	
			II				266	266	273	273	
		4Q	I.1					322	322	331	331
			I.2					287	287	295	295
			II					259	259	266	266
RD 1578	2011	1Q	I.1				314	314	314		
			I.2				279	279	279		
			II				252	252	252		
		2Q	I.1					289	289	289	
			I.2					204	204	204	
			II					135	135	135	
		3Q	I.1					281	281	281	
			I.2					198	198	198	
			II					130	130	130	
		4Q	I.1						274	274	274
			I.2						193	193	193
			II						125	125	125

Fuente: Elaboración propia a partir de Orden de actualización de peajes

mismo modo, a finales de ese mismo año se publica la Ley 24/2013 que derogaba la Ley 54/1998 y extendía los principios expuestos en el Real Decreto-ley 9/2013.

Un año más tarde, se publica el Real Decreto 413/2014 y su orden IET 1045/2014 de acompañamiento. En el este Real Decreto se explica el concepto de rentabilidad razonable, introducido en el Real Decreto-ley 9/2013, y que afectaba a todas las instalaciones sujetas en el régimen especial. Por su lado, la orden de acompañamiento establecía los parámetros retributivos aplicados a dicho sistema.

La retribución para instalaciones de régimen especial consistiría a partir de entonces en la percepción del precio de mercado obtenido de la venta de energía, más una retribución específica formada por dos elementos: (i) un término por unidad de potencia con el objeto de cubrir los costes de inversión no recuperados por la venta de energía, cuando proceda y (ii) un término de operación para cubrir los costes de explotación y los ingresos por participación en el mercado.



Donde:

EG: Energía generada, en MWh

PP: Precio del "pool", en €/MWh

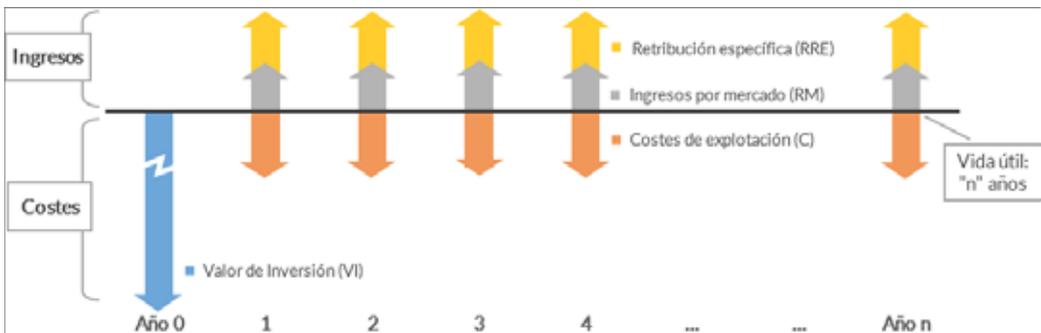
Rinv: Retribución a la inversión, en €/MW

Pn: Potencia nominal, en MW

Ro: Retribución a la operación, en €/MWh

La norma introdujo también la valoración de la rentabilidad razonable, calculada como la suma del rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos. Lo que situó la rentabilidad razonable alrededor al 7,5%.

La tasa de rentabilidad razonable es, en términos financieros, el valor de la tasa interna de retorno (TIR), con la que los flujos de los fondos quedan descontados durante la vida del proyecto para que el valor actual neto (VAN) de los mismos –incluyendo el coste de inversión inicial- sea nulo. En el siguiente esquema se presenta a modo de ilustración un esquema de los flujos de ingresos y costes de un proyecto para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil:



Por lo tanto, si en el año 0 el propietario de la instalación realiza una inversión (“VI”), y con posterioridad, durante los años de funcionamiento

de la instalación tiene unos costes de explotación (“C”) y percibe unos ingresos por su participación en el mercado (“RM”), entonces el término de retribución específica (“RRE”), adicional al del mercado, se calcula para alcanzar la TIR o tasa de rentabilidad razonable requerida, cercana a ese 7,5%.

Sin embargo, en el caso de los pequeños productores fotovoltaicos, la tasa de rentabilidad razonable establecida (7,39%) no se ha alcanzado en ningún caso, puesto que, al tratarse de iniciativas de particulares, estos retribuyeron a toda la cadena en el primer momento (ingenierías, promotores, instaladores, etc.) sin poder internalizar ningún proceso ni lograr beneficio alguno de economía de escala. Adicionalmente, la mayor parte de estas pequeñas instalaciones fueron financiadas con tipos de interés muy altos, soportando derivados financieros y aportando garantías personales e hipotecarias propias y de terceros.

Hay que tener también en consideración que las familias fotovoltaicas no tienen la posibilidad de compensar pérdidas porque no forman parte de un grupo de empresas, no tienen la opción de repercutir el impacto fiscal del impuesto del 7% a la generación y ni siquiera pueden beneficiarse de su propio know how, al ejercer su exclusivamente en micro generación.

## 2017, las nuevas subastas renovables

Tras los cambios regulatorios retroactivos y la moratoria vivida en el sector de las renovables, se perdió el interés de los inversores en este mercado, trasladando las inversiones a sectores y países con una regulación más estable a la española. El denominado “apagón renovable” en nuestro país podría significar el incumplimiento de los objetivos de renovables fijados a nivel europeo para 2020. Por ello, para combatir esta situación y aprovechando la reducción de costes de las tecnologías, el Gobierno fijó un sistema de subastas que tenía por objeto último volver a instalar nueva potencia renovable.

Las subastas giran alrededor del concepto de valor inicial de inversión, factor clave para definir la Retribución a la Inversión. Para cada unidad de potencia subastada el Gobierno fija un valor de inversión inicial. Los participantes en la subasta pujan ofertando un porcentaje de reducción de dicho valor de inversión inicial. El resultado es un porcentaje de reducción sobre el valor de inversión inicial, lo que también supone la reducción del término de Retribución a la Inversión asociado a la Retribución Específica durante la vida útil de la instalación.

La potencia adjudicada hasta la fecha fue resultado de las tres subastas que se celebraron. La fecha límite

para que la potencia adjudicada estuviera operativa se fijó para antes de la finalización de 2020:

#### Convocatoria de subastas renovables realizadas en 2016, 2017 y 2018 (MW)

Convocatoria/año tecnología	1ª subasta 2016	2ª subasta 2017	3ª subasta 2018	Total
Eólica	500	2.979	1.128	4.607
Biomasa	200	20	-	220
Fotovoltaica	-	1	3.903	3.904
Total	700	3.000	5.031	8.731

Fuente: Informes de supervisión de las subastas para la asignación del régimen retributivo específico publicados por la CNMC

Los porcentajes de reducción ofertados por los partícipes en la subasta fueron tan elevados en todas las convocatorias que, el valor de inversión resultante de la subasta dio lugar a que la Retribución por Inversión, uno de los términos de la retribución específica, fuera cero. Este hecho deja patente la plena competitividad de esta tecnología sin retribuciones adicionales a las del propio mercado eléctrico.

#### 2019, El renacer de la fotovoltaica

Si por algo se caracterizó 2019, fue por el cambio de política energética. En efecto, se pasó a un panorama legislativo basado en políticas restrictivas o normativa insuficiente para desarrollar de forma normal el sector, a otro en el cual se ha puesto por delante el paradigma

de un nuevo modelo energético basado en fuentes de generación renovable. En este sentido, la nueva política energética, en lo que se refiere a las energías renovables, se basó sobre dos grandes ejes:

En primer lugar, cabría destacar el autoconsumo. Con la aprobación del Real Decreto 244/2019, que abrió de forma relevante esta alternativa energética dado que favoreció y desarrolló de forma clara y nítida el marco normativo de este tipo de instalaciones. Conviene destacar entre sus principales características, las siguientes: (i) posibilidad de realizar instalaciones para uso colectivo, (ii) posibilidad de acogerse a un régimen económico de compensación de excedentes, (iii) simplificación administrativa, y (iv) posibilidad de realizar autoconsumo sin que la instalación esté conectada directamente dentro de la red de distribución.

Por otro lado, no se puede olvidar dentro de esta apuesta renovable a las instalaciones de venta a red. En este sentido, en lo que respecta a las instalaciones con régimen retributivo específico en 2019 se aprobó el Real Decreto-ley 17/2019 por el cual se mantiene en el 7,39% la tasa de rentabilidad razonable actual durante los dos próximos periodos para las instalaciones puestas en marcha antes del 12 de julio de 2013, siempre y cuando, desistan de los litigios que, en su caso, mantuvieran o

previesen plantear contra el actual régimen retributivo, en cuyo caso la tasa de rentabilidad razonable descenderá hasta el 7,09% hasta 2025 y, a partir de esa fecha, quedará establecida en referencia al bono más un diferencial.

Asimismo, con los avances tecnológicos y la curva de aprendizaje de la fotovoltaica la ejecución de nueva potencia no quedaba supeditada al mantenimiento de un sistema de subastas, sino a la flexibilización y transparencia en la asignación de los puntos de conexión. Eso pone de manifiesto la autosuficiencia y madurez de un sector que únicamente necesitaría de la agilización en su tramitación y la eliminación de trabas administrativas para terminar de desarrollarse. De igual forma, frente a los grandes parques fotovoltaicos, desde ANPIER se defiende la necesidad de reservar un porcentaje de la nueva potencia a pequeños proyectos sociales de hasta 10MW para evitar una nueva concentración sectorial y democratizar la energía para toda la sociedad.

## **2020, El inicio de cambios regulatorios**

En junio de 2020, se publicó el Real Decreto-ley 23/2020 por el que se introducía un nuevo marco retributivo a las renovables y la habilitación de la hibridación de las instalaciones. Sin embargo, también se introdujo una

moratoria en la solicitud de nuevos permisos de acceso para plantas que se mantuvo vigente hasta la aprobación del Real Decreto 1183/2020.

Asimismo, también se modificó el sistema retributivo a las renovables, así como la simplificación y agilización de los trámites de los proyectos. Entre otras cuestiones, se regulan los casos en los que el promotor no necesita renovar determinadas autorizaciones si modifica el proyecto de forma no sustancial y se simplifica el procedimiento de autorización de las instalaciones móviles que se conectan a la red de transporte y distribución. Este tipo de dispositivos, tales como transformadores o reactancias, van a desempeñar un papel cada vez más relevante para la transición energética, al permitir maximizar las renovables, ya que aportan flexibilidad y agilidad a su operación.

Para dar continuidad al anterior Real Decreto a finales de diciembre se publicó el Real Decreto 1183/2020 que regulaba los permisos de acceso y conexión. Las principales características de este Real Decreto son las siguientes:

(i) las distribuidoras deberán habilitar una plataforma online con información sobre sus redes y la capacidad disponible en cada nudo; (ii) mantenimiento de la moratoria hasta que las plataformas no estén operativas

-desde el 1 de julio de 2021 no existe moratoria-; (iii) nueva definición de potencia para fotovoltaica, que será la menor de la suma de los módulos y los inversores; (iv) se establece el procedimiento de acceso y conexión, los interlocutores, figuras existentes -solicitante, gestor de red y titular de red-, así como los plazos de cada uno de los procedimientos; (v) se establece un procedimiento abreviado de conexión para determinadas instalaciones; (vi) se autorizan los permisos de acceso y conexión para instalaciones híbridas (al menos una debe incorporar renovables o sistemas de almacenamiento; (vii) se permite la hibridación con instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, sin que se pierda tal derecho, así como la hibridación de cogeneración; (viii) se establecen los avales en 40€/kW para instalaciones de generación -con excepciones para autoconsumo-; (ix) en caso de denegación del punto de conexión por falta de capacidad de la red, solo se recuperará el 80% del aval, salvo que se justifique que cuando se constituyó el aval existía capacidad en el nudo y (x) se habilita al Ministerio para la organización de concursos de capacidad de acceso en determinadas actuaciones.

Por otro lado, en noviembre de 2020 se publicó el Real Decreto 960/2020 por el que se desarrolla básicamente el marco de las próximas subastas de instalaciones de

energías renovables que se llevarán a cabo a futuro, entre los que destacan: el establecimiento de un calendario de celebración de subastas con objeto de favorecer su previsibilidad, la facilitación del acceso a la financiación de los proyectos y la regulación del mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Real Decreto 960/2020 en diciembre se aprobó la Orden TED/1161/2020 que regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. Según esta norma, el calendario a seguir será el siguiente:

#### Volúmenes mínimos de potencia subastada desde 2020 a 2025 (MW)

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Eólica	Incremento	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica	Incremento	1.000	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar Termoelectrica	Incremento	-	200	-	200	-	200
	Acumulado	-	200	200	400	400	600
Biomasa	Incremento	-	140	-	120	-	120
	Acumulado	-	140	140	260	260	380
Otras (biogás, maremotriz, hidráulica, etc.)	Incremento	-	20	-	20	-	20
	Acumulado	-	20	20	40	40	30

Fuente: TED1161/2020

## 2021, El inicio de la crisis energética y la solución a través de fuentes renovables

Después de los años de crisis del sistema eléctrico derivados del déficit de tarifa, 2021 fue un año de intensa actividad económica. Esto respondió a dos motivos. Por un lado, la necesidad de incrementar la autosuficiencia energética y cumplir con los compromisos de descarbonización establecidos en el viejo continente y, por otro lado, como consecuencia de la escalada del precio del mercado eléctrico que derivó en una crisis energética sin precedentes hasta la fecha.

Inicialmente 2021 debía seguir la estela marcada en el año 2020 y avanzar con paso firme en la puesta en marcha de nuevas instalaciones. Así, a principios de enero se aprobó la Circular 1/2021 de la CNMC que tenía como objetivo desarrollar reglamentariamente el Real Decreto 1183/2020 de permisos de acceso y conexión. Esta Circular introducía la obligación de las distribuidoras de publicar mapas de capacidad y registro de todas las subestaciones eléctricas al objeto de que los distintos propietarios pudiesen evaluar los puntos de la red a los que conectar sus instalaciones. Asimismo, para dar cumplimiento a dicho Real Decreto se desarrollaba el proceso de solicitud de permisos de acceso y conexión.

Posteriormente, en marzo de 2021 se aprobaba la metodología de cálculo de cargos del sistema eléctrico. Este respondía a la necesidad de aplicar criterios de reparto objetivos y no discriminatorios entre las distintas tarifas eléctricas, al objeto de que estos distorsionasen lo menos posible la demanda. Con esta metodología se redujeron a 6 el número de segmentos tarifarios (2.0 TD, 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD Y 6.4 TD). Como continuación de esta normativa, en abril de 2021 se publicaron los cargos del ejercicio 2021 (Orden TED 371/2021) y las nuevas tarifas eléctricas se empezaron a aplicar el 1 de junio de ese año. En el siguiente cuadro se exponen dichas tarifas eléctricas:

### Esquemas de peajes eléctricos

Peajes de los consumidores				
Tarifas	Potencia	Tensión	Periodos tarifarios	
			Potencia	Energía
2.0.TDA	$P \leq 15\text{kW}$	-	2	3
3.0.TDA	$P > 15\text{kW}$	$T > 1\text{kV}$	6	6
6.1TD	-	$1 < T \leq 30\text{kV}$	6	6
6.2TD	-	$30 < T \leq 72\text{kV}$	6	6
6.3TD	-	$72,5 < T \leq 145\text{kV}$	6	6
6.4TD	-	$T > 145\text{kV}$	6	6

Nota 1: A partir de la tarifa 3.0 la potencia contratada en el  $P_{n+1} \geq P_n$

Nota 2: Los autoconsumos “a través de red” tendrán que satisfacer peajes específicos por la energía que autoconsuman.

Nota 3: Las importaciones y exportaciones les será de aplicación los peajes 6.4TD

Fuente: Elaboración propia

Durante el mes de mayo, la CNMC publicó la “Resolución del 6 de mayo de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diarios e intradiarios de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europea”. Esta resolución resulta de especial relevancia para entender lo ocurrido en el sistema eléctrico, puesto que, por las exigencias de la Unión Europea, se obligó a eliminar los límites del mercado eléctrico. Cabe destacar que, hasta dicha fecha el mercado diario podía oscilar entre 0€/MWh y 180€/MWh. Tras la publicación de dicha resolución se eliminaron estos límites y los precios pueden incluso llegar a ser negativos. En concreto, los nuevos límites pueden variar entre -500 y 3.000 €/MWh para el mercado diario y de -9.999 y 9.999 €/MWh para el mercado intradiario.

En mayo de 2021 se aprobó la Ley 7/2021 de Cambio Climático y transición energética. Entre otros aspectos, establecía unos objetivos de reducción de emisiones para 2030, contemplando también aspectos claves tales como la reforma del sistema eléctrico de forma que este contemplase la generación distribuida o el almacenamiento e indicaba que parte del Régimen Retributivo Específico se financiaría con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

## Objetivos de la Ley 7/2021

Objetivos Reducción CO2, renovables y eficiencia energética				
Objetivo 2030				Objetivo 2050
Reducción total de emisiones <sup>1</sup>	Penetración de renovables en el consumo final	Penetración de renovables en el sistema eléctrico	Reducción del consumo de energía primaria <sup>2</sup>	
23%	42%	74%	39,50%	Neutralidad climática

1 Reducción respecto de 1990

2 Respecto de la línea de base conforme a normativa europea

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Ley 7/2021

Todos estos avances normativos se aprobaban en función de una hoja de ruta de transición energética por lo que, aunque la actividad regulatoria era continua, la normativa desarrollada tenía cierta coherencia. Sin embargo, el precio del mercado eléctrico evolucionaba mes a mes de forma exponencial y comenzaba a convertirse en un problema estructural incontenible (solo entre enero y junio el precio medio se había incrementado casi un 40% pasando de 60€/MWh a 83€/MWh) por lo que, en junio se aprobó el Real Decreto-ley 12/2021. Entre otros aspectos, esta norma redujo el IVA de la tarifa eléctrica al 10% hasta el 31/12/2021 y suspendió el Impuesto Sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IPVEE) del durante el tercer trimestre de 2021.

Sin embargo, pese a estas medidas, el precio continuaba su escalada incontrolable, por lo que el

Ministerio, publicó diversos Reales Decretos y otra normativa para combatir esta problemática.

En este sentido, inicialmente se publicó el Real Decreto-ley 17/2021 que, aparte de extender al 4º trimestre de 2021 la suspensión del IPVEE, redujo temporalmente los cargos del sistema eléctrico y limitó los ingresos por kWh que podían percibir por el mercado los productores eléctricos. Al respecto de esta última medida, que en un principio era bastante genérica, el Ministerio tuvo que matizar que la misma no resultaba de aplicación para ciertas instalaciones (potencia inferior a 10MW, productores con Régimen Retributivo Específico, instalaciones adjudicatarias de las subastas, así como la energía sujeta a instrumentos de cobertura).

Finalmente, y como aspecto relevante de 2021, a finales de octubre se aprobó el Real Decreto-ley 23/2021, que tenía la misma finalidad que los anteriores. Así, con esta norma se establecieron mecanismos de transparencia y supervisión en el mercado eléctrico al objeto de evitar prácticas desleales que pudiesen elevar el precio de la energía con ánimos de lucro. Por otro lado, incluía medidas para proteger a los consumidores, tales como incrementos del bono social eléctrico, etc.

En todo caso, las medidas se tornaron insuficientes e inútiles puesto que el mes de diciembre cerró con un

precio medio de 239€/MWh, cuadruplicando el precio medio de cierre del mes de enero.

## **2022, El fortalecimiento del autoconsumo como solución a la inflación eléctrica**

Pese a los esfuerzos realizados en 2021, los precios del mercado eléctrico seguían descontrolados a principios de 2022. Así, valga señalar que los tres primeros meses del año registraron precios medios diarios y las puntas históricas del sistema (por encima de los 700€/MWh). El Gobierno, dada la situación, caracterizó como crítico el sistema eléctrico y centro una gran parte de sus esfuerzos regulatorios en paliar el problema.

Así, en abril de 2022 se aprobó el Real Decreto-ley 6/2022. Este Real Decreto, de vital importancia para los productores fotovoltaicos, como se comenta en el siguiente párrafo, establecía, entre otros aspectos, un procedimiento ambiental acelerado para las instalaciones renovables, mantenía el IVA de la tarifa eléctrica en el 10% y reducía sustancialmente los cargos del sistema a imputar en la tarifa eléctrica.

Por otro lado, como se indicaba anteriormente, el Real Decreto-ley afectaba sustancialmente a los productores renovables con derecho a Régimen Tributativo Específico. Por un lado, ampliaba la suspensión del IPVEE

hasta junio de 2022 (luego extendido hasta final de 2022 en el Real Decreto-ley 18/2022) y, por otro, modificó el mecanismo de actualización del Régimen Retributivo Específico, creando, con carácter extraordinario, un nuevo semiperiodo regulatorio exclusivo para el año 2022.

En efecto, como el precio del mercado eléctrico se situaba en niveles históricos, eso redundaba en ingresos totales muy superiores a los previstos para las instalaciones renovables durante el periodo 2020-2023, de forma que la rentabilidad de las instalaciones tipo sobre las que se instrumenta el Régimen Retributivo Específico se situaba por encima del 7,39%.

Como los ingresos regulados (es decir, la Retribución a la Inversión y la Retribución a la operación) se repercuten a los clientes vía peajes de acceso, el Gobierno actuó realizando un semiperiodo extraordinario que disminuyó sustancialmente los ingresos a percibir por parte de todos los productores renovables. Ello, por otro lado, le permitió reducir sustancialmente los cargos a los clientes finales, reduciendo levemente el coste de la tarifa.

La aplicación de este Real Decreto se llevó a cabo en la Orden TED 1232/2022. En dicha Orden se actualizaron con carácter extraordinario la Retribución a la Inversión y a la Operación del año 2022. Esta actualización supuso para los productores renovables un recorte medio del 8% de

sus ingresos, aunque, en el caso de las instalaciones que forman parte de una agrupación de más de 10MW, el ajuste supero el 11%. A modo de ejemplo se pone el impacto que la medida tuvo sobre varias instalaciones tipo:

### Impacto del ajuste extraordinario del RRE en 2022

IT	Datos de la instalación		Ingresos regulados 2022 antes de ajuste (miles de euros)			Ingresos regulados 2022 después de ajuste (miles de euros)			Ajuste	
	Potencia. (MW)	Producción. MWh	Rinv	Ro	total	Rinv	Ro	total	Absoluto	Relativo
18	0,1	2041	65	3	68	63	-	63	(5)	-7%
30	0,1	1600	57	3	60	56	-	56	(4)	-7%
48	0,1	1600	57	5	62	56	-	56	(6)	-9%
49	0,1	2019	62	6	68	61	-	61	(7)	-10%
52	0,1	2019	63	6	69	62	-	62	(7)	-10%
55	0,1	2041	68	7	75	67	-	67	(8)	-11%
62	0,1	1600	51	5	56	50	-	50	(6)	-11%
65	0,1	2041	59	6	65	58	-	58	(7)	-11%
66	0,1	2041	59	6	65	58	-	58	(7)	-11%

Fuente: Elaboración propia

A pesar de las medidas adoptadas en dicho Real Decreto-ley 6/2022, el sistema eléctrico apenas lograba disminuir su precio de casación, haciendo de la tarifa eléctrica un bien de lujo que ciertos hogares no se podían permitir. Por ello, en junio de 2022 se aprobó el Real Decreto-ley 10/2022, que establecía el mecanismo del tope del gas. Cabe resaltar que el inicio de la aplicación de este mecanismo lo marcó la Orden TED517/2022 de 9 de junio y que inicialmente tenía un año de aplicación, aunque, posteriormente, el Real Decreto Ley 18/2022 lo amplió hasta el 31 de diciembre de 2023.

Adicionalmente, este Real Decreto incluía medidas de impacto para los productores renovables. En concreto, modificó, con efectos 2023, el “mecanismo del ajuste por desviaciones del mercado”; parámetro crítico para la cuantificación del Rinv y Ro en cada semiperiodo regulatorio.

De forma paralela a esta regulación, el Ministerio siguió contemplando las renovables como un sector prioritario del desarrollo económico del país. Así, y en este sentido, en junio de 2022 se aprobaron los planes de inversión de las distribuidoras y, como aspecto relevante de estos planes, se comenzó a exigir a las distribuidoras la obligación de incluir en sus planes de inversión hasta 2025 actuaciones encaminadas a incrementar la capacidad de la red de distribución, todo ello con el objeto de permitir la evacuación de instalaciones renovables y de autoconsumo. Es más, esta resolución indica que estas actuaciones deben suponer, al menos, un 10% del volumen de inversión total.

En agosto de 2022 se aprobó el Real Decreto-ley 14/2022 que principalmente contenía medidas encaminadas a la defensa de los derechos de los autoconsumidores (aunque también introduce la posibilidad que las instalaciones con Régimen Retributivo Específico se hibriden con almacenamiento). Así, se modificó la normativa para que las instalaciones de autoconsumo puedan cambiar de

tipología de autoconsumo (compensación, venta o sin vertido) cada 4 meses, en lugar de los 12 meses actuales.

Por otro lado, este Real Decreto-ley estableció un mecanismo de defensa de los consumidores ante las compañías distribuidoras actuando contra la impunidad que estas tenían en relación con las activaciones del autoconsumo. Así, a través de este Real Decreto se estableció que, el plazo para activar autoconsumos con excedentes por parte de comercializadoras y distribuidoras debe ser como máximo de 2 meses a contar desde el momento en que la distribuidora recibe la información para modificar el contrato de acceso y que, en caso de incumplimiento imputable a distribuidora o comercializadora, esta debe compensar al autoconsumidor con un descuento en la factura.

Profundizando en el desarrollo del autoconsumo el Real Decreto-ley 18/2022, introdujo notables mejoras en la regulación. Así, se eximió de autorizaciones administrativas previa y de construcción a las instalaciones de potencia igual o inferior a 500kW y simplificó ciertos trámites aplicables a las comunidades energéticas. De igual forma, el Real Decreto-ley 20/2022 amplió a 2.000 metros la distancia permitida en autoconsumo a través de red para ciertos tipos de instalaciones. Finalmente, el Real Decreto-ley 18/2022 estableció la libertad de amortización

en el Impuesto sobre Sociedades para inversiones en autoconsumo que entrasen en funcionamiento en 2023 y con una cuantía máxima sujeta de 500.000 euros.

Es bien sabido que uno de los aspectos que ralentiza el desarrollo de las renovables está directamente relacionado con el atasco burocrático y la complicación administrativa. En este sentido, los Reales Decreto-ley 17/2022, 18/2022 y 20/2022, actuaron con medidas sobre estas problemáticas.

De forma conjunta, los aspectos más relevantes tratados en estos tres Reales Decretos fueron los siguientes: (i) no se considerará modificación sustancial, cambios en los proyectos de hasta el 10% de la potencia; (ii) se establece en 15 días el plazo para que la CNMC emita los informes preceptivos necesarios para obtener los expedientes de autorización; (iii) si el cambio de potencia de una instalación preexistente se incrementa hasta un 15%, no hará falta pedir una autorización administrativa previa; (iv) de forma excepcional, se podrán otorgar permisos de inyección excepcional a instalaciones conectadas a red de transporte en nudos reservados a concurso de acceso para incorporar una potencia activa superior a la que recojan los permisos de acceso otorgados; (v) se establece un procedimiento especial de afección ambiental que exime a muchos proyectos de tener que pasar el trámite;

(vi) se permite que las autorizaciones administrativas previa y de construcción se tramiten de forma paralela y los tiempos de respuesta de las administraciones se reducen, en algunos casos, hasta la mitad.

Finalmente, y como aspecto destacable para los productores renovables, el Real Decreto-ley 20/2022 amplió para todo 2023 la suspensión del IPVEE.

### **2023, el gran año de la fotovoltaica.**

Tras toda esta vorágine regulatoria, la estabilidad se alcanzó en 2023. Las medidas impulsadas por el gobierno y la relajación de los mercados mundiales redujeron el precio hasta los 87€/MWh. Además, muchos proyectos en curso desde años anteriores obtuvieron sus autorizaciones de explotación llevando la capacidad instalada anual a cifras récord de 5,7GW instalados. Esta cifra se eleva por encima de los 7,4GW si se tiene en cuenta el autoconsumo fotovoltaico puesto en marcha en dicho ejercicio.

Por otro lado, este incremento de la potencia instalada se vio impulsado por las distintas medidas aprobadas a lo largo del año. Aunque en términos absolutos las normas de calado fueron menores que las de 2022, es justo reconocer que las mismas tuvieron un marcado carácter favorecedor al simplificar sustancialmente ciertos trámites administrativos.

Inicialmente el Real Decreto 314/2023 instrumentó y desarrollo la normativa que habilita la posibilidad de crear redes de distribución cerradas para desarrollar proyectos conjuntos de autoconsumo en grandes superficies, tales como polígonos.

Por su parte, y como se comentó al inicio de este subapartado, el Real Decreto 445/2023, y los Reales Decreto-ley 5/2023 y 8/2023 centraron parte de su articulado en simplificar la burocracia existente asociadas a las autorizaciones administrativas y los criterios exigidos para someter los proyectos a evaluación ambiental simplificada frente a la ordinaria, que supone demoras considerables en el tiempo. Además, un número muy sustancial de proyectos estaban a punto de incumplir los hitos administrativos exigidos a través del Real Decreto-ley 23/2020 y, por tanto, eran susceptibles de ejecución de avales. Dado que la demora, en su mayor parte se debía al colapso de las administraciones públicas en lo referente a la obtención de las declaraciones positivas de impacto ambiental, y el volumen de avales en riesgo se elevaba por encima de los 2.000 millones de euros, el Real Decreto-Ley 8/2023 amplió los plazos máximos de cumplimiento de los siguientes hitos: (i) autorización administrativa de construcción hasta 49 meses y (ii) autorización administrativa de explotación hasta los 8 años.

Por otro lado, y de cara al ejercicio que empieza en 2026, el Real Decreto-ley 5/2023, se modifica el cálculo del Valor de Ajuste por desviaciones de precios de mercado (Vajdm) de aplicación en el año 2023, tomando el valor menor entre: el precio de mercado del año 2023 y el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año 2023. Esto afecta a los productores del RECORE que, hasta la fecha, veían como el ajuste de este año se cuantificaba sobre la base del mercado diario.

Finalmente, el Real Decreto-ley 8/2023 volvió a introducir paulatinamente el impuesto del 7% a la generación, el cual estuvo suspendido desde el 3er trimestre de 2021. Así, con el nuevo redactado en 2024 el tipo impositivo se incrementará progresivamente hasta alcanzar el 7% a partir del tercer trimestre.

Así, en su conjunto el 2023 fue un año de elevada intensidad regulatoria, encaminada no solo a contener los precios eléctricos, sino también a facilitar el desarrollo renovable en todas sus vertientes. Es justo, en este sentido, afirmar que las medidas han obtenido resultados parcialmente favorables. Así, en 2023 el precio del mercado eléctrico se vio contenido (aunque a finales de diciembre se situase por encima de los 100€/MWh).

A la fecha de este informe, y avanzado el año 2024, cabe destacar que la iniciativa regulatoria se ha

contenido sustancialmente. De hecho, aunque se está desarrollando un nuevo marco normativo que regule administrativa y económicamente el almacenamiento y se dé respuesta a la congestión de demanda, lo cierto es que hay pocas novedades regulatorias.

En este sentido, y en lo que respecta a instalaciones fotovoltaicas, la norma más relevante la constituye el Real Decreto 662/2024. Este regula las plantas fotovoltaicas flotantes, entendiéndolas como instalaciones de producción y determinando su régimen de concesión de autorizaciones administrativas, impactos ambientales, cánones a satisfacer, etc. Así, a través de esta necesaria normativa se abre la puerta al desarrollo de este subtipo tecnológico de instalaciones fotovoltaicas. ■



# PNIEC Y HOJAS DE RUTA NACIONALES

**E**n el año 2020, España publicó su primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para el periodo 2021-2030, recogiendo los compromisos de España en materia de clima y energía para el año 2030. En agosto de 2022, tras el incremento de los objetivos europeos en reducción de emisiones, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició el procedimiento de consulta pública previa del proyecto de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

En mayo de 2022 la Comisión Europea presentó el Plan “REPowerEU”, que tenía como objetivo principal la diversificación energética, el ahorro de energía y la aceleración del desarrollo de fuentes de energía limpia, con el fin de reducir la vulnerabilidad derivada de la dependencia energética exterior de la Unión Europea. En dicho documento, la Comisión proponía incrementar los objetivos actuales de energías renovables para el año 2030, al mismo tiempo que destacaba que el ahorro energético es la forma más rápida y económica de enfrentar la actual crisis energética. En este sentido, también se planteaba

aumentar el objetivo de eficiencia energética, lo cual se refleja en los objetivos mencionados anteriormente.

Estos elementos antes mencionados han sido en gran medida el contexto en el que se ha llevado a cabo el proceso de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El aumento de la ambición climática a nivel europeo, el panorama energético más reciente, los avances en la implementación de las medidas establecidas en el documento previo, así como los progresos logrados gracias al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, han sido algunos de los factores clave que han marcado este proceso.

En consecuencia, se elaboró dicha actualización del PNIEC 2023-2030, que incluía unos objetivos coherentes con la reducción de emisiones adoptada a nivel europeo, y que se concretarán en los siguientes resultados en 2030: (i) 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990; (ii) 48% de renovables sobre el uso final de la energía; (iii) 44% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final; (iv) 81% de energía renovable en la generación eléctrica; y (v) Reducción de la dependencia energética hasta un 51%.

El PNIEC responde, por tanto, a la obligación de acelerar la lucha contra el cambio climático y mejorar nuestro bienestar, de acuerdo con las agendas y calendarios que

ya han establecido la Comisión Europea, el Convenio de Cambio Climático (Acuerdo de París) y la ONU (Objetivos de Desarrollo Sostenible).

El PNIEC define los objetivos nacionales, con políticas y medidas para alcanzarlos, para cada una de las siguientes dimensiones de la Unión de la Energía: seguridad energética, mercado interior de la energía, eficiencia energética, descarbonización, investigación, innovación y competitividad.

Destacan, entre otras cuestiones, los siguientes objetivos, que están siendo revisados a raíz del establecimiento de los nuevos valores a nivel europeo:

### Objetivos PNIEC y objetivos europeos

	Resultados esperados por el PNIEC	Objetivos europeos vigentes	Nuevos objetivos europeos
Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990	32%	40%	55%
Presencia de energías renovables sobre el consumo total de energía bruta	48%	32%	40%-45%
Mejora de la eficiencia energética	44%	32,5%	39%
Interconexión de los Estados miembros	-	15%	No se modifica

Fuente: Elaboración propia a partir del PNIEC y acuerdos europeos.

Como se puede observar en la tabla anterior, los nuevos objetivos europeos proponían:

- Reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.

- Que las renovables supongan más del 40% sobre el consumo total de energía bruta.
- Mejorar la eficiencia energética en un 39%.
- Conseguir una interconexión del 15% de los Estados miembros.

### Principales objetivos del PNIEC

Las políticas y medidas presentes en esta actualización del PNIEC 2023-2030 representan un incremento en términos de ambición con respecto a la versión anterior en todos sus aspectos, debido al actual contexto europeo y las nuevas propuestas surgidas de los programas “Objetivo 55” y “REPowerEU”. El impacto del PRTR (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia), la necesidad de acelerar la transición energética y el progreso en la implementación de las medidas mencionadas previamente son algunos de los factores que han impulsado el aumento de estos objetivos y resultados. La ejecución de dichas acciones asegurará el pleno cumplimiento de los objetivos establecidos en el marco europeo.

El PNIEC es, por tanto, el marco estratégico que debe facilitar la transformación de la economía española, estableciendo una hoja de ruta para la próxima década, que fija, en su redacción vigente, un objetivo de penetración de renovables en el consumo total

de energía final del 48%; un objetivo de mejora de la eficiencia energética del 44%; y un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, del 32%.

Según el Plan, se proyecta que, para el año 2030, el sector eléctrico contará con una capacidad total instalada de 214 GW. De esta cantidad, 160 GW serán de fuentes renovables, y 22 GW se destinarán al almacenamiento de energía a corto, medio y largo plazo. La distribución de potencia entre las diferentes tecnologías es aproximada y dependerá de la evolución tecnológica, los costos, la disponibilidad y la capacidad de integración de cada una de ellas.

Como estimación inicial, se estima que 62 GW provendrán de la energía eólica (incluyendo 3 GW de eólica marina). Además, se proyectan 76 GW de energía solar fotovoltaica, incluyendo 19 GW dedicados al autoconsumo, que desempeñará un papel muy importante. Habrá una capacidad de 14,5 GW provenientes de la energía hidroeléctrica y 4,8 GW de energía solar termoeléctrica. Además, se espera que otras tecnologías de generación renovable también contribuyan al mix energético. En cuanto a las tecnologías no renovables, se prevé una capacidad de 26,6 GW para centrales de ciclo combinado de gas

y 3 GW para centrales nucleares, todas ellas siendo instalaciones ya existentes en la actualidad.

### Comparativa de objetivos y resultados entre el PNIEC 2020-2030 y PNIEC 2023-2030

	PNIEC 2020	PNIEC 2023	
<b>General</b>	Red. de emisiones de GEI respecto a 1990	23%	31%
	Red. de emisiones de GEI respecto a 2005 – Sectores ETS	-61%	-70%
	Reducción de emisiones de GEI respecto a 2005 – Sectores difusos	-39,1%	-43%
	Porcentaje de renovables en la generación eléctrica	74%	81%
	Número de vehículos eléctricos	5 Millones	5,5 Millones
	Número de viviendas rehabilitadas	1.200.000	1.377.000
	Potencia total y renovable del mixenergético	Total: 160 GW Ren.: 113 GW	Total: 214 GW Ren.: 160 GW
	Porcentaje renovables sobre energíafinal	42%	48%
	Eficiencia Energética. Reducción deconsumo de energía primaria	-39,5%	-42%
	Eficiencia Energética Reducción deconsumo de energía final	-41,7%	-44%
<b>Transporte</b>	Dependencia energética	61%	51%
	Reducción intensidad de emisiones de GEI transporte	-	-16,6%
	Porcentaje de renovables en el sectortransporte	15%	25%
	Porcentaje combinado de RFNBO45 +Bios avanzados y biogás del Anexo IX Parte A	2,1%	11%
<b>Industria</b>	Incremento anual de energías renovables en la industria	1,1%	5,1%
	Porcentaje de RFNBO sobre el hidrógeno en la industria	-	11%
<b>Edificación, calefacción refrigeración</b>	Energía final procedente renovables en edificios	25%	74%
	Aumento anual porcentaje renovables calefacción y refrigeración	-	73%
		0,83% (2021-2025) 1,19% (2026-2030)	1,27% (2021-2025) 2,07% (2026-2030)

Fuente: PNIEC

Para 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI, mientras que el 10% restante será absorbido por los sumideros en coherencia con la estrategia europea, además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable. Además, se prevé una reducción de la importación de combustibles fósiles en 90.700 millones de euros hasta 2030, que supondría una reducción de veintidós puntos porcentuales esta dependencia energética, pasando del 74% en 2019 al 51% previsto en 2030.

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se espera que la penetración de las energías renovables en el sector de generación eléctrica alcance un 74% en 2030, en comparación con el actual porcentaje aproximado de entre el 40% y el 46%.

En lo referente a la eficiencia energética en edificios, el PNIEC da prioridad a la rehabilitación energética de las viviendas, empezando por mejorar la envolvente térmica de los edificios. En el sector transporte, la idea es actuar sobre la movilidad urbana, con una mayor participación de los modos más eficientes, en detrimento del vehículo privado, fomentando el uso compartido, así como la bicicleta y la marcha a pie.

Es previsible la generalización en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes de zonas de limitación

al tráfico de los vehículos más contaminantes a partir del año 2023. Por lo que, se apuesta por la reducción del tráfico, el uso del transporte público y la movilidad sostenible. Se pretende así mejorar la calidad del aire, disminuyendo las partículas NOx y los gases efecto invernadero.

Para la consecución de todos estos objetivos, se estima una movilización de 294.000 millones de euros durante la década 2022-2030, que va a suponer un aumento del Producto Interior Bruto (PIB) a 34.700 millones de euros en 2030, lo que supone un aumento del PIB del 35% respecto al previsto en el PNIEC 2021-2030. Estas inversiones se reparten entre renovables (40%), ahorro y eficiencia energética (29%), redes (18%) y electrificación (12 %) y otras (1%). Asimismo, va a suponer un impacto sobre el empleo, pasando a 522.000 empleos en 2030, mientras que el PNIEC 2021-2023 preveía 348.000 nuevos empleos en 2030.

Finalmente, a raíz de las reducciones en contaminantes atmosféricos, los beneficios para la salud del Plan Nacional han sido estimados en una reducción de más de 5.800 muertes prematuras por causas asociadas a la contaminación atmosférica para 2030, pasando de 11.952 muertes prematuras en 2019 (según OMS/IHME) a 6.067 en 2030.

Mientras se elaboraba el presente anuario, concretamente el día 25 de septiembre de 2024, se ha publicado en el BOE el Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba definitivamente la nueva actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, confirmando los objetivos previstos, y por tanto, aumentando la ambición climática y la capacidad de España para captar las oportunidades de la transición ecológica, fijando definitivamente el objetivo de consumo final de energía renovable al 48%, el de eficiencia energética al 43%, y fijando un objetivo de reducción de emisiones en 2030 del 32% respecto a 1990, y del 55% respecto a 2005. Además, se ha confirmado, que para el año 2030, se espera tener instalados 62 GW de eólica, 76 GW de fotovoltaica, además de 1,4 GW de biomasa y 22,5 GW de almacenamiento, considerando también la aportación de la solar termoeléctrica.

### Hojas de ruta y planes estratégicos

En línea con el PNIEC, y con el objetivo de profundizar en medidas más concretas en los sectores identificados como clave a la hora de la consecución de los objetivos energéticos y ambientales, a lo largo de 2022 se aprobaron, entre otras, las siguientes estrategias y hojas de ruta:

- La Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable
- La Estrategia de Almacenamiento Energético.
- La Hoja de Ruta del Autoconsumo.
- La Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y Energías del Mar.
- La Hoja de Ruta del Biogás.
- La Hoja de ruta para la gestión sostenible de Materias Primas Minerales.

Respecto a la Estrategia de almacenamiento energético, el PNIEC identifica el almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico, de cara a dar apoyo al crecimiento esperado de la generación renovable. De este modo, las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas del PNIEC y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2050, se cuantifican en esta Estrategia en 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050, partiendo de los 8,3 GW disponibles actualmente. Esta previsión responde a un mix de almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional, dado por sistemas de bombeo hidráulico, baterías y otros sistemas de almacenamiento a gran escala, baterías detrás de contador y almacenamiento de energía térmica.

Una de las características de estos sistemas que permiten conservar la energía es su carácter multitecnológico, coexistiendo tecnologías en distintos grados de madurez, así como con distintos tiempos de respuesta. Esta diversidad provee de una amplia gama de servicios orientados a diversos usos finales (servicios de balance, de flexibilidad, etc.).

Potenciales usos finales de distintas tecnologías de almacenamiento



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021

De manera más concreta, el almacenamiento puede proporcionar servicios al sistema eléctrico

como la regulación de frecuencia, la disminución de la congestión de red o la reducción de vertidos en hibridación con plantas de producción, entre otros. Sin embargo, el desarrollo e implantación de estos sistemas se encuentra con una serie de retos en distintos ámbitos:

- Regulatorio y de mercado, al no disponer de mecanismos para su plena participación en el mercado, ni de señales de precio que incentiven esta.
- Económicos, debido a la falta de rentabilidad en las condiciones actuales de mercado.
- Relativos a la normalización y necesidad de estándares de interoperabilidad, derivados de la necesidad de empleo intensivo de tecnologías de la comunicación y de la interoperabilidad entre los distintos recursos distribuidos.
- Ciberseguridad. Altamente vinculada a la necesidad de comunicación reflejada en el punto anterior.

Integración sectorial, debido a la necesidad de integración de tecnologías, agentes y sectores.

Investigación y desarrollo de tecnologías, para el desarrollo y mejora de aquellas tecnologías menos maduras en un contexto de alta competitividad internacional.

- De comportamiento, falta de información o percepción del riesgo, en especial en los consumidores.
- Sociales y medioambientales, procedentes de la necesidad de capacitación de profesionales de los sectores industrial y energético, así como de la necesidad de minimizar el impacto asociado.

Materiales críticos y estratégicos, relativos al uso de materias escasas como el cobalto, el litio y el grafito.

En consecuencia, a los retos detectados, se elaboran las líneas de actuación para la mitigación de estos, definiéndose las siguientes medidas concretas:

## 1. *Marco regulatorio*

- 1.1. *Definición del almacenamiento en el marco legal nacional*
- 1.2. *Definición del papel de los titulares de instalaciones de almacenamiento y los servicios que podrán prestar los distintos agentes*
- 1.3. *Definición de los servicios de flexibilidad a nivel de la red de distribución*
- 1.4. *Modificación de los procedimientos de operación para incorporar la participación del almacenamiento*
- 1.5. *Simplificación de trámites y reducción de carga administrativa*
- 1.6. *Eliminación de la doble carga de las tarifas de red*
- 1.7. *Inclusión del almacenamiento en la planificación de la red de transporte de electricidad*

- 1.8. *Desarrollo de instalaciones híbridadas con almacenamiento*
- 1.9. *Creación de bancos de pruebas regulatorios para sistemas de almacenamiento*
2. *Participación en los mercados*
  - 2.1. *Participación del almacenamiento en los servicios complementarios y mercados del sistema eléctrico*
  - 2.2. *Evaluación del desarrollo de mecanismos de capacidad adecuados*
  - 2.3. *Participación en los servicios de balance*
  - 2.4. *Fomento precios dinámicos de electricidad y tarifas de red en función de su tiempo de uso*
  - 2.5. *Implementación de mercados locales*
  - 2.6. *Fomento de señales de inversión para los sistemas de almacenamiento*
3. *Modelo de negocio*
  - 3.1. *Promoción de la figura del agregador independiente*
  - 3.2. *Fortalecimiento y promoción de la industria nacional de almacenamiento para su uso en todas las aplicaciones posibles*
  - 3.3. *Fomento del autoabastecimiento nacional de las materias primas o componentes básicos*
  - 3.4. *Impulso del modelo de negocio de segunda vida de las baterías*
  - 3.5. *Impulso del desarrollo de estándares nacionales para los sistemas de almacenamiento*
  - 3.6. *Desarrollo de ciberseguridad en los sistemas de almacenamiento*
  - 3.7. *Garantía en la interoperabilidad de los recursos flexibles y el acceso a la información*

*3.8. Apoyo a la participación en foros internacionales de la industria nacional*

*3.9. Aprovechamiento del potencial del almacenamiento en la gestión inteligente de la energía*

*3.10. Habilitación del vehículo eléctrico como elemento de flexibilidad*

*3.11. Aprovechamiento de la «ola de renovación» para el almacenamiento en el sector de edificación*

*3.12. Incentivación del uso del almacenamiento en el autoconsumo*

#### *4. Integración sectorial*

*4.1. Fomento del hidrógeno renovable*

*4.2. Desarrollo del power to X*

*4.3. Aprovechamiento del liderazgo en almacenamiento térmico*

#### *5. La ciudadanía en el centro*

*5.1. Fomento de las comunidades de energías renovables*

*5.2. Adaptación de la formación y planes de estudio*

*5.3. Cualificación y certificación de los instaladores en el sector residencial*

*5.4. Difusión, mejora del conocimiento y sensibilización*

*5.5. Promoción de foros de participación sectoriales*

*5.6. Impulso del acceso al dato por parte de la ciudadanía*

*5.7. Promoción de proyectos de almacenamiento en zonas de transición justa*

*5.8. Impulso de iniciativas de I+D+i en zonas de transición justa a través de CIUDEN*

5.9. *Sinergias entre las infraestructuras energéticas de las zonas de transición justa y las líneas de actuación de la Estrategia*

## 6. *Las palancas del desarrollo tecnológico*

- 6.1. *Promoción de la creación de plataformas de laboratorios experimentales y de investigación que aprovechen sinergias*
- 6.2. *Mejora de la transferencia de tecnología*
- 6.3. *Iniciativas de cuádruple hélice*
- 6.4. *Aprovechamiento de las iniciativas europeas y nacionales que funcionen como palanca de impulso a proyectos innovadores*
- 6.5. *Promoción de la captación de fondos europeos para la innovación*
- 6.6. *Medidas de apoyo para el desarrollo de proyectos piloto*
- 6.7. *Intensificación de la I+D+i en almacenamiento a largo plazo*
- 6.8. *Fortalecimiento la investigación en tecnologías detrás del contador y su impacto en el sistema*
- 6.9. *Investigación avanzada de baterías*
- 6.10. *Promoción de la I+D+i en todas las tecnologías*
- 6.11. *Apoyo a la I+D+i de las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno renovable*

## 7. *Sostenibilidad*

- 7.1. *Trazabilidad de origen de los proveedores y de fin de vida de los residuos*
- 7.2. *Mejora de la gestión de residuos de baterías gastadas*
- 7.3. *Estrategia de Economía Circular*

7.4. *Promoción de modelos de negocio orientados a la valorización de los residuos procedentes de las tecnologías de almacenamiento energético*

7.5. *Materiales críticos*

## 8. *Necesidades en los sistemas insulares y aislados*

8.1. *Generación de mecanismos incentivadores para el despliegue del almacenamiento energético en sistemas insulares y aislados*

8.2. *I+D+i en zonas aisladas y de baja interconexión*

8.3. *Utilización del almacenamiento energético como fuente de desarrollo tecnológico e industrial*

## 9. *Gobernanza*

9.1. *Participación de entes regionales y locales*

9.2. *Seguimiento del desarrollo de la Estrategia de Almacenamiento Energético*

9.3. *Actualización de la Estrategia de Almacenamiento Energético*

9.4. *Sistema de monitorización y gestión de datos por parte de la Administración*

## 10. *Análisis prospectivo*

10.1. *Definición de las necesidades de almacenamiento energético*

10.2. *Evaluación del coste-beneficio del almacenamiento energético*

*Análisis del ciclo de vida: impacto medioambiental y social del almacenamiento energético*

A finales de 2021 se publica la Hoja de Ruta del Autoconsumo, identificado como una de las principales palancas para lograr los objetivos de potencia instalada renovable. Esto es debido a la mejor integración de las

infraestructuras, la reducción de pérdidas, el aprovechamiento del espacio urbano y la concienciación energética que generan esta tipología de instalaciones.

Los análisis de potencial realizados arrojan un objetivo de 9 GW de potencia instalada en autoconsumo para 2030 en un escenario base, pudiendo alcanzar los 14 GW en un escenario muy favorable de alta penetración. Puestos en contexto, estos valores formarían parte del objetivo de más de 122 GW de generación renovable fijados por el PNIEC para 2030 y tendrían una segmentación orientativa como la que se indica a continuación:

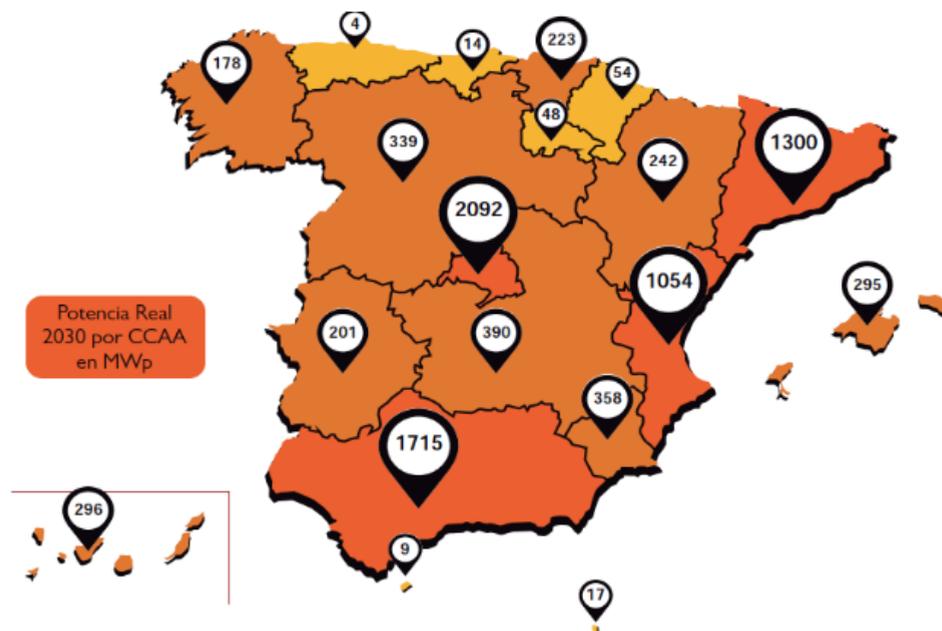
### Escenarios de penetración del autoconsumo a 2030

2030		
Tipo de consumidor	Escenario OBJETIVO (GW)	Escenario ALTA PENETRACIÓN (GW)
Comercial	5,77	7,65
Residencial plurifamiliar	1,985	3,84
Residencial unifamiliar	0,08	0,91
Industrial	1,14	1,60
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>8,83</b>	<b>14,01</b>

Fuente: Hoja de Ruta del Autoconsumo del MITECO

Asimismo, la distribución geográfica de dicho potencial se repartiría de manera desigual entre las distintas Comunidades Autónomas, siendo Madrid, An-

Galicia y Cataluña, respectivamente, las CCAA con mayor potencial de implantación:



Fuente: Hoja de Ruta del Autoconsumo del MITECO

Asimismo, en el marco de elaboración de la Hoja de Ruta, se detectan los siguientes retos a los que se enfrenta el sector del autoconsumo: (i) barreras económicas y administrativas; (ii) información y sensibilización; (iii); capacitación y cadena de valor, (iv) autoconsumo colectivo y participación ciudadana; (v) gestión del autoconsumo; (vi) desarrollo en ámbitos prioritarios de despliegue; (vii) almacenamiento y agregación; (viii) acceso a información energética; (ix) digitalización y seguridad y (x) reciclaje

Una vez identificadas dichas barreras, se concretan 37 medidas, cuya aplicación favorecerá el desarrollo del autoconsumo:

1. *Programas de ayudas al autoconsumo para la reactivación del sector*
2. *Mesa Nacional de Autoconsumo para la coordinación entre administraciones*
3. *Grupo de trabajo con Entidades Locales*
4. *Publicación de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo*
5. *Publicación de orientaciones técnicas*
6. *Difusión, mejora del conocimiento y sensibilización*
7. *Oficina de autoconsumo*
8. *Formación para mejorar las competencias técnicas en EE.RR. para autoconsumo*
9. *Inclusión de la perspectiva de género en la formación especializada*
10. *Adaptación de la formación y planes de estudio*
11. *Puesta en valor de la cadena de valor existente*
12. *Fortalecer la cadena de valor del autoconsumo*
13. *Actualización de la Ley de Propiedad Horizontal*
14. *Grupo de trabajo sobre autoconsumo en comunidades de propietarios*
15. *Mayor flexibilidad en la actualización de los autoconsumos colectivos*
16. *Gestor de autoconsumo colectivo*
17. *Autoconsumo a través de red en cualquier nivel de tensión*
18. *Reparto variable y dinámico de la energía en autoconsumos colectivos*

19. *Impulso a las comunidades energéticas*
20. *Actualización y adaptación de los protocolos y formatos*
21. *Mejora de las comunicaciones con compañías eléctricas*
22. *eléctricas*
23. *Adecuación de procedimientos de acceso y conexión*
24. *Transparencia de los costes de acceso y conexión*  
*Medidas correctivas ante incumplimientos*
25. *Actualización y adaptación de la normativa y reglamentos técnicos*
26. *Impulsar el autoconsumo en las zonas de transición justa*
27. *Autoconsumo colectivo de carácter social*
28. *I+D+i en zonas aisladas y de baja interconexión*
29. *Impulso al autoconsumo con almacenamiento*
30. *Promover la figura del agregador independiente*
31. *Impulsar el acceso del ciudadano a sus datos energéticos*
32. *La ciberseguridad en el autoconsumo*
33. *Mejorar la gestión de residuos y economía circular*
34. *Impulsar la incorporación de baterías de segunda vida en el autoconsumo*
35. *Promover modelos de negocio orientados a la valorización de los residuos procedentes del autoconsumo*
36. *Observatorio IDAE del Autoconsumo*
37. *Seguimiento del desarrollo y actualización de la Hoja de Ruta del Autoconsumo*

Estas Estrategias y Hojas de Ruta forman, junto a otros documentos como la Hoja de Ruta del Hidrógeno, la Hoja de Ruta del Biogás, la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar, la Estrategia de Transición Justa, la Estrategia Nacional de lucha contra la Pobreza Energética, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo y el propio PNIEC, el Marco Estratégico de Energía y Clima, que se presenta como una oportunidad para la modernización de la economía española, la creación de empleo, el posicionamiento de liderazgo de España en las energías y tecnologías renovables que dominarán la próxima década, el desarrollo del medio rural, la mejora de la salud de las personas y el medio ambiente, y la justicia social. ■



## NOVEDADES REGULATORIAS 2023

Como se indicaba en el capítulo 4.1 del informe, el año 2023 y lo que llevamos de 2024 se han caracterizado por la baja intensidad regulatoria, derivada de la intensidad normativa que aconteció con la pandemia del COVID y el conflicto de Ucrania. Este capítulo que tiene por objeto explicar de forma somera cuales han sido las principales novedades de afección al sector fotovoltaico, obviándose otras que, aun siendo relevantes para otras tecnologías y negocios del sector eléctrico, no incidan directamente sobre la fotovoltaica. Por otro lado, y de forma muy resumida, Las novedades expuestas se refieren, no solo a la ampliación para todo 2023 de las políticas de contención de precios del mercado eléctrico aprobadas entre 2021 y 2022, sino también de otras medidas vinculadas a la simplificación de tramites administrativos para la puesta en marcha de instalaciones renovables y la ampliación del plazos para cumplir con los hitos de tramitación de las instalaciones. Respecto de la regulación vinculada al autoconsumo, se ha estimado oportuno describirla en el apartado 4.8 de este informe.

### Real Decreto Ley 3/2023

A través de este Real Decreto se procedió a la ampliación, hasta el 31 de diciembre de 2023 del “mecanismo del tope

del gas” instrumentado en el Real Decreto-ley 10/2022. Este Real Decreto, que limitaba incrementos exponenciales en el precio del mercado eléctrico cuando el precio del gas se elevase sustancialmente por la coyuntura internacional, finalizaba su vigencia el 31 de diciembre de 2022. Sin embargo, como a dicha fecha, el precio del mercado era todavía muy elevado, y la medida aprobada hasta esta fecha estaba comenzando a funcionar, se estimó oportuno prorrogar un año entero su aplicación.

### Real Decreto 314/2023

Desarrolla el concepto de redes cerradas y regula su procedimiento de autorizaciones administrativas y los requisitos que deben cumplirse para su solicitud. Las redes cerradas son aquellas que distribuyen energía a consumidores en una zona industrial menor de 8 km<sup>2</sup>. Adicionalmente, la norma instrumenta quienes pueden ser los titulares de estas redes cerradas y su interacción con el gestor de la red de distribución.

### Real Decreto 445/2023

Modifica la Ley 21/2019 de evaluación ambiental en lo que respecta a los proyectos que deben ser sometidos a evaluación ambiental ordinaria o simplificada. En su conjunto relaja los criterios establecidos para determinar si un proyecto debe ser evaluado de forma simplificada,

permitiendo que un mayor número de proyectos puedan acogerse a este trámite.

Adicionalmente, el Real Decreto 665/2023 que modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico procede a relajar las cargas administrativas de multitud de pequeñas actuaciones que se realizan en los entornos fluviales, bien en la zona de policía y también en el dominio público hidráulico

### Real Decreto Ley 5/2023

- Modifica el Real Decreto-ley 23/2020, ampliando 6 meses el plazo máximo para que los nuevos proyectos renovables dispongan de la Autorización Administrativa de Construcción (AAC) y retrasa la caducidad de los permisos de acceso que se obtuvieron a partir de 2018.
- En lo que respecta a las instalaciones del sujetas al Régimen Retributivo Específico, las principales novedades son las siguientes:
  - Revisa el precio del mercado eléctrico utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos 2023-2025. En concreto actualiza los precios utilizados del mercado: 2023 (109,31 €/MWh); 2024 (108,66 €/MWh) y 2025 en adelante (89,37 €/MWh).
  - De cara al semiperiodo que empieza en el año 2026, se modifica el cálculo del Valor de Ajuste por desviaciones de precios de mercado (Vajdm) de

aplicación en el año 2023, tomando el valor menor entre: el precio de mercado del año 2023 y el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año 2023.

### Real Decreto Ley 8/2023

- Amplia los siguientes hitos administrativos del Real Decreto-ley 23/2020: (i) AAC hasta 49 meses y (ii) Autorización administrativa de explotación hasta los 8 años.
- Se amplía en 8 meses el plazo para expedir notificaciones operacionales (LON y FON).
- Establece el procedimiento de concursos de acceso para la demanda de energía.

Finalmente, 2023 se caracterizó por la aprobación de un número relevante de leyes y decretos autonómicos (en el ámbito de sus competencias) que tenían como objeto impulsar la transición energética en estas regiones. Así, y de forma somera, se aprobaron, entre otras las siguientes normas:

- Ley 6/2022 de cambio climático y transición energética de Canarias.
- Ley 6/2022 del cambio climático y transición energética en la Comunidad Valenciana.
- Decreto-ley 1/2023 de medidas urgentes para el impulso de la transición energética en Aragón. ■

## LA SITUACIÓN EN 2024. LAS HORAS A PRECIO CERO Y SU IMPACTO EN LOS PRODUCTORES

**A** lo largo de 2024 se ha observado como el mercado eléctrico en España está experimentando unos precios diarios e intradiarios extraordinariamente bajos llegando incluso a ser negativos, una situación sin precedentes en la historia del país.

Esta situación se debe principalmente a la alta producción renovable, que durante el año ha cubierto gran parte de la demanda eléctrica. Así, en lo que respecta a las horas centrales del día, las energías renovables han llegado a suministrar hasta el 100% de la electricidad, lo que ha llevado a que, durante estas horas, en un elevado número de horas, los precios se hayan situado en cero o por debajo de este. Cabe destacar que la anomalía de los precios negativos la producen ciertas centrales de generación, las cuales tienen unos costes variables de arranque y parada tan elevados que les resulta más económico evacuar su energía pagando dinero que cortar la instalación. Un ejemplo típico que se acoge a esta casuística lo representan las centrales nucleares.

Desde enero, los precios medios mensuales de la electricidad han reflejado esta tendencia a la baja. En

enero, el precio medio fue de, aproximadamente, 74MWh, pero desde entonces ha disminuido de forma recurrente y exponencial. Así, en abril el precio medio mensual se redujo hasta los 13,67€/MWh, siendo este el mes con los precios más bajos históricos desde que el mercado se estructura por su coste marginal. Este descenso se debe a una combinación de factores, incluyendo la mayor producción de energía renovable, a la que se hace referencia en párrafos anteriores, y una notable disminución en la demanda energética.

En cuanto a la tecnología fotovoltaica, el precio capturado en abril se situó en 2,71€/MWh, muy por debajo de los 8,59€/MWh del mes de marzo, que ya de por sí, fue anormalmente bajo. Esta situación es extremadamente delicada para los proyectos fotovoltaicos.

Los precios del entorno actual hacen que los proyectos que únicamente perciben sus ingresos del mercado, sin recibir primas adicionales (en su forma anglosajona, proyectos “merchand”), no sean viables económicamente. Como resultado y de seguir esta tendencia, muchos de estos proyectos no llegarán a ejecutarse, lo que pondrá en riesgo el cumplimiento de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Pero no solo estos proyectos están en riesgo, la situación también afecta gravemente a los proyectos del

Régimen Económico de Energías Renovables (RECORE), cuya rentabilidad depende, entre otros factores, de la percepción de unos ingresos que se estiman ex ante. Debido a que los ingresos reales son significativamente menores que los previstos, la rentabilidad de estos proyectos no se alcanza, poniendo en peligro su sostenibilidad financiera, máxime cuando, además, en su mayoría, se trata de pequeños proyectos de 100kW de potencia cuyos accionistas son familias y pequeños inversores.

Al respecto de los proyectos sujetos a RECORE, se adjunta este capítulo interno que tiene como objeto explicar cuál es el triple impacto de la situación actual de precios sobre los ingresos a percibir por parte de los productores.

Al inicio de cada periodo regulatorio el legislador, sobre unas expectativas de ingresos futuros por venta de energía en el mercado eléctrico, costes de explotación y horas de producción, estima cuales deben ser los complementos retributivos (retribución a la inversión y operación) que deriven en unos ingresos netos tales que, teniendo en cuenta el coste de inversión pendiente de amortizar, permitan obtener una rentabilidad razonable del 7,39% a las instalaciones tipo utilizadas como modelo para aglutinar a los más de 60.000 productores.

Obviamente, y sin entrar en el injusto detalle de los arbitrarios parámetros utilizados y la segregación empleada en las IT, la metodología está sujeta a expectativas que deben revisarse regularmente para, en su caso, establecer correcciones al modelo. Concretamente, y en este sentido, como el precio del mercado futuro se desconoce en el momento de inicio del periodo de cada periodo regulatorio, cada tres años se procede a su revisión contrastando el precio inicial previsto frente al final real.

Sin embargo, en una de las mayores perversiones del sistema, este análisis y ajuste se diseña sobre unas fórmulas de cálculo que tienen en cuenta unas bandas y, en función de donde el precio real frente a estas se aplica una formula diferente. En todo caso, bajo ninguna circunstancia se produce el ajuste 1 a 1. Dicho de otra forma, da igual cuanto difiera el precio real del mercado frente al precio estimado o las bandas de ajuste, nunca se ajustará ese €/KWh de diferencia frente al estimado.

Así, cuando el precio estimado es superior al real (como ha pasado históricamente en los distintos semiperiodos regulatorios, salvo en el periodo comprendido entre 2020 y 2022) esta situación genera un perjuicio para los productores renovables sujetos a RECORE:

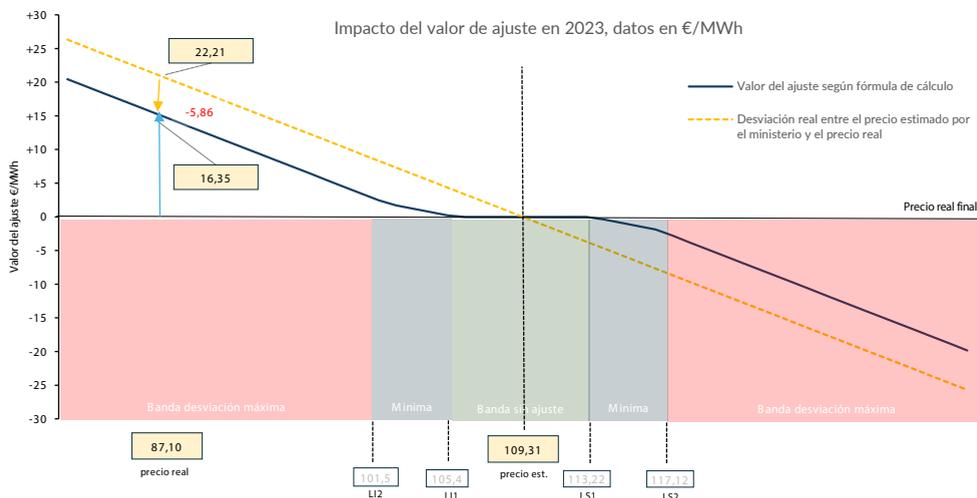
- Por un lado, durante los años que comprenden el semiperiodo regulatorio van a cobrar menos de lo

inicialmente previsto por el Ministerio, con lo que ello implica de cara a su sostenibilidad financiera y sus compromisos de pago a corto y medio plazo.

- Por otro lado, cuando se proceda a ajustar la retribución, no van a percibir el importe inicialmente previsto, sino menos (sobre todo porque como hemos indicado de forma continuada, las previsiones del Ministerio superan el precio real final) y nunca van a recuperar esta diferencia.

Apoyándonos en el gráfico adjunto, el cual está basado en las fórmulas de cálculo de revisión del precio del mercado y los datos reales de 2023, podemos explicar cuál ha sido el impacto real de los productores fotovoltaicos.

### Ajuste por valor de mercado del 2023 a aplicar en la revisión 2026-2028



Fuente: Elaboración propia

El Ministerio estimó, en la Orden de Parámetros retributivos para el periodo comprendido entre 2020 y 2023, que el precio del mercado diario para el ejercicio 2023 sería de 109,31€/MWh. Adicionalmente, en dicha orden estableció unas bandas de ajuste de ese año. Sin embargo, el precio final real fue de 87,1€/MWh.

Como el precio se situó por debajo de la banda inferior extrema (LI2, en el gráfico) el sistema únicamente reconocerá una infraretribución de 16,35€/MWh que se lo ajustará en los siguientes periodos regulatorios. Sin embargo, la pérdida real del productor frente a los cálculos iniciales es de 22,21€/MWh o, dicho de otra forma, el sistema no le reconoce al productor 5,86€/MWh. A modo de ejemplo, y cuantificar la pérdida, una instalación de 1MW de potencia que con una producción de 1.600MWh verá reducidos sus ingresos en 9.376 euros.

Adicionalmente, a esta doble pérdida para los productores se debe apuntar la derivada por aplicación del “efecto inflación”. Efectivamente, como se ha comentado, con posterioridad a la finalización del semiperiodo regulatorio, el Ministerio procede a cuantificar el desvío entre el precio inicial estimado para el mercado frente al real. Ahora bien, el importe resultante (que, como comentábamos anteriormente, no tiene en cuenta las diferencias reales) se recupera a lo largo de la vida útil restante. Es decir, no se recupera en el año siguiente.

A mayor abundamiento, tal y como está formulado el Régimen Retributivo Específico, este ajuste no se realiza a precios constantes (teniendo en cuenta la inflación) sino corrientes (sin actualizar). Por lo que el impacto a valor actual es mucho mayor y, consecuentemente, también lo es la pérdida que experimenta el productor.

Se ilustra la casuística anterior, a través de un ejemplo “extremadamente” simplificado.

Partimos de la diferencia de precios en 2023 (con un precio real final de 87,10€ y un reconocimiento de infravaloración de ingresos de 16,35€/MWh) y el ajuste que corresponde efectuar a una instalación fotovoltaica que finaliza su vida regulatoria en 2038.

En 2026 se calcula el RECORE para el semiperiodo regulatorio comprendido entre 2026 y 2028, ambos inclusive. Este cálculo tiene en cuenta que al productor se le deben reconocer los 16,35€/MWh que no percibió en su momento. Ahora bien, tal y como están definidas las fórmulas, que calculan la rentabilidad razonable durante toda la vida útil restante, esta devolución se lamina en el tiempo.

Es decir, los 16,35€/MWh se devolverán a lo largo del periodo comprendido entre 2026 y 2038. Imaginemos, nuevamente, de forma muy simplificada que se devuelve de forma lineal a razón de 1,26€/MWh/año. Es decir, todos los años devuelven 1,26€/MWh. Sin embargo, dentro de

13 años, el valor de 1,26€/MWh no será el mismo que a día de hoy. De hecho, será mucho menor porque los precios, históricamente se inflacionan con el tiempo. Por tanto, el productor en 2038 recuperará 1,26€/MWh, pero a precios corrientes, que, si se expresan en términos constantes, serían muy inferiores.

A fecha de cierre de esta edición, el Ministerio para la Transición Ecológica, ha sometido a información pública, el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, tratando de dar solución a esta problemática, y que prevé, con efectos desde el día 1 de enero de 2024, excluir del cómputo del número de horas equivalentes, únicamente “aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son negativos durante seis horas consecutivas o más”, eliminándose cualquier referencia a las horas con precio “cero”, horas que por lo tanto, con efectos desde el día 1 de enero de 2024, SI SERÁN CONSIDERADAS a efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento.

Esto podría suponer un alivio para 2024, donde se han dado muchas horas con precios negativos, que unidas a las horas a precios “cero”, formaban un conjunto de 6 o más horas consecutivas que no iban a ser computadas para el cálculo de horas equivalentes de funcionamiento, sin embargo, de aprobarse esta medida, estas horas

pasarán a computarse, ya que en muchas ocasiones no alcanzarán el conjunto de 6 horas consecutivas no computables.

Dicho proyecto de Real Decreto, propone, asimismo, otras modificaciones del Régimen Retributivo Específico, que aún pendientes de aprobación definitiva, se resumen a continuación:

- Se propone, asimismo con efectos desde el día 1 de enero de 2024, modificar el apartado 2º del artículo 21 del Real Decreto 413/2014, para que la energía que no haya podido ser vendida como consecuencia de restricciones técnicas ordenadas por el operador del sistema, sea tenida en cuenta para calcular el número de horas equivalentes de funcionamiento.

Dicha medida, solicitada expresamente por Anpier, viene a solucionar la problemática existente ante el incremento de los procedimientos de consigna de Red Eléctrica de España (REE), como operador del sistema, y, por tanto, ante el aumento de las paradas temporales de algunas plantas, por causas ajenas al buen funcionamiento de la instalación. Ahora bien, entendiendo que tras un procedimiento de consigna la electricidad que no haya podido ser vendida por restricciones técnicas del operador del sistema, por un lado, deberá ser tenida en cuenta para calcular el

número de horas equivalentes de funcionamiento, pero por otro, sucederá que no se hubo contabilizado por estar la planta parada, será necesario aclarar los mecanismos de estimación horaria de la energía producida por estas plantas, cuando se produzcan estas restricciones.

- Adicionalmente, el Proyecto de Real Decreto propone modificar el apartado 4 del artículo 21 del Real Decreto 413/2014, a efectos de limitar, también con efectos desde el día 1 de enero de 2024, la aplicación de las correcciones de los ingresos anuales solamente a la retribución a la inversión, excluyendo a la retribución a la operación.

Consecuentemente, se propone la modificación de la fórmula de cálculo de los ajustes por estar debajo de las horas mínimas de funcionamiento, que, en coherencia con lo anterior, reducirá proporcionalmente solamente los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión.

Esta medida, dirigida especialmente para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, no tiene impacto para las instalaciones que actualmente no tienen reconocida retribución a la operación.

- El Proyecto propone también modificaciones en el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, y que se refiere a los casos en que, por situarse

el precio medio anual del mercado fuera de los límites superiores e inferiores en torno al precio estimado del mercado fijados en los parámetros retributivos, se genere en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, denominado “valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado” y que se compensa a lo largo de la vida útil de la instalación.

Por un lado, se propone la limitación de dicho valor de ajuste a aplicar en el último año de vida útil regulatoria, a como máximo el Valor Neto del Activo de la instalación tipo en dicho año.

Por otro lado, se prevé la introducción de un nuevo artículo en el Real Decreto 413/2014, el 29 Bis, en virtud del cual, en los casos de que dicho valor de ajuste genere saldos acreedores por parte del productor hacia el sistema, dichos saldos podrán compensarse con los derechos de cobro de este productor, aunque sean de otras instalaciones de su titularidad u otras liquidaciones.

- El Proyecto de Real Decreto propone también la modificación de la Orden ITC/1522/2007, que regula las Garantías de Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables, suprimiendo el artículo 7, eliminando la obligación de separar contablemente los ingresos obtenidos por la venta de garantías de origen, y de destinar los ingresos obtenidos a nuevos

desarrollos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración que con el sistema de retribución vigente no resulten rentables, o bien a actividades generales de investigación y desarrollo (I+D) cuyo objetivo sea la mejora del medio ambiente global.

Asimismo, se propone la modificación del artículo 11.2 de dicha Orden, para eliminar la restricción a la exportación de las garantías de origen correspondientes a las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

- También propone el Proyecto normativo la modificación de la disposición adicional duodécima del Real Decreto 413/2014, estableciendo para las instalaciones de almacenamiento y las de demanda conectadas a la red de transporte obligaciones de adscripción al centro de control similares a las existentes para las instalaciones de generación.

- Finalmente, el Proyecto de Real Decreto propone la revisión del anexo XV del Real Decreto 413/2014 para modificar el orden de prioridad para la evacuación de la energía producida por las instalaciones de las distintas tecnologías, eliminando el concepto anteriormente vigente de generación no gestionable e incorporando de forma expresa el almacenamiento. ■

# ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

Demanda de energía eléctrica en España

Balance energético mensual nacional (GWh)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2.023
Hidráulica	3.859	2.463	2.044	1.534	1.392	1.920	1.309	981	933	1.446	3.454	3.974	25.309
Eólica	7.457	4.677	6.695	4.902	5.465	3.083	3.863	4.272	3.598	5.764	7.005	5.812	62.594
Solar fotovoltaica	1.744	2.152	3.097	3.785	3.875	3.870	4.574	4.470	3.368	2.629	2.011	1.866	37.440
Solar térmica	120	179	410	626	500	542	769	720	401	227	111	92	4.696
Hidroeléctrica	2	1	2	2	2	1	3	3	1	0	1	1	17
Otras renovables	292	357	308	273	338	322	320	340	285	263	240	255	3.593
Residuos renovables	68	72	72	58	45	81	84	77	74	77	64	75	846
Generación renovable	13.542	9.900	12.629	11.179	11.619	9.818	10.921	10.863	8.659	10.405	12.886	12.074	134.495
Turbina bombeo	543	261	540	612	483	289	318	417	352	486	451	445	5.195
Nuclear	5.087	4.598	5.102	4.567	3.742	4.009	5.123	5.008	4.547	3.742	3.761	4.990	54.276
Ciclo combinado	2.709	4.368	3.114	2.875	3.333	4.674	4.950	4.999	4.867	4.087	2.882	3.193	46.050
Carbón	295	407	423	249	239	301	333	415	401	373	221	212	3.868
Motores diésel	187	196	177	184	194	211	243	261	219	228	203	207	2.511
Turbina de gas	64	59	51	51	59	77	82	70	68	75	49	49	754
Turbina de vapor	118	118	104	89	85	85	101	105	106	120	91	96	1.218
Fuel + Gas	-	-	(0)	-	-	-	0	(0)	-	(0)	-	-	-
Cogeneración	1.210	1.720	1.744	1.575	1.695	1.730	1.476	1.289	1.442	1.246	997	1.185	17.311
Residuos no renovables	103	115	120	91	71	123	127	120	116	120	100	112	1.319
Generación no renovable	10.316	11.842	11.377	10.292	9.901	11.498	12.754	12.685	12.118	10.476	8.755	10.489	132.504
Consumos en bombeo	(949)	(399)	(896)	(928)	(728)	(398)	(479)	(629)	(536)	(743)	(806)	(692)	(8.184)

Fuente: Red Eléctrica de España, “Balance Eléctrico mensual nacional”

En 2023, la demanda de energía eléctrica en España disminuyó un 2,5% respecto al año anterior, manteniendo la tendencia decreciente ya experimentada en 2022. Para encontrar una demanda más baja que la actual, habría que remontarse hasta el año 2003.

En este sentido, cabe destacar que la potencia máxima instantánea peninsular (registrada el 24 de

enero entre las 20 y 21 horas) se situó en 39.101 MW, un 2,13 % superior al máximo registrado en julio del año anterior. Este dato se encuentra alejado del récord histórico de 45.450 MW que se obtuvo en diciembre del 2007. La demanda máxima horaria se alcanzó el 14 de julio, entre las 20 y 21 horas, con 38.615 MWh, valor superior en un 1,61% a la máxima horaria del 2022.

La demanda de energía eléctrica en Baleares finalizó 2022 en 6.001 GWh, por su parte las Islas Canarias finalizó el año con 8.753 GWh,

En relación con los intercambios internacionales de energía con Francia, Marruecos, Portugal y Andorra, desde el año 2022 España ha cambiado su dinámica de importador de energía de los anteriores años, pasando a ser exportador de energía de los países colindantes, con un saldo neto de 13.955 GWh.

#### SalDOS de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

Año	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2015	7.324	(2.266)	(264)	(4.927)	(133)
2016	7.802	5.086	(278)	(4.951)	7.658
2017	12.465	2.685	(233)	(5.748)	9.169
2018	12.047	2.655	(210)	(3.389)	11.102
2019	9.699	(3.399)	(208)	(773)	5.319
2020	5.229	(1.457)	(196)	(296)	3.280
2021	5.632	(4.691)	(225)	179	895
2022	(8.830)	(9.225)	(285)	(1.429)	(19.769)
2023	(1.630)	(10.230)	(240)	(1.855)	(13.955)

Nota Saldo positivo: importador Saldo negativo; exportador

Fuente: Red Eléctrica de España

Por último, respecto a Francia, vuelve a ser por segundo año consecutivo exportador en 1.630 GWh, frente a los 8830 GWh del pasado año.

### Generación de energía eléctrica en España

En cuanto al parque total de potencia instalada nacional, este se situó en 125.972 MW en 2023, un ascenso de un 5,6% respecto al mismo periodo en el año anterior. Siguiendo la tendencia reciente, el aumento de potencia se ha producido en el grupo de energías renovables, principalmente en la fotovoltaica que pasó de tener 20 GW a 25,8 GW.

### Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidráulica	17.050	17.054	17.064	17.099	17.098	17.094	17.094	17.097
Turbinación bombeo	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.030	10.030	10.030	9.683	5.733	3.764	3.464	3.464
Fuel + Gas	8	8	8	8	8	8	8	8
Motores diésel	811	811	811	769	769	769	769	769
Turbina de gas	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149	1.149
Turbina de vapor	483	483	483	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	26.636	26.636	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	11	11	11
Eólica	22.971	23.064	23.429	25.680	27.491	28.530	30.037	30.935
Solar fotovoltaica	4.687	4.689	4.768	8.750	11.669	15.286	19.946	25.775
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	890	886	891	1.042	1.091	1.093	1.093	1.097
Cogeneración	6.021	5.855	5.842	5.719	5.703	5.652	5.643	5.585
Residuos no renovables	440	444	444	438	428	441	426	425
Residuos renovables	153	157	157	157	157	1	170	170
<b>Total</b>	<b>104.547</b>	<b>104.030</b>	<b>104.092</b>	<b>109.990</b>	<b>110.794</b>	<b>113.283</b>	<b>119.295</b>	<b>125.972</b>

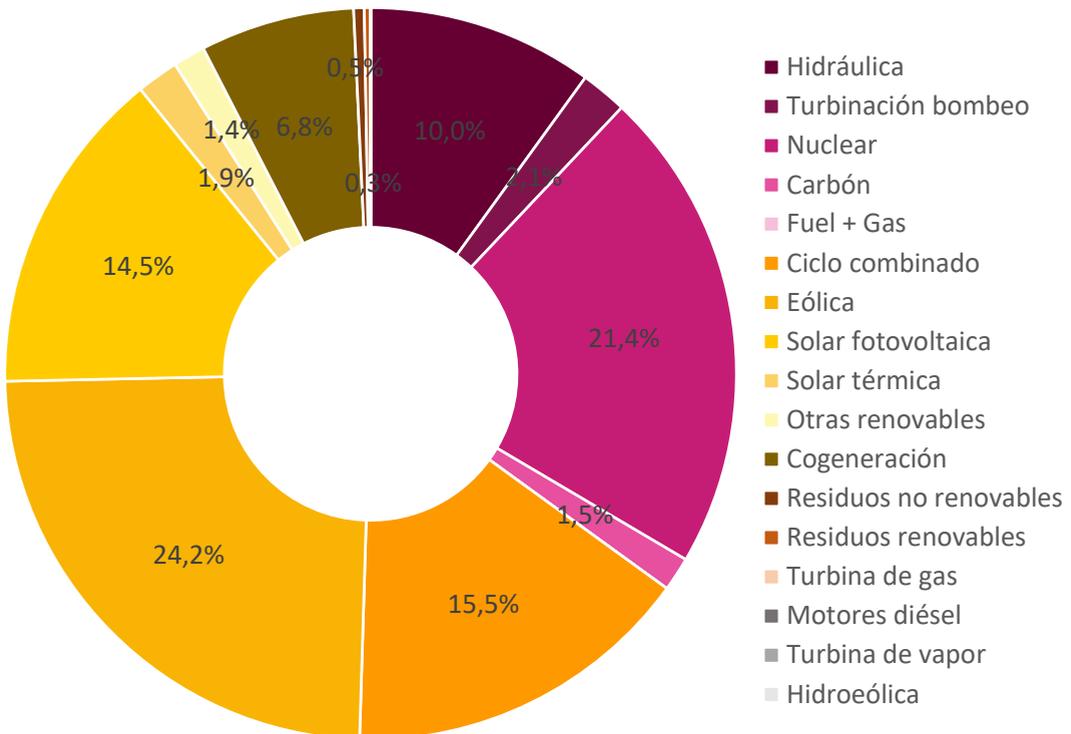
Fuente: Red Eléctrica de España

## Cobertura de la demanda

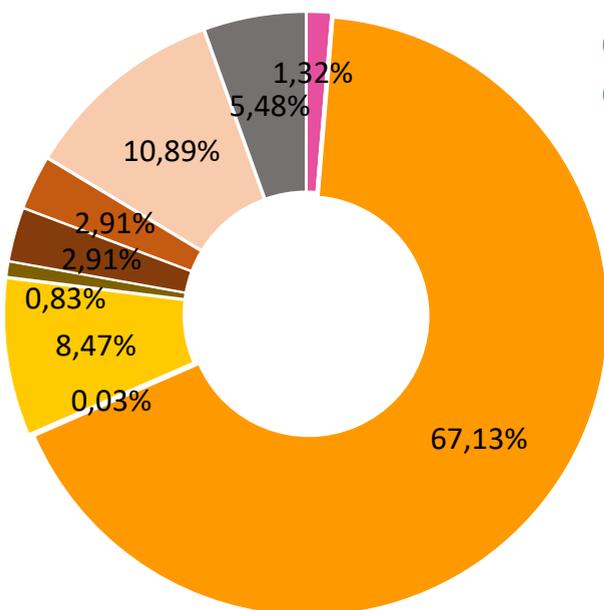
A nivel gráfico se puede observar cómo se está cubriendo la demanda en cada uno de los sistemas.

En 2023 se ha alcanzado el nivel más bajo registrado de emisiones de CO<sub>2</sub>, reduciendo en un 27,9% las emisiones del año anterior, alcanzando los 32 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente.

## Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2023



Fuente: Red Eléctrica de España

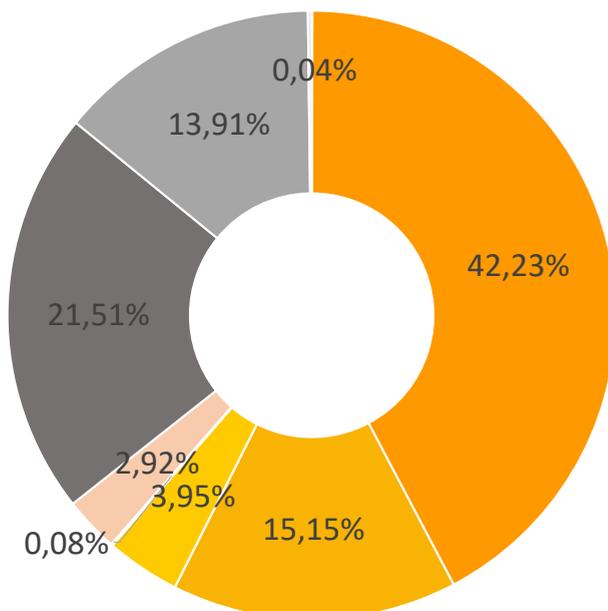


Cobertura de la demanda eléctrica Baleares. Año 2023

Fuente: Red Eléctrica de España

Cobertura de la demanda eléctrica Canarias. Año 2023

Fuente: Red Eléctrica de España



La distribución y el transporte de la energía

A pesar de que en España existen más de 300 distribuidoras, el mercado se concentra en cinco



## MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Mix de producción y su evolución nacional en los últimos años

En 2023 la estructura de generación sufrió bastantes cambios respecto a 2022. Lo más destacable ha sido el aumento de generación hidráulica, respecto a 2022, que fue el año del siglo XXI que menos porcentaje de agua ha habido en los embalses de España.

Por otro lado, y como se puede observar en la tabla adjunta, la energía nuclear, pese al plan de cierre de instalaciones, sigue consolidada como una de las tecnolo-

### Mix de generación eléctrica en España 2023 (TWh)

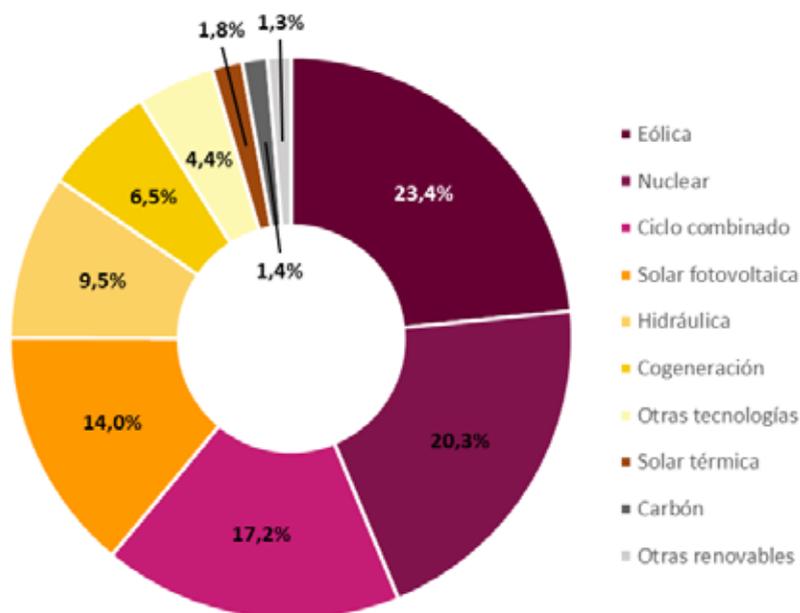
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidráulica	18	34	25	31	30	18	25
Turbinación bombeo	2	2	2	3	3	4	5
Nuclear	56	53	56	56	54	56	54
Carbón	45	37	13	5	5	8	4
Fuel + Gas	0	0	0	0	0	0	0
Motores diésel	3	3	3	2	3	3	3
Turbina de gas	1	1	1	0	0	1	1
Turbina de vapor	3	2	2	1	1	1	1
Ciclo combinado	37	30	55	44	44	68	46
Hidroeléctrica	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	48	50	54	55	60	61	63
Solar fotovoltaica	8	8	9	15	21	28	37
Solar térmica	5	4	5	5	5	4	5
Otras renovables	4	4	4	4	5	5	4
Cogeneración	28	29	30	27	26	18	17
Residuos no renovables	3	2	2	2	2	2	1
Residuos renovables	1	1	1	1	1	1	1
<b>Generación total</b>	<b>262</b>	<b>261</b>	<b>261</b>	<b>251</b>	<b>260</b>	<b>276</b>	<b>267</b>

Fuente: Red Eléctrica de España

gías principales de generación con una producción de 54 TWh tan solo detrás de la energía eólica (62,6 TWh), que junto con el ciclo combinado (68,1 TWh) representan el 60 % de la energía generada.

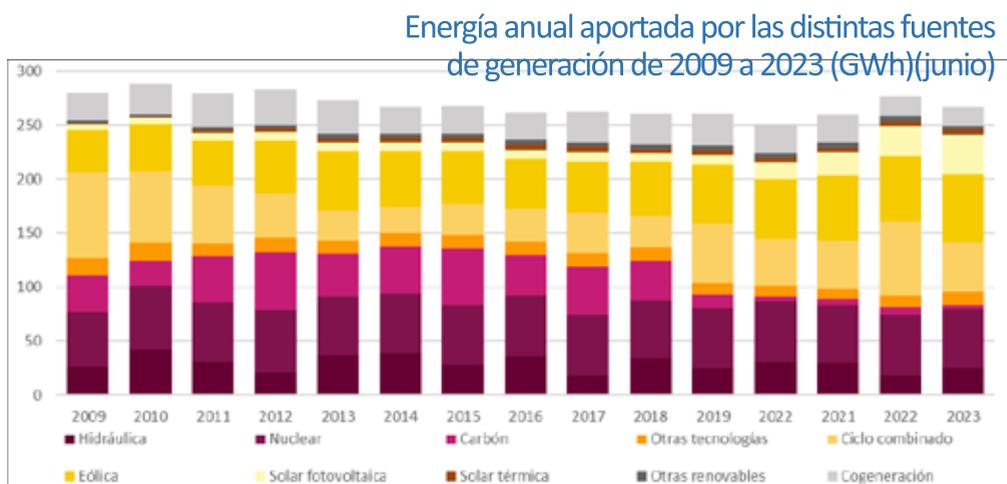
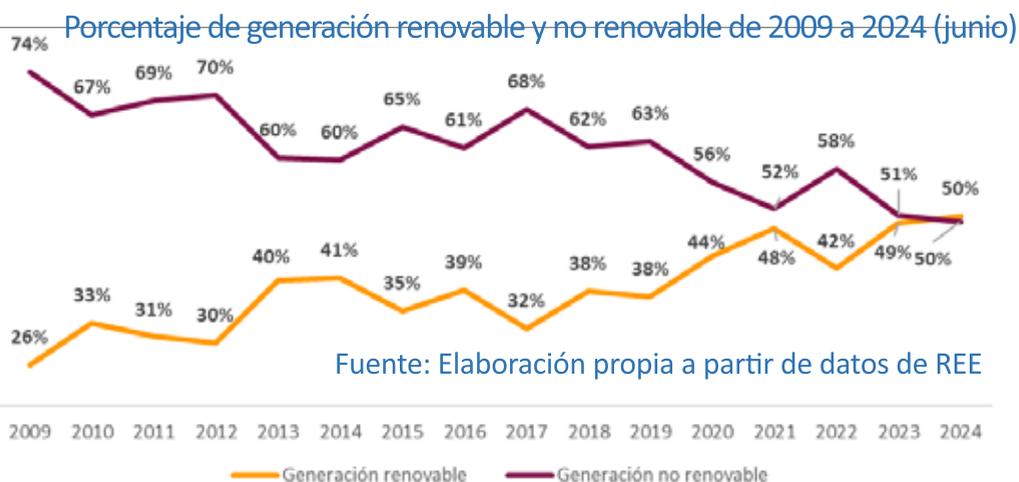
Finalmente, llama poderosamente la atención el aumento de la generación a través de la tecnología solar fotovoltaica, la cual ha experimentado un crecimiento en la producción del 34% respecto de 2022. Nuevamente se observa que, con la apuesta decidida del gobierno por las renovables, la participación de la fotovoltaica ha pasado de ser residual en 2016 a alcanzar ya más de un 4% del mix total de generación nacional.

### Mix de generación eléctrica en España 2023



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

La evolución de la estructura de generación en los últimos diez años ha estado marcada por la introducción y desarrollo de las nuevas energías renovables, sobresaliendo la solar fotovoltaica y la eólica. En el gráfico siguiente se puede observar una tendencia alcista de este tipo de energías que han pasado de representar el 26,4% de la generación en 2009, al 49% en 2023, estando en 2024 en caminos de superar el 50%.



Evolución del precio anual del mercado eléctrico en la última década.

En España, existen diferencias significativas entre el precio de la energía y el precio del mercado eléctrico español. Para comprender estas diferencias, es importante entender cada concepto por separado. El precio de la energía en España se refiere al costo que los consumidores pagan por la electricidad, que incluye los costos de generación, distribución, suministro, así como la retribución al operador del mercado, del sistema, los costes extrapeninsulares y otros costes no regulados.

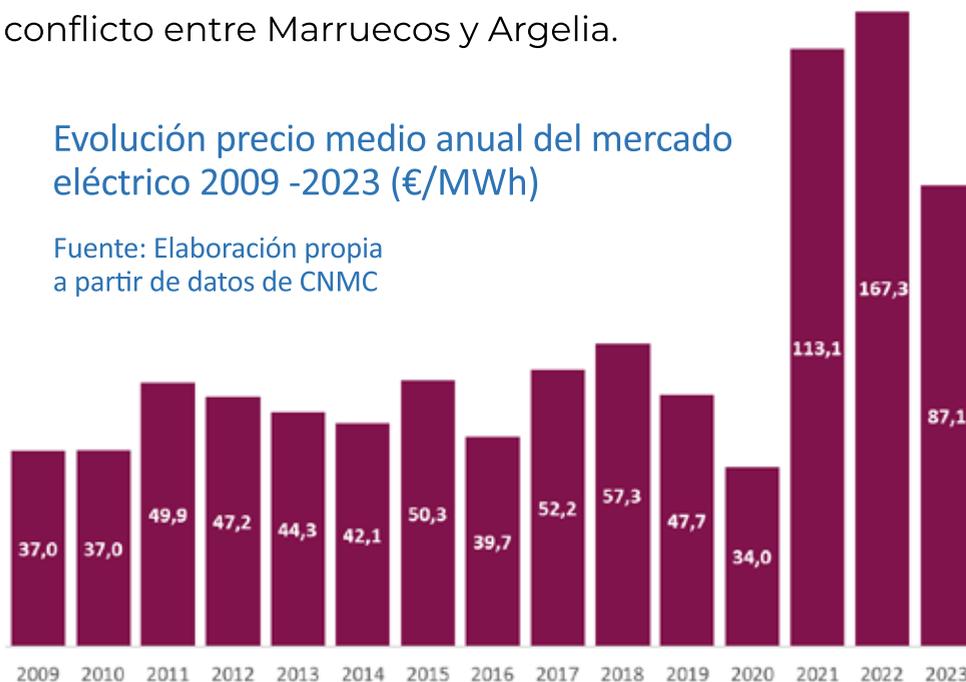
Por otro lado, el precio del mercado eléctrico español se basa en la oferta y la demanda en tiempo real y puede experimentar fluctuaciones considerables debido a diversos factores. Ambos precios pueden diferir debido a los costos adicionales asociados con la entrega de la electricidad y las fluctuaciones en el mercado eléctrico. En este sentido, en el actual apartado se analizará el precio del mercado eléctrico, mientras que el precio de la energía final se evaluará en el siguiente apartado.

En cuanto a la evolución del precio del mercado, como se observa en el gráfico adjunto, se observa como desde 2021 el precio medio se ha incrementado exponencialmente respecto de la media del periodo 2009-2020, que se situó por debajo de los 45€/MWh. Esto se

debió a diversos factores exógenos, destacando el cierre del gasoducto Magreb-Europa como consecuencia del conflicto entre Marruecos y Argelia.

### Evolución precio medio anual del mercado eléctrico 2009 -2023 (€/MWh)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNMC



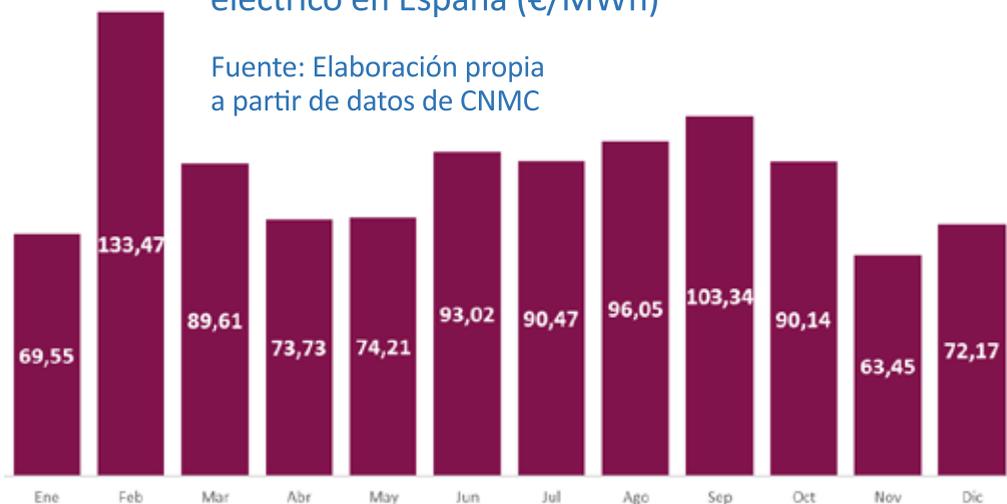
En 2022 el precio se mantuvo aún más elevado debido, principalmente, al encarecimiento de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural, tras el sabotaje de los gasoductos Nord Stream 1 y 2, que abastecían parcialmente la demanda europea.

En 2023, la aplicación de las políticas de “tope del gas” resultaron exitosas, derivando, sobre todo a partir del mes de febrero, en una considerable contracción de los precios del mercado (87€/MWh de media). Pero no fue este el único factor que contribuyó a la relación de

los precios, sino que las renovables fueron también las “grandes culpables”.

### Evolución mensual del precio del mercado eléctrico en España (€/MWh)

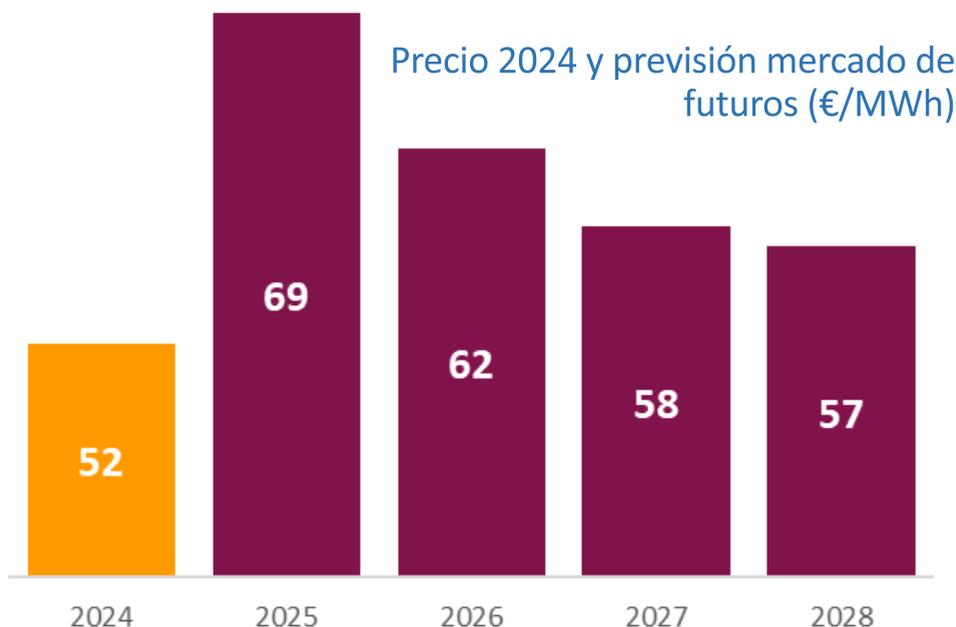
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNMC



Efectivamente, la masiva penetración de fotovoltaica (tanto en suelo como en autoconsumo, que sumó más de 2,6GW de potencia) y eólica, actuaron como parapeto del precio de combustible fósil, contribuyendo sustancialmente a su reducción. En este sentido, se debe tener presente que, como tecnologías “precio-aceptante” que entran a precio cero en el mercado, desplazan al resto de tecnologías en el precio de casación reduciendo el precio medio horario final.

Respecto del año entrante y previsiones para los próximos años, se observa cómo se sigue manteniendo la senda correctora iniciada en 2023. Así, hasta septiembre

de 2024 el precio se ha situado en una media de 52€/MWh y los mercados de futuros, aún siendo más elevados que la realidad de este año, se sitúan en entornos racionales. Obviamente, cuanto más alejado en el tiempo, menor es el precio del futuro, puesto que mayor es la incertidumbre asociada a su evolución real.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP a sep de 2023 y OMIE

### Precio final de la energía y la comercialización

Cabe destacar que el precio final de la energía no solo depende del precio negociado directamente en el mercado eléctrico, sino que a este se le deben añadir otros conceptos como son los servicios de ajuste y otros costes del sistema que, aunque son regulados, se adicionan al precio

final en lugar de incluirlos dentro de los cargos y peajes que se pagan en el recibo eléctrico (pagos por capacidad, interrumpibilidad, etc.). En la siguiente tabla se desglosan los componentes del precio medio de la energía.

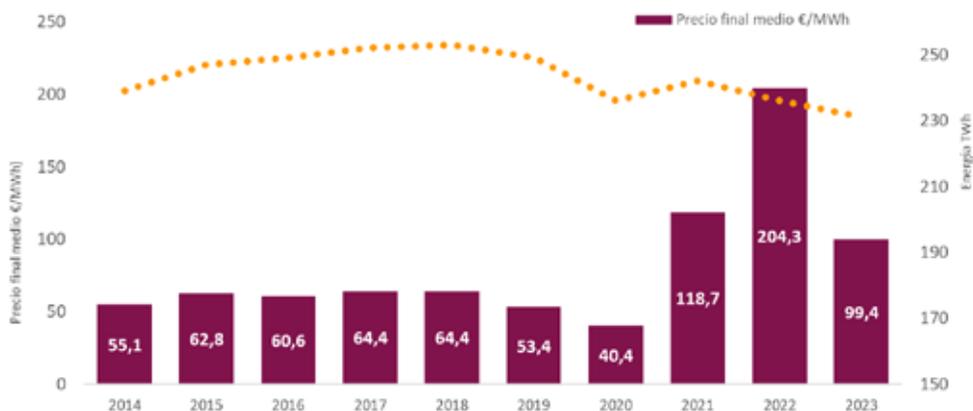
### Componentes del precio medio final anual en €/MWh y energía final de 2010 a 2023 (octubre)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Mercado diario</b>	38,5	51,0	40,9	46,2	43,5	51,7	40,6	53,4	58,1	48,6	35,2	113,1	170,0	88,9
<b>Mercado intradiario</b>	(0,0)	(0,1)	(0,0)	(0,1)	(0,0)	-	-	-	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,2)	(0,1)
<b>Pagos por capacidad</b>	3,6	6,1	6,1	6,0	5,9	5,0	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6	1,3	0,3	0,2
<b>Servicios de ajuste</b>	3,8	3,2	4,6	5,6	5,7	4,3	3,1	2,4	2,4	1,5	2,5	4,3	7,3	10,2
<b>Otras partidas</b>	(2,0)	-	8,0	-	-	1,9	1,9	2,1	1,2	0,7	0,0	-	26,9	0,2
<b>Precio total (€/MWh)</b>	43,8	60,2	59,6	57,8	55,1	62,8	48,4	60,6	64,4	53,4	40,4	118,7	204,3	99,4
<b>Energía (TWh)</b>	260	253	248	240	239	247	249	252	253	249	236	242	236	231

Fuente: Red Eléctrica de España

Finalmente, y de forma visual, la evolución de las ambas partidas es la siguiente: ■

### Evolución anual del precio de la energía y precio final medio 2014 Vs 2023



Fuente: Red Eléctrica de España

## INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE GENERACIÓN E INYECCIÓN DE ENERGÍA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

**E**l presente apartado, tiene como objeto mostrar en mapas la distribución de la potencia fotovoltaica instalada para venta a red y su generación en cada comunidad autónoma, destacando que los datos aportados no incluyen autoconsumo sin excedentes o con compensación. Por otro lado, conviene apuntar que, en su conjunto, más del 87 % de la nueva potencia de generación eléctrica (5.594 MW) tiene su origen en la fotovoltaica.

Como punto de partida de este análisis cabe destacar que la singularidad de nuestro país en lo que a la radiación e insolación se refiere, es la que determina en mayor o menor medida la apuesta territorial por la tecnología fotovoltaica. Así, como el recurso solar se concentra sobre todo en el sur del país, prácticamente el 80 % de toda la potencia instalada se ubica entre Castilla La Mancha, Extremadura, Andalucía, Comunidad Valenciana y la Región de Murcia.

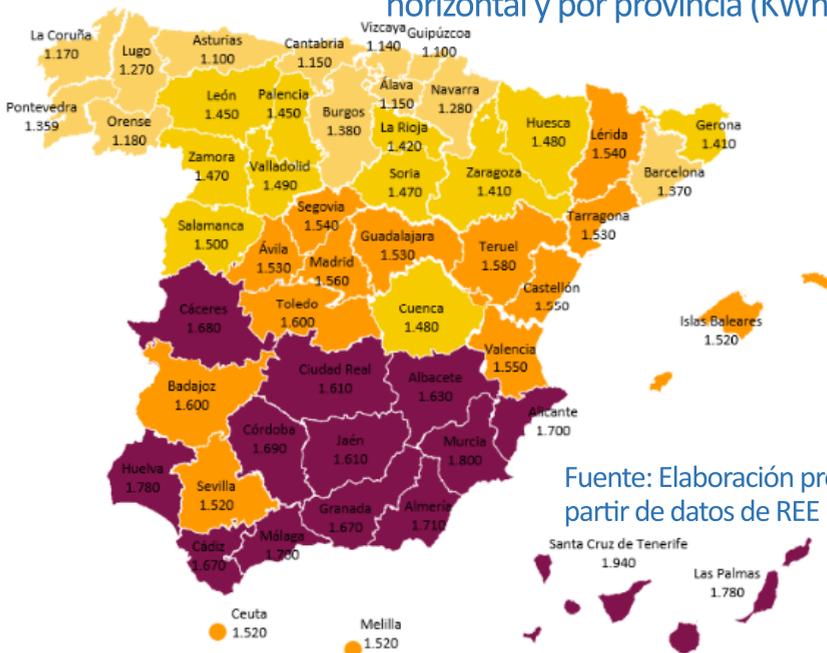
## Horas de sol anuales por provincia

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE



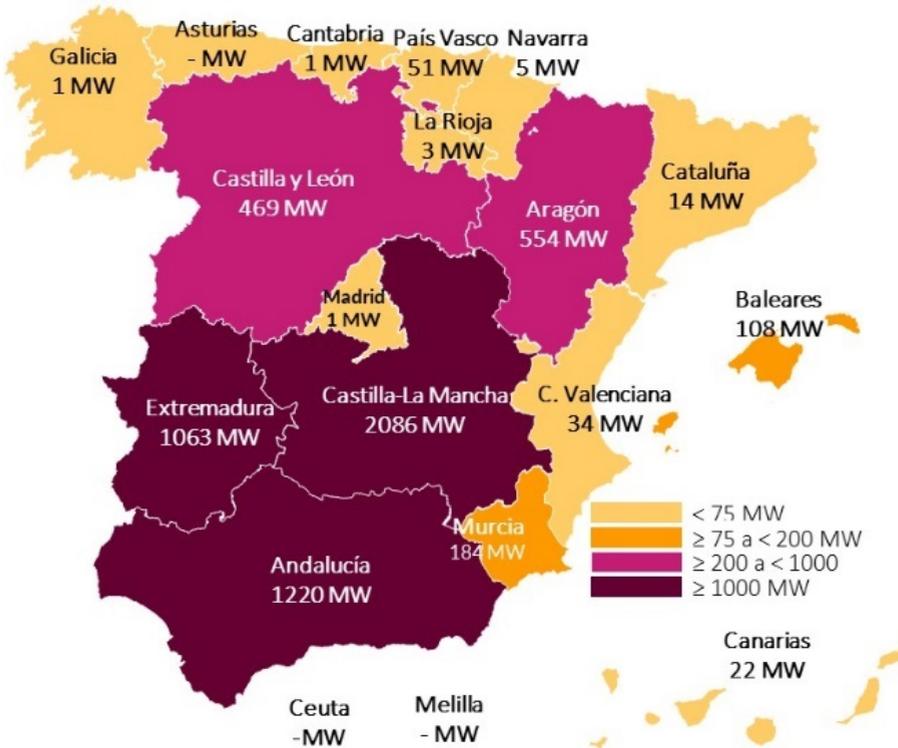
## Irradiación solar media anual por unidad de superficie horizontal y por provincia (KWh/m2)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE



Así, y en lo que respecta a los datos anuales, en lo que respecta a la potencia instalada, tras tres años, Castilla la Mancha ha superado a Extremadura con 2.086 MW de potencia instalada en 2023, seguida de Andalucía y Extremadura, con un total entre ellas de 4.369 MW, el 76 % de la potencia instalada. En los siguientes gráficos se puede observar la potencia anual instalada por Comunidades Autónomas y la agregada a nivel territorial:

Potencia fotovoltaica instalada en 2023 para venta a red (MW)



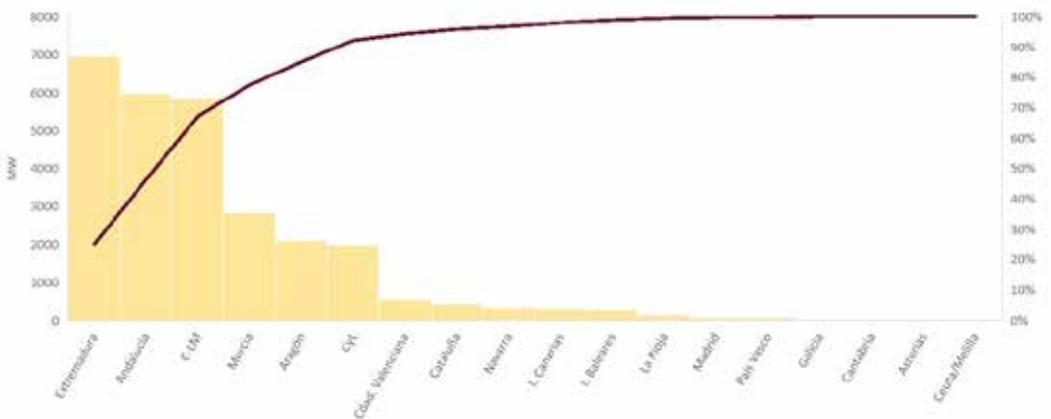
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Potencia fotovoltaica acumulada en 2023 para venta a red (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Participación de las CCAA en el mix de generación fotovoltaico nacional en 2023 (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

La evolución histórica de la potencia instalada comenzó a desarrollarse de forma exponencial en el año 2008 gracias, principalmente al Real Decreto 661/2007. El desarrollo prosiguió, en menor medida con el Real Decreto 1578/2008 (el marco sucesor) y no fue hasta la aprobación del Real Decreto-ley 1/2012, cuando el crecimiento de la tecnología se estancó totalmente debido a la moratoria renovable publicada en dicho texto.

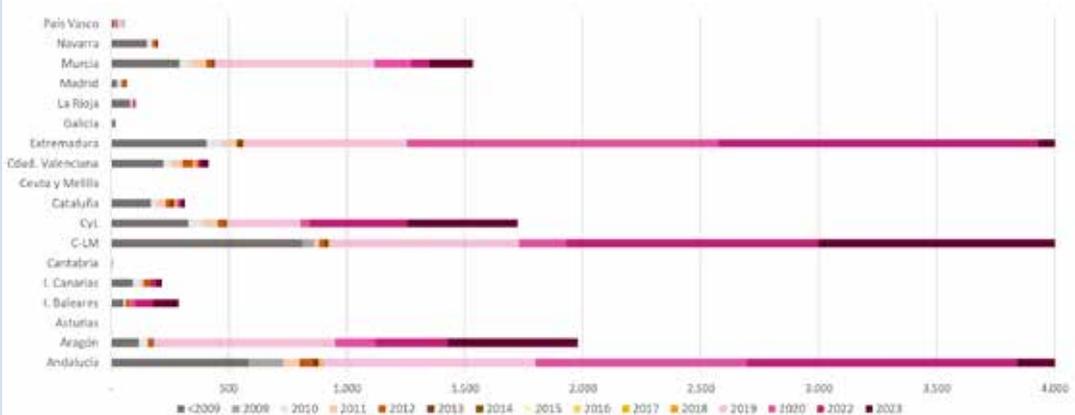
Así, entre 2013 a 2016 apenas se registraron cambios en la estructura fotovoltaica del país, con la instalación de escasos 213 MW que aún quedaban pendientes de legalizar al abrigo del Real Decreto 1578/2008. Esta situación cambió a partir del año 2017, cuando se aprobaron dos subastas para instalar 4 GW de energía solar hasta 2019. En 2018, se pusieron en marcha en España 187 MW, principalmente de autoconsumo con venta a red. De hecho, el gran año de resurgimiento de la energía fotovoltaica se produjo en 2019 cuando se instalaron los 4 GW de las subastas de 2017 y otros tantos sin régimen de primas alentados por las reducciones en los costes de ejecución.

2020, sin duda alguna, estuvo caracterizado por la pandemia mundial. Si bien esta no paralizó la instalación de nuevas plantas, sí que se observó una ralentización

en su ritmo de ejecución, que no se recuperó hasta entrado el mes de septiembre de dicho año. A nivel interanual esto supuso una menor potencia instalada respecto de 2019. En todo caso, este año no dejó de ser excepcional si se compara con el periodo de 2010-2015.

Por su parte, el trienio 2021-2023 se ha caracterizado por años de intensa actividad regulatoria que, entre otros aspectos, ha tratado de simplificar y agilizar la intensa burocracia asociada a las instalaciones eléctricas. Ello, acompañado de las oscilaciones al alza en los precios del mercado eléctrico, los bajos tipos de interés durante este periodo, y la apuesta decidida de Europa por la descarbonización, han supuesto que entre 2020 y 2023 la potencia acumulada fotovoltaica prácticamente se haya triplicado.

### Potencia fotovoltaica anual instalada por CCAA (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASIF y Red Eléctrica de España

## Evolución de la potencia instalada anual por CCAA (MW)

CC.AA	Potencia instalada anual (MW)															
	<2009	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Andalucía	584	145	(15)	73	55	24	1	2	4	7	4	902	897	336	1.147	1.220
Aragón	118	(9)	38	(5)	22	3	-	-	0	1	0	769	168	438	306	554
Asturias	1	(0)	0	0	-	-	-	-	(0)	0	-	(0)	0	0	0	0
I. Baleares	51	1	6	5	15	-	-	-	(0)	2	1	0	22	46	76	108
I. Canarias	93	2	27	16	23	3	1	1	0	1	(0)	0	-	17	28	22
Cantabria	2	(0)	0	0	-	-	-	-	0	0	-	-	(0)	2	0	1
C-LM	809	51	(3)	22	25	15	-	4	(0)	2	0	800	201	1.053	1.069	2.086
CL	328	0	58	65	32	6	3	1	0	1	1	307	40	182	412	469
Cataluña	170	(8)	23	40	19	16	1	3	1	1	3	5	5	4	13	14
Ceuta y Melilla	-	0	-	(0)	-	-	-	-	0	0	-	-	-	0	(0)	0
Cdad. Valenciana	224	(2)	35	45	41	3	-	3	0	(1)	13	3	-	41	13	34
Extremadura	406	(8)	66	61	8	21	-	2	5	3	0	683	1.321	1.424	1.355	1.063
Galicia	9	(0)	1	2	3	1	-	-	0	0	0	1	(0)	(0)	(0)	1
La Rioja	78	0	1	4	1	-	-	1	(0)	(0)	0	11	2	(0)	0	3
Madrid	24	1	10	12	17	1	1	1	(0)	(3)	0	(1)	(0)	0	(1)	1
Murcia	289	2	44	69	24	11	-	-	0	(2)	4	672	157	36	77	184
Navarra	152	(29)	17	9	13	-	-	-	0	(0)	1	0	1	1	2	5
País Vasco	16	1	2	4	3	1	-	-	(0)	1	0	24	(1)	1	0	2
<b>Total</b>	<b>3.354</b>	<b>147</b>	<b>311</b>	<b>420</b>	<b>301</b>	<b>105</b>	<b>7</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>28</b>	<b>4.178</b>	<b>2.812</b>	<b>3.581</b>	<b>4.498</b>	<b>5.767</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASIF y Red Eléctrica de España

Respecto de la generación, los principales productores son aquellos con mayor potencia instalada. En el ámbito peninsular, las comunidades que más destacan son 3: Extremadura, Castilla-La Mancha y Andalucía, las cuales, y de forma agregada, representan el 70 % del total de energía fotovoltaica generada para venta a red en España.

## Producción fotovoltaica por CC.AA. en 2023 (GWh)



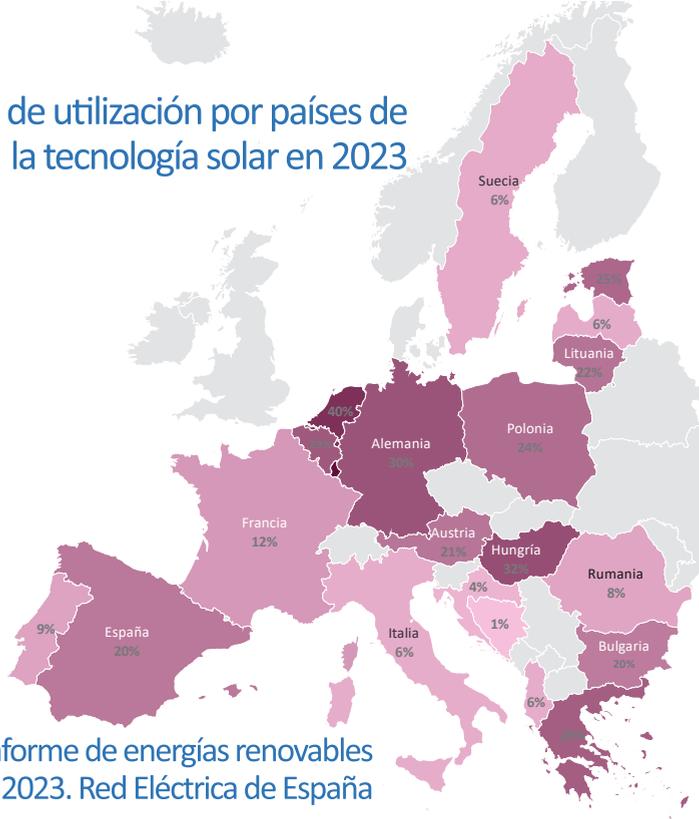
Fuente: Informe sobre el sistema eléctrico 2023. Red Eléctrica de España

A nivel intracomunitario, la importancia de la tecnología fotovoltaica en nuestro país se puede contrastar fácilmente con el resto de países de nuestro acervo. Dicha comparación se puede realizar desde una doble perspectiva: (i) Evaluando la potencia solar respecto del total instalado en el país y (ii) comparando la generación solar sobre la generación total.

En relación con la potencia solar respecto del mix total de generación, Luxemburgo es claramente el país líder con más porcentaje de solar instalada, con una penetración del 49,7 %. España con un 20 % se sitúa en undécimo lugar, eso sí por encima del 18,7 % de media de los países analizados. Ahora bien, si únicamente evaluamos la potencia en valor absoluto, se puede observar que, tras Alemania, España es actualmente el segundo país más fotovoltaico de Europa.

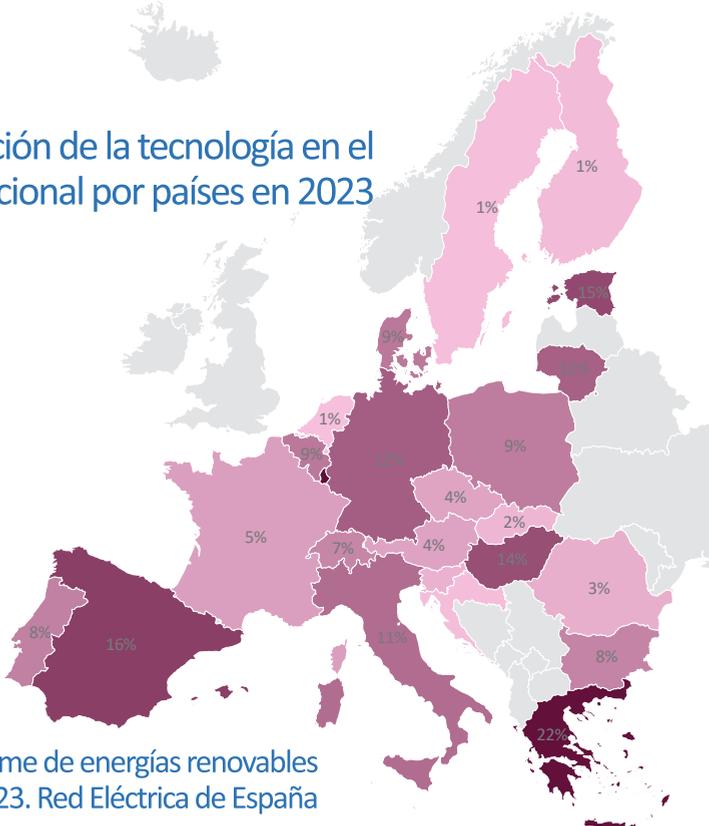
En cuanto a la contribución de esta fuente respecto al total de la generación nuevamente, el primer puesto corresponde a Luxemburgo con el 22,1 % de su producción total procedente del sol, situándose nuestro país, en tercera posición (16 %) y detrás de Grecia (21,8 %). En valores absolutos de producción, España es, tras Alemania, el segundo productor europeo de energía fotovoltaica, por delante del resto de países mediterráneos. Finalmente, y entre los países con menor generación fotovoltaica destacan Croacia, Suecia y Países bajos, con una contribución de la tecnología fotovoltaica en el mix energético por debajo del 1 %.. ■

## Porcentaje de utilización por países de la tecnología solar en 2023



Fuente: Informe de energías renovables 2023. Red Eléctrica de España

## Contribución de la tecnología en el total nacional por países en 2023



Fuente: Informe de energías renovables 2023. Red Eléctrica de España

# AUTOCONSUMO

## Marco normativo

En la actualidad, el autoconsumo fotovoltaico en su práctica totalidad, ha dejado de ser una subtecnología marginal dentro del mix energético nacional, para representar más del 5,2% de la potencia total instalada en nuestro país (126GW de venta a red más 7GW de autoconsumo), superando, en términos de potencia total instalada, a otras tecnologías de generación, tales como la termosolar (con 2,3GW), las centrales de carbón (3,5GW) o las cogeneraciones (5,6GW). De hecho, a cierre del 2023, la potencia instalada se situaba, prácticamente, en los mismos niveles que la tecnología nuclear (7,1GW).

Mas allá de las favorables circunstancias del mercado que han derivado en un crecimiento exponencial de la potencia en los últimos años (incrementos de precios del mercado, fondos “Next Generation”, tipos de interés reducidos, y disminución de los costes de instalación), el desarrollo del autoconsumo se cimenta sobre las bases de una normativa propicia y clara que permite la competencia entre los distintos actores y que define el rol de cada uno de estos dentro del mercado. Así, el desarrollo del autoconsumo ha sido posible gracias al entorno normativo existente. En

este sentido, y de forma resumida, las principales normas aprobadas hasta el 2023 han sido las siguientes:

- Real Decreto 1955/2000 y Real Decreto 1699/2011: Estas normas de referencia, establecen los requisitos técnicos que la instalación debe cumplir dependiendo de si la potencia contratada es superior o inferior a 100 kW. En el caso concreto del RD 1699/2011 se establece la obligación de regular el suministro de energía producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. Donde se recoge la definición de autoconsumo en el artículo 9 como consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea de energía eléctrica asociada a un consumidor y distingue varias modalidades de autoconsumo.
- Real Decreto 900/2015. Aunque está actualmente derogado, es el primer Real Decreto específico de Autoconsumo y conocido por el denominado “impuesto al sol” que grababa con cargos a las instalaciones. En todo caso, esta norma también introdujo definiciones en lo referente a la potencia contratada e instalada, los titulares de las instalaciones y del consumo y

determinó el primer régimen económico propio para los autoconsumos.

- Real Decreto-ley 15/2018. Aprobado a finales de 2018, no solo derogó el RD 900/2015, sino que además sentó las bases del autoconsumo actual, modificando la ley 24/2013 e introduciendo, la normativa básica que aún rige a estas instalaciones: (i) posibilidad de hacer autoconsumo compartidos; (ii) simplificación técnica y administrativa; (iii) régimen económico de los vertidos, que incluye la compensación de excedentes, y (iv) establecimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, como normativa de referencia para la realización de instalaciones sin vertido a red de hasta 100 kWn.
- Real Decreto 244/2019. Desarrolla lo establecido en el RDL15/2018, representando en la actualidad el marco normativo vigente para las instalaciones y sobre el que se realizan la mayor parte de las modificaciones que han tenido lugar durante los últimos años. Esta norma, no solo da cumplimiento al mandato del RDL15/2018, sino que además instrumenta regulatoriamente todo el procedimiento técnico y administrativo que deben cumplir las instalaciones de autoconsumo, todo ello sin perjuicio de otras normas específicas (como el RD1955/2000, RD1699/2011 o el RD1183/2020).

- Real Decreto 1183/2020, que regula los permisos de acceso y conexión y que ha sido descrito en detalle en el apartado “2020. El inicio de cambios regulatorios” del capítulo 4.1 de este informe.
- Real Decreto-ley 19/2021 que modificó la ley de propiedad horizontal (Ley 49/1960) en lo que respecta a la toma de acuerdos, facilitando la adopción de pactos relativos al autoconsumo en comunidades de propietarios. En concreto, se modifica el quorum necesario para poder ejecutar las instalaciones de forma que, solo se requerirá el voto favorable de la mayoría de los propietarios, que, a su vez, representen la mayoría de las cuotas de participación (antes 3/5 partes).
- Real Decreto-ley 23/2020 que, como se indica en el apartado “2023, el gran año de la fotovoltaica” del capítulo 4.1, establece los hitos administrativos que deben cumplir las instalaciones para no perder los permisos de acceso y conexión. En todo caso, es una norma que, aunque aplica a todas las instalaciones renovables, está realmente dirigida a las instalaciones de venta a red.
- Real Decreto-ley 29/2021 que, entre otros aspectos eliminaba el aval para instalaciones de autoconsumo de potencia igual o inferior a 100kWn

y permitía el autoconsumo a través de red en líneas de alta tensión.

- Orden TED 1247/2021 que modifica los acuerdos de reparto en los consumidores colectivos. Hasta su publicación, los autoconsumidores que formasen parte de un colectivo debían repartir su energía porcentajes anuales globales. Es decir, sin discriminar horas. Tras la publicación de esta orden se permite repartir la energía neta generada entre los consumidores mediante unos coeficientes que pueden ser distintos para cada hora del año.
- Real Decreto-ley 6/2022. Este Real Decreto Ley estableció que, en aquellos nudos de transporte en los que se resolviese la celebración de un concurso de capacidad, el 10% debía liberarse para instalaciones de autoconsumo.
- Real Decreto-ley 14/2022 que, principalmente protegía a los autoconsumidores de las compañías distribuidoras. Para ello, se instrumentaron medidas tales como reducir a 4 meses el plazo en el que las instalaciones pueden cambiar de tipología de autoconsumo (compensación, venta o sin vertido) o establecer un plazo máximo de 2 meses para que las comercializadoras y distribuidoras activen los autoconsumos con excedentes, penalizando a

las que se retrasen con descuentos en factura en concepto de "retardo de autoconsumo".

- Real Decreto-ley 18/2022. Esta norma tenía como objeto incentivar el autoconsumo a través de ciertas medidas, encontrándose, entre ellas las siguientes: (i) exención de autorizaciones administrativas previa y de construcción para instalaciones de hasta 500kW; (ii) ampliación a 1.000 metros la distancia permitida en autoconsumo a través de red; (iii) permite que, para el caso de comunidades energéticas esta actúe como representante de todos los miembros; y (iv) establece la libertad de amortización en el Impuesto sobre Sociedades para inversiones en autoconsumo que entren en funcionamiento en 2023 y con una cuantía máxima sujeta de 500.000 euros.
- Real Decreto-ley 20/2022, que amplió hasta 2.000 metros el autoconsumo colectivo, permitiendo también que esta distancia se aplique a instalaciones en suelo industrial y/o sobre marquesinas.

### Novedades regulatorias en 2023.

Como se comentó en el apartado 4.3, 2023 fue un año de poca actividad regulatoria, y principalmente centrada en las grandes plantas de venta a red. Así, en lo que respecta al autoconsumo las principales novedades

normativas, se resumen en los dos siguientes Reales Decreto-ley:

- Real Decreto-ley 5/2023 que introduce en la Ley 24/2013 la definición de Comunidad Ciudadana de Energía y los derechos de esta y de las Comunidades de Energías Renovables.
- Real Decreto-ley 8/2023. Esta norma amplió hasta el 31 de diciembre de 2024 la libertad de amortización de las instalaciones de autoconsumo (establecida en el RDL 18/2022) y la reserva a favor del autoconsumo del 10% de capacidad en los nudos de transporte en los que se resolviese la celebración de un concurso de capacidad (RDL 6/2022).

#### Principales características agregadas de la normativa

Como se ha comentado, en los últimos años la normativa de autoconsumo ha experimentado profundas modificaciones. En este sentido, las principales características de la normativa agregada son las siguientes:

- 3 modalidades de autoconsumo: (i) sin excedentes, (ii) con excedentes acogidos a compensación y (iii) con excedentes no acogido a compensación.
- Reglamentación del autoconsumo colectivo (hasta una distancia entre generación y consumo

de hasta 2.000 metros, bajo ciertas circunstancias), y las comunidades energéticas.

- Para instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la potencia máxima del inversor.
- Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean diferentes.
- Simplificación de tramitación:
  - Las instalaciones sin excedentes o las de excedentes de hasta 15kW no necesitan permisos de acceso y conexión. Asimismo, las instalaciones de hasta 100kW no necesitan aval.
  - Para instalaciones de hasta 100kW conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.
  - Exención de autorizaciones administrativas previa y de construcción para instalaciones de hasta 500kW.
- Establece los equipos de medida a instalar: (i) de forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera; (ii) los autoconsumos colectivos, con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro o tecnología no renovable deberán contar con 2 equipos. Uno para consumo y otro que mida la generación

neta; (iii) en ciertos casos, se permite que el contador de medida se ubique fuera del punto frontera.

- Establece el régimen económico. Se establecen varias posibilidades en función del tipo de autoconsumo:

- Autoconsumo con excedentes acogidos a compensación: Pueden (i) vender la energía en el pool, o (ii) compensar mensualmente excedentes, mediante la valoración de la energía horaria excedentaria (compensación simplificada).

- El importe a compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.

- Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. Deben vender los excedentes en el mercado.

- En el caso de autoconsumos colectivos se permite que el reparto de horas entre los distintos autoconsumidores sea a nivel horario.

- Inscripción automática en el Registro de Autoconsumo para ciertos casos.

### Estadísticas sectoriales. Potencia instalada.

Como se indicó al inicio de este capítulo, son muchas las razones que han llevado al autoconsumo a ser una

tecnología con voz propia dentro del sistema eléctrico. En su conjunto, se podría decir que el sector ha vivido una “tormenta perfecta” en la que se han combinado factores tales como: (i) las políticas de promoción y fomento tanto nacionales como europeas; (ii) el crecimiento exponencial del precio de la electricidad en nuestro país entre 2021 y 2023; (iii) la madurez de la tecnología que ha llevado a los precios de ejecución más bajos de la historia en términos de euro/vatio instalado lo que redundará en unos menores plazos de retorno de las inversiones; (iv) el empoderamiento de una ciudadanía que ansia minimizar su dependencia de la red eléctrica; (v) la política de subvenciones directas al autoconsumo a través de los fondos “Next Generation” o (vi) la política de deducciones fiscales, o ayudas directas, establecidas por los diferentes ayuntamientos (IBI e ICIO) o el estado (IRPF e IS en algunas autonomías).

En lo que respecta a la potencia instalada, pese a todos los desarrollos normativos y el fomento a nivel estatal del autoconsumo, en la actualidad sigue sin haber datos públicos sobre las instalaciones puestas en marcha a nivel estatal y autonómico. La propia administración incumple la normativa (concretamente el artículo 19 del RD244/2019) y no dispone de un registro de instalaciones de autoconsumo. Así, son las

propias asociaciones sectoriales las que facilitan los datos de los que se nutre todo el sector.

En este sentido, en la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada desde 2015 en rangos.

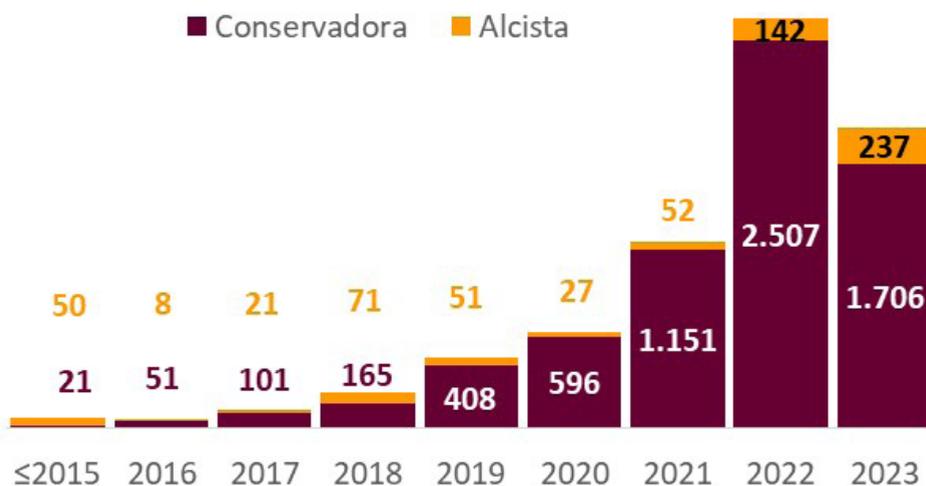
Utilizando los datos anteriores, y de forma gráfica se presenta a continuación tanto la potencia anual instalada como la acumulada a 31 de diciembre de 2023.

**Estimación de potencia instalada anual bajo un escenario conservadores y otro alcista (MW).**

Año / Estimación	≤2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Alcista	71	59	122	236	459	623	1.203	2.649	1.943
Conservadora	21	51	101	165	408	596	1.151	2.507	1.706

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNEF y APPA Renovables

**Estimación de potencia instalada anual bajo escenarios conservadores y alcistas (MW)**



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNEF y APPA Renovables

Estimación de potencia instalada acumulada bajo escenarios conservadores y alcistas (MW).

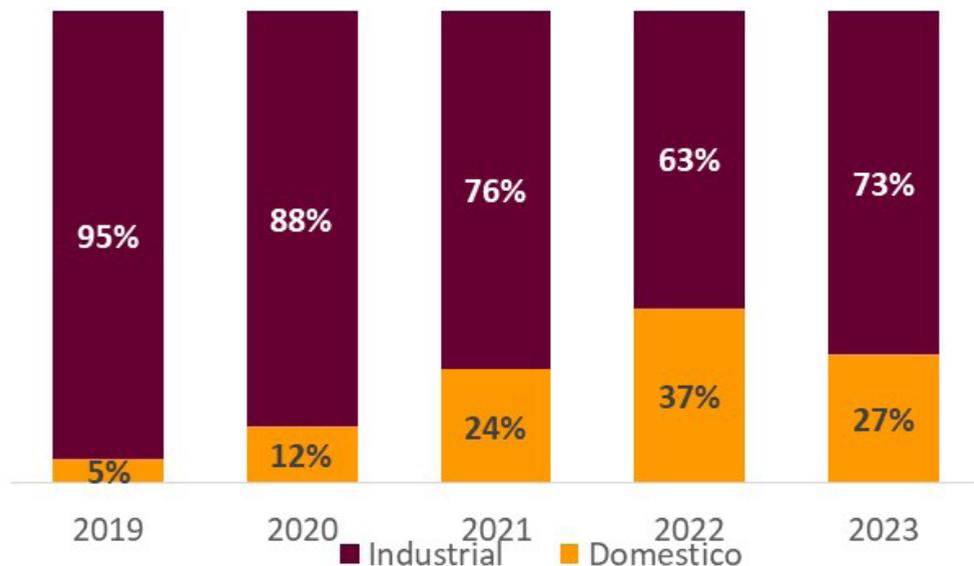


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNEF y APPA Renovables

En cuanto a los tipos de clientes, es importante destacar que el cliente industrial incluye desde PYMES hasta grandes industrias en todos los sectores económicos. Sin embargo, es difícil segmentar las subcategorías, por lo que, en la práctica, se diferencia entre clientes industriales y domésticos como los principales sectores del autoconsumo.

Según los datos del sector aproximadamente el 73% de la potencia instalada en 2023 se corresponde con instalaciones industriales (76% en 2021). Asimismo, llama poderosamente la atención la evolución del consumo doméstico que en 2023 bajó desde el 37% de 2022 a un 27%.

### Reparto de la potencia instalada por tipo de cliente %



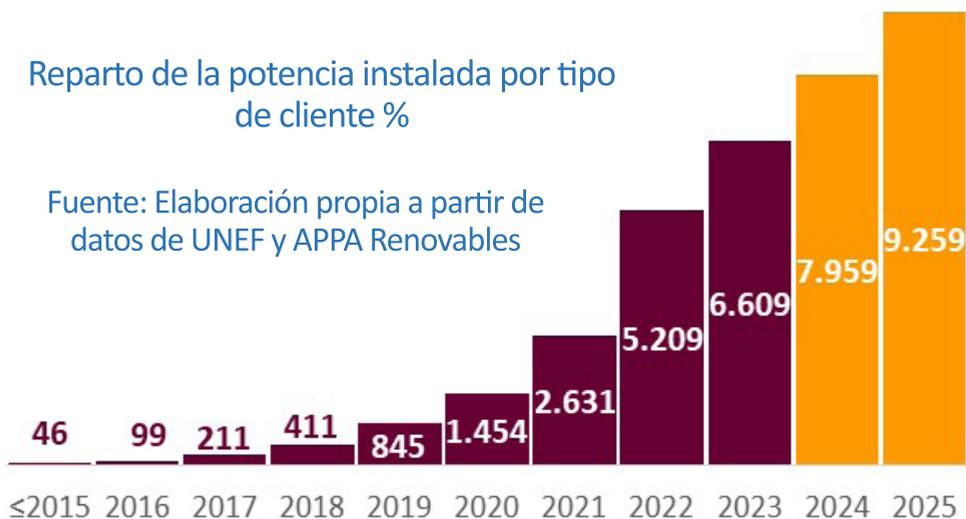
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNEF y APPA Renovables

Esta disminución del peso relativo del residencial frente al industrial responde, principalmente a dos motivos: (i) la ejecución de instalaciones industriales que proceden de 2022 y se ejecutaron en 2023 debido a su tiempo de maduración administrativa (mucho más largo que las instalaciones residenciales); y (ii) una relajación del ritmo de instalación residencial derivada de la contracción en los precios eléctricos durante 2023 y (ii) el anormal exceso de demanda de estas instalaciones en 2022 derivado de los precios de dicho año y las subvenciones “Next Generation”. En todo caso, y en términos absolutos, el 27% de potencia residencial equivale a más de 112.000 instalaciones nuevas en 2023 (utilizando una potencia

media de 5kW). Es decir, aunque la cifra queda muy por debajo de las más de 200.000 instalaciones domésticas de 2022, el global muestra la fortaleza que tuvo en 2023 esta tipología de instalaciones.

Así, en su conjunto, los datos del autoconsumo volvieron a ser espectaculares. Sin embargo, y pese a las previsiones del PNIEC, la nueva potencia instalada en los próximos dos años se contraerá respecto de 2023, aunque eso sí situándose por encima del Gigavatio anual.

En todo caso, lo cierto es que según estas estimaciones en 2025 se habrán alcanzado los 9GW de potencia instalada, o lo que es lo mismo, habrá alcanzado el 50% de los 19GW previstos como objetivo por el PNIEC para 2030, en su revisión del mes de septiembre de 2024.



La actualización del PNIEC en lo relativo al autoconsumo. La nueva previsión para 2030.

En octubre de 2024 se aprobó la actualización de los objetivos del PNIEC para 2023. Sin ahondar más en este documento, que ya ha sido objeto de análisis en el capítulo 4.2 de este informe, únicamente se adjunta a continuación la nueva actualización de potencia de autoconsumo esperada para 2030.

#### Objetivos del PNIEC para autoconsumo GW



#### Guía de tramitación de instalaciones de autoconsumo

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) dispone de una guía donde se describen los pasos necesarios para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en autoconsumo en cualquiera de las modalidades previstas en la normativa.

La finalidad de esta guía es la de aclarar los procedimientos administrativos a realizar ante las administraciones públicas y las empresas distribuidoras en cada una de las modalidades descritas en el Real Decreto 244/2019. Está dirigida al público en general, y específicamente a las empresas instaladoras de sistemas de autoconsumo.

Cuadro resumen de las modalidades y los diferentes tipos de autoconsumo

<b>Autoconsumo INDIVIDUAL</b>  Un consumidor asociado  O  <b>Autoconsumo COLECTIVO</b>  Varios consumidores asociados	<b>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</b>  Conexión Red interior.	<b>SIN excedentes (individual)</b> Mecanismo anti-vertido.  <b>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo)</b> Mecanismo anti-vertido.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro  <b>PRODUCTOR</b> No existe  <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> Consumidor  <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>CON excedentes ACOGIDA a compensación</b>  Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$ . Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro  <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación  <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en RADNE  <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b>  Resto de instalaciones con excedentes.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro  <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación  <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en RADNE y RAIPÉE  <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
	<b>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</b>  Conexión a red BT del mismo CT  Distancia $< 500\text{ m}$ o $2.000\text{ m}$ FV en cubierta, suelo industrial y/o estructuras con otro uso  Misma referencia catastral (14 dígitos).	<b>CON excedentes ACOGIDA a compensación</b>  Cuando exista al menos un consumidor conectado en red interior.	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro  <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación  <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en RADNE y RAIPÉE  <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente
		<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b>	<b>CONSUMIDOR</b> Titular del suministro  <b>PRODUCTOR</b> Titular de la instalación  <b>TITULAR INSTALACIÓN</b> El inscrito en RADNE y RAIPÉE  <b>PROPIETARIO</b> Puede ser diferente

Fuente: IDAE Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (2024)

La guía diferencia entre autoconsumo sin excedentes (aquellas que disponen de un sistema antivertido) y las instalaciones con excedentes, donde existen dos subgrupos, las instalaciones con excedentes acogidas a compensación y las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación. También diferencia entre las instalaciones individuales y colectivas y las conectadas en la red interior de los consumidores o conectadas a través de red. En la guía se recogen gran variedad de contenidos, relativos a la tramitación específica de cada tipología de autoconsumo y la aplicación en cada comunidad autónoma.

Tramitación administrativa

Distingue entre;

- Instalaciones de autoconsumo SIN EXCEDENTES: La guía establece una serie de trámites que con carácter general aplicara a las instalaciones de autoconsumo SIN excedentes y otros que estarán supeditados a la ordenación autonómica aplicable a cada instalación y a la potencia instalada. Entre las autorizaciones recogidas en el documento destacan:
  - Autorizaciones previas a la construcción de la instalación.
    - Autorización ambiental y de utilidad pública: Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo sin excedentes y con  $P \leq 100$  kW no deberían requerir

trámite de impacto ambiental ni utilidad pública, salvo tramitación específica de la comunidad autónoma, o propia del emplazamiento.

- Autorización administrativa previa y de construcción: Las instalaciones de  $P \leq 500$  kW quedan excluidas de esta autorización.
- Licencia de obras: La normativa municipal determinará el tipo de licencia que es necesario solicitar en cada municipio.

Autorizaciones posteriores a la construcción de la instalación.

- Inspección inicial e inspecciones periódicas: En función de la potencia y de la ubicación de la instalación, las instalaciones precisarán realizar una inspección inicial a su puesta en marcha por parte de un Organismo de Control Autorizado. Por norma general las instalaciones con  $P > 25$  kW necesitan realizar estas inspecciones.
- Certificado de instalación y/o certificados fin de obra: Dependerá de la potencia y de la comunidad autónoma donde se realice la instalación, así como de las características de la conexión del sistema. La tipología del certificado, documentación a aportar para su aprobación y metodología de aprobación es competencia de la Comunidad Autónoma.

- Autorización de explotación: Por norma general, solo será necesaria si la conexión de la instalación se realiza en Alta Tensión (AT), independientemente de la potencia instalada, y para aquellas instalaciones con  $P > 100$  KW siempre y cuando la Comunidad Autónoma lo requiera.
- Inscripción en el registro de autoconsumo: Solo lo realizarán las instalaciones con  $P > 100$  KW y las conectadas en Alta Tensión (AT) independientemente de la potencia instalada. Para instalaciones con potencia igual o inferior a 100 kW conectadas en Baja Tensión (BT), la inscripción se realiza de oficio por la Comunidad autónoma.
- Instalaciones de autoconsumo CON EXCEDENTES: Las instalaciones de autoconsumo con excedentes tienen una serie de autorizaciones adicionales, a las descritas con anterioridad, que en la mayoría de los casos están relacionadas con la inyección de la energía sobrante a la red de distribución.  
Autorizaciones previas a la construcción de la instalación.
  - Permiso de acceso y conexión y avales o garantías: las instalaciones con excedentes, de  $P \leq 100$  kW ubicadas en suelo urbanizado están

exentas de solicitud. El resto de las instalaciones deberán solicitar a la empresa distribuidora un permiso de acceso y conexión y por norma general constituir una garantía de 40€/kW.

- **Autorización ambiental y de utilidad pública:** Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo sin excedente y con  $P \leq 100$  kW no deberían requerir trámite de impacto ambiental ni utilidad pública, salvo tramitación específica de la comunidad autónoma, o propia del emplazamiento.
- **Autorización administrativa previa y de construcción:** Las instalaciones de  $P \leq 500$  kW en Baja Tensión quedan excluidas de esta autorización.
- **Licencia de obras:** La tipología de la licencia a solicitar es competencia del municipio donde se ubica la instalación. Destacan entre las más comunes, la comunicación previa, declaración responsable y licencia de obra menor.
- **Inspección inicial e inspección periódica:** Las instalaciones realizadas bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), y por norma general, con una  $P \leq 25$  kW no precisan de una inspección inicial. Las potencias superiores a las indicadas, si precisarían de una inspección por parte

de un Organismo de Control Autorizado (OCA/ EICI/ECA). Adicionalmente las instalaciones en Alta Tensión (AT) requerirán una inspección inicial adicional. Por norma general, las inspecciones se repetirán de forma periódica tanto en la parte de la Baja Tensión como en la parte de Alta.

- Certificados de instalación y/o certificado fin de obra: Dependerá de la potencia y de la comunidad autónoma donde se realice la instalación, así como de las características de la conexión del sistema y de la potencia instalada.
- Autorización de explotación: En términos generales, en los casos en que la instalación se ha realizado bajo las especificaciones del REBT y su  $P \leq 100 \text{ kWn}$  la autorización de explotación no será de aplicación y con el certificado de la instalación sería suficiente. El resto de las instalaciones necesitarían Autorización de explotación diligenciada por la CCAA. para instalaciones  $P \leq 50 \text{ MW}$ .
- Contrato de acceso para las instalaciones de autoconsumo: Este tipo de contrato solo es necesario para los servicios auxiliares de producción de la instalación.
- Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares: Solo las instalaciones que no sean

instalaciones próximas a red, con una  $P \leq 100$  kW y que la energía consumida sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación, necesitarán un contrato de energía para servicios auxiliares.

- Licencia de actividad: únicamente las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación necesitarán tramitar una licencia de actividad, ya que estas instalaciones venden energía sobrante al mercado.
- Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo: Los sistemas en autoconsumo con excedentes con  $P > 100$  kW y todas las potencias conectadas en Alta Tensión deberán realizar la inscripción autonómica de la instalación.
- Inscripción en el Registro administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. Todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
- Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica (RAIPRE): Las instalaciones con excedentes con  $P \leq 100$  kW no precisan de la inscripción en RAIPRE, será la Dirección General de Política Energética y minas del Ministerio quien realice la inscripción.

## Tramitación autonómica

A nivel autonómico, la Comunidad Autónoma donde se realiza la instalación tiene su propia normativa interna de aplicación administrativa, este hecho hace que cada región de España tenga sus particularidades. En este sentido los trámites a realizar no solo se refieren a la vertiente energética del proyecto, sino que deben resolver igualmente aspecto de índole urbanística, ambiental, administrativos y fiscales entre otros. La mayoría de las Comunidades Autónomas tienen transferidas las competencias de energía, al menos en instalaciones de pequeña y mediana potencia, los requisitos exigidos por estas Comunidades varían territorialmente.

## Bonificaciones fiscales

Las bonificaciones fiscales, en contraposición a las subvenciones, son generalmente de carácter municipal, lo que hace muy compleja su búsqueda y compilación, ya que habría que consultar individualmente los 8.131 municipios existentes. Los impuestos en los que se aplican bonificaciones a las instalaciones de autoconsumo de manera más recurrente son el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI).

Bonificaciones en IBI e ICIO más comunes. La bonificación del ICIO, la más frecuente, llega a cubrir en

## Bonificaciones en IBI e ICIO más comunes.

Impuesto bonificable	Intensidad típica de la bonificación <sup>1</sup>	Intensidad mínima de la bonificación <sup>2</sup>	Intensidad máxima de la bonificación <sup>3</sup>	Probabilidad de bonificación <sup>4</sup>
ICIO	95%	5%	95%	69%
IBI	50% - 3 años	25% - 1 año	50% - 10 años	53%

<sup>1</sup> Calculada como la moda entre los 110 municipios consultados, excluyendo aquellos que no disponen de bonificación al autoconsumo fotovoltaico.

<sup>2</sup> De entre los 110 municipios consultados, excluyendo aquellos que no disponen de bonificación al autoconsumo fotovoltaico.

<sup>3</sup> De entre los 110 municipios consultados.

<sup>4</sup> Probabilidad basada en los 110 municipios consultados.

Fuente: Elaboración propia.

muchas ocasiones la práctica totalidad de la cuantía del impuesto (95%), a pagar de manera previa a la realización de la instalación. Por su lado, la bonificación del IBI, al tratarse de un impuesto anual sobre los inmuebles, viene generalmente definido por el porcentaje de la deducción (habitualmente entre el 25% y el 50%) y por el periodo en el que esta será de aplicación (entre 1 y 5 años en la mayoría de los casos).

Además, hay que tener en consideración, que muchas de estas bonificaciones están sujetas al cumplimiento de determinadas características por parte de las instalaciones fotovoltaicas – potencia mínima instalada por superficie construida o cobertura mínima de la demanda – y por parte del inmueble – uso del mismo o valor catastral-. ■

# COMUNIDADES ENERGÉTICAS

La Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, crea una nueva figura o actor extraordinario interés para nuestro sector eléctrico, con una gran incidencia en el ámbito de la generación y participación social que ha venido defendiendo ANPIER desde sus inicios: la comunidad ciudadana de energía o Comunidades Energéticas.

## Introducción y marco normativo actual

En todo caso, aunque como se verá a lo largo de este capítulo sigue echándose en falta una reglamentación estatal específica y completa, la normativa de las Comunidades de energías renovables / Comunidades ciudadanas de energía se reduce a las Directivas Europeas y, de forma somera, a cierta normativa de ámbito estatal. Se expone a continuación la principal normativa actual de aplicación

- Directiva UE 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Artículo 16: “Comunidad ciudadana de energía”:
- Los Estados miembros ofrecerán un marco jurídico favorable para las comunidades ciudadanas de energías que garantice que:

- La participación en una comunidad ciudadana de energía sea abierta y voluntaria;
- Los socios o miembros de una comunidad ciudadana de energía tengan derecho a abandonar la comunidad;
- Los socios o miembros de una comunidad ciudadana de energía no pierdan sus derechos y obligaciones como clientes domésticos o clientes activos;
- El gestor de la red de distribución correspondiente coopere, a cambio de una compensación justa evaluada por la autoridad reguladora, con las comunidades ciudadanas de energía para facilitar transferencias de electricidad entre estas;
- Las comunidades ciudadanas de energía estén sujetas a procedimientos y tasas, incluidos el registro y la concesión de licencias, equitativos, proporcionales y transparentes, así como a unas tarifas de acceso a la red transparentes no discriminatorias, que reflejen los costes de conformidad con el artículo 18 del reglamento (ue) 2019/943, y que garanticen que contribuyan de manera adecuada y equilibrada al reparto general de los costes del sistema.

- Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de energía procedente de fuentes renovables, Art. 22: “Comunidad de energías renovables”:
  - Los Estados miembros garantizarán que los consumidores finales, en particular los consumidores domésticos, tengan derecho a participar en una comunidad de energías renovables a la vez que mantienen sus derechos u obligaciones como consumidores finales, y sin estar sujetos a condiciones injustificadas o discriminatorias, o a procedimientos que les impidan participar en una comunidad de energías renovables, siempre que, en el caso de las empresas privadas, su participación no constituya su principal actividad comercial o profesional.
  - Los Estados miembros garantizarán que las comunidades de energías renovables tengan derecho a:
    - Producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable;
    - Compartir, en el seno de la comunidad de energías renovables, la energía renovable que produzcan las unidades de producción

propiedad de dicha comunidad de energías renovables, a condición de cumplir los otros requisitos establecidos en el presente artículo y a reserva de mantener los derechos y obligaciones de los miembros de la comunidad de energías renovables en tanto que consumidores;

- Acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria. [...]
- Los Estados miembros proporcionarán un marco facilitador que permita fomentar y facilitar el desarrollo de las comunidades de energías renovables. Dicho marco facilitador garantizará, entre otras cosas, que:
  - Se eliminen los obstáculos reglamentarios y administrativos injustificados a las comunidades de energías renovables;
  - Las comunidades de energías renovables que suministren energía o proporcionen servicios de agregación u otros servicios energéticos comerciales estén sujetas a las disposiciones aplicables a tales actividades;
  - El gestor de la red de distribución correspondiente coopere con las comunidades de energías renovables para

facilitar, en el seno de las comunidades de energías renovables, las transferencias de energía;

- Las comunidades de energías renovables estén sujetas a procedimientos justos, proporcionados y transparentes, [...], garantizando que contribuyan, de forma adecuada, justa y equilibrada, al reparto del coste global del sistema de acuerdo con un análisis.
- Las comunidades de energías renovables no reciban un trato discriminatorio en lo que atañe a sus actividades, derechos y obligaciones en tanto que clientes finales, productores, gestores de redes de distribución, suministradores, o en tanto que otros participantes en el mercado.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica”:

Modifica la Ley 24/2013 el apartado añade un punto j al apartado 1 del artículo 6 “sujetos del sistema eléctrico”, de forma que esta queda de la siguiente manera:

1.Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.2 serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

[...]

Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras».

#### Falta de concreción del marco normativo en España

Como se ha comentado antes apenas existe legislación específica en nuestro país y las transposiciones a la norma estatal son escasas, hecho que ha derivado en que nuestro país esté a la zaga en lo que respecta a la evolución de este tipo de actuaciones energéticas.

Si bien, durante el año 2023 se abrió a consulta pública un marco normativo que diera cobertura legal y amplia

a las comunidades energéticas, dicha consulta no se tradujo en la aprobación de una normativa específica, limitándose, conforme se ha indicado en el apartado 4.8, el Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, a modificar la Ley del Sector Eléctrico, para incluir algunas novedades en materia de comunidades energéticas, tales como el concepto de comunidades ciudadanas de energía y los principios rectores y requisitos de las comunidades energéticas, que comprenden a las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía, pero se sigue echando en falta una mayor ambición, y la aprobación de un cuerpo normativo específico y completo.

El aludido Real Decreto-ley 5/2023, en su artículo 183, introduce una letra k) en el artículo 6.1, que establece una definición de las Comunidades de Energías Renovables, con el siguiente tenor literal:

k) «Las Comunidades Ciudadanas de Energía, que son entidades jurídicas basadas en la participación voluntaria y abierta, cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas, y cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios

medioambientales, económicos o sociales a sus miembros, socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera».

Por su parte, asimismo se introdujo sendos artículos, 12 bis, y 12 ter, que distinguen las Comunidades Ciudadanas de Energía, de las Comunidades de Energías Renovables, fijando los derechos de sus miembros, de acuerdo con la siguiente redacción:

«Artículo 12 bis. Comunidades de Energías Renovables.

1. Los socios o miembros de las Comunidades de energías renovables tendrán los derechos y obligaciones de los sujetos del sector eléctrico previstos en esta ley y en su normativa de desarrollo.

2. Los consumidores finales, incluidos los consumidores domésticos, tienen derecho a participar en una comunidad de energías renovables a la vez que mantienen sus derechos u obligaciones como consumidores finales, y sin estar sujetos a condiciones injustificadas o discriminatorias, o a procedimientos que les impidan participar en una comunidad de energías renovables, siempre que, en el caso de las empresas privadas, su participación no constituya su principal actividad comercial o profesional.

3. Las comunidades de energías renovables, en los términos previstos en la normativa sectorial de aplicación, tienen derecho a:

a) producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable;

b) compartir, en el seno de la comunidad de energías renovables, la energía renovable que produzcan las unidades de producción propiedad de dicha comunidad de energías renovables, a condición de cumplir los demás requisitos establecidos en este artículo y de mantener los derechos y obligaciones de los miembros de la comunidad de energías renovables en su condición de consumidores;

c) acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria.

4. Al objeto de fomentar y facilitar el desarrollo de las comunidades de energías renovables, las administraciones públicas, en el ejercicio de sus respectivas competencias, garantizarán que:

a) se eliminen los obstáculos reglamentarios y administrativos injustificados a las comunidades de energías renovables;

b) las comunidades de energías renovables que suministren energía o proporcionen servicios de agregación u otros servicios energéticos comerciales estén sujetas a las disposiciones aplicables a tales actividades;

c) el gestor de la red de distribución correspondiente coopere con las comunidades de energías renovables para facilitar, en el seno de las comunidades de energías renovables, las transferencias de energía;

d) las comunidades de energías renovables estén sujetas a procedimientos justos, proporcionados y transparentes, incluidos los procedimientos de registro y de concesión de licencias, y a tarifas de la red que reflejen los costes, así como a los pertinentes cargos, gravámenes e impuestos, garantizando que contribuyen, de forma adecuada, justa y equilibrada, al reparto del coste global del sistema;

e) las comunidades de energías renovables no recibirán un trato discriminatorio en lo que atañe a sus actividades, derechos y obligaciones en su condición de clientes finales, productores, suministradores, u otros participantes en el mercado;

f) la participación en las comunidades de energías renovables será accesible a todos los consumidores, incluidos los de hogares con ingresos bajos o vulnerables;

g) estén disponibles instrumentos para facilitar el acceso a la financiación y la información;

h) se proporcione apoyo reglamentario y de refuerzo de capacidades a las autoridades públicas para propiciar y crear comunidades de energías renovables, así como para ayudar a las autoridades a participar directamente; y

i) estén en vigor normas destinadas a garantizar el trato equitativo y no discriminatorio de los consumidores que participen en la comunidad de energías renovables.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa comunitaria en materia de ayudas de estado, al diseñar los sistemas de apoyo, se tendrán en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables, a fin de que estas puedan competir por el apoyo en pie de igualdad con otros participantes en el mercado».

«Artículo 12 ter. Comunidades ciudadanas de energía.

1. En los términos en los que reglamentariamente se establezca, se establecerá un marco jurídico favorable para las comunidades ciudadanas de energía que garantice que:

a) la participación en una comunidad ciudadana de energía sea abierta y voluntaria,

b) los socios o miembros de una comunidad ciudadana de energía tengan derecho a abandonar la comunidad,

c) los socios o miembros de una comunidad ciudadana de energía no pierdan sus derechos y obligaciones como consumidores finales de energía eléctrica,

d) Puedan acceder a todos los mercados organizados de producción de energía eléctrica directamente o a través de la agregación de forma no discriminatoria.

e) Tengan garantizado un trato no discriminatorio y proporcionado en relación con el ejercicio de sus actividades, derechos y obligaciones como clientes finales, generadores, suministradores, o participantes en el mercado que presten servicios de agregación;

f) Estén sujetas a procedimientos y tasas, incluidos el registro y la concesión de licencias, equitativos, proporcionales y transparentes, así como a unas tarifas de acceso a la red transparentes y no discriminatorias, que reflejen los costes de conformidad con el artículo 18 del Reglamento (UE) 2019/943, y que garanticen que contribuyan de manera adecuada y equilibrada al reparto general de los costes del sistema.

g) Puedan actuar como representantes de los consumidores para la realización del autoconsumo colectivo, siempre que estos otorguen las correspondientes autorizaciones.

Reglamentariamente se establecerán los requisitos aplicables a las comunidades ciudadanas de energía que permitan el acceso a la actividad, sus derechos y obligaciones, así como los derechos y obligaciones de sus socios o miembros».

Para dar impulso a las CER y CEE a finales de 2021 se anunció la activación de 100 millones de euros en subvenciones para impulsar las comunidades

energéticas en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Que estimado por el IDEA este presupuesto se vertebra en seis convocatorias destinadas al fomento de las fases necesarias en la constitución y ejecución de la Comunidad Energética:

El IDAE ya ha publicado seis convocatorias del programa CE IMPLEMENTA para apoyar proyectos piloto singulares de comunidades energéticas, cuatro ya resueltas, entre los años 2022 y 2023, encontrándose, a la fecha de elaboración de este informe, abiertas las dos últimas, habiendo finalizado la fase de presentación de solicitudes.

Ambas convocatorias van dirigidas a proyectos tanto de energías renovables eléctricas, como de energías renovables térmicas, eficiencia energética o movilidad sostenible, pudiendo incorporar sistemas de gestión de la demanda. Los proyectos de energías renovables eléctricas deberán contar de manera obligatoria con un sistema de almacenamiento energético.

La quinta Convocatoria destinará 30.000.000.-€ a proyectos de pequeño tamaño, no pudiendo superar su inversión 1 M€, y la sexta convocatoria destinará 90.000.000.-€ a la promoción de proyectos de gran tamaño.

### Comunidades energéticas en Europa

Las Comunidades Energéticas vienen a aumentar la participación ciudadana y de entidades locales, en

proyectos de energías renovables, lo que supondría un aprovechamiento de la capacidad de generación eléctrica o térmica con la consiguiente mejora de la eficiencia energética y un desarrollo de sistemas de movilidad sostenible. A pesar de los potenciales beneficios, en España no termina de despegar en comparación con Europa, principalmente, conforme se ha indicado, por la ausencia de regulación específica. Para entender mejor la situación, a mediados de 2022, por las 33 comunidades energéticas de España había 1.750 en Alemania, 700 en Dinamarca y 500 en Países Bajos, aun cuando España es el país europeo con más horas de sol.

Parte del impulso y fomento de este movimiento comunitario en torno a la energía lo lleva a cabo la Federación Europea de Cooperativas de Energía Renovable (Rescoop), una organización que lleva desde 2011 apoyando la implantación de este nuevo modelo de asociaciones energéticas a través de diferentes proyectos, dotándolos de apoyo financiero y regulatorio, organizando eventos y elaborando numerosos informes técnicos. Para entender bien esta realidad, es preciso recordar, por un lado, que la Directiva de mercado pertenece al conocido Clean Energy Package, que pretende legislar la regulación

energética desde el entendimiento de que la transición energética se entenderá mucho mejor si los protagonistas son los ciudadanos.

Las oportunidades para la generación social son extraordinarias con esta figura, dándole una profundidad mucho más allá de lo que hasta ahora podemos comprender. En una situación en la que los proyectos socializados por pequeños operadores, cada vez se encuentran más desplazados por las grandes plantas de generación, con las que la economía de escala hace cada vez más difícil competir, surgen cientos de oportunidades para plantas de menor dimensión en manos de colectivos sociales.

En las legislaciones de otros estados comunitarios, como Polonia, Alemania, Portugal o Grecia nos encontramos con regulaciones que ya han avanzado más en el desarrollo de las figuras. Todas ellas, circunscriben las comunidades alrededor de un hecho muy relevante: la gestión y el control de esta tiene que estar exclusivamente en manos de personas físicas, de pequeñas o medianas empresas, de cooperativas o de otros entes locales.

Finalmente, algunos de los proyectos europeos más emblemáticos ya materializados son:

‘Freiburg’ en Alemania, una ciudad que cuenta con una instalación de 445 kW de energía fotovoltaica, lo que supone una producción cuatro veces superior a la energía que los vecinos de la ciudad usan en un año.

‘Schoonschip’ en Países Bajos, una comunidad de casas flotantes ubicada en Ámsterdam que conforma 46 viviendas con 46 instalaciones fotovoltaicas, 30 de ellas con baterías conformando una única microrred.

‘Prémian’ en Francia, bajo la sociedad ‘Prémian Energie Positive’. Tienen una instalación de 28kWp del ayuntamiento que da energía a tiendas, edificios públicos y residentes.

‘Brixton Energy Solar 1’ el proyecto implicó la instalación de una estación de energía solar de 37,24 kWp en el techo de Elmore House en Loughborough Estate en Brixton, Londres. ■



# AGRIVOLTAICA, OTRA GRAN OPORTUNIDAD

La AGRIVOLTAICA se define como una actividad que combina el uso de producción agrícola y generación eléctrica en el mismo terreno, buscando las sinergias entre ambas actividades, pero donde la actividad agrícola siempre prevalece sobre la de generación eléctrica; aunque en realidad en España no hay una definición legal y consensuada de este término al tratarse de un ámbito novedoso que se irá desarrollando, sin lugar a dudas, en los próximos años, dado que nuestro país es una potencia agraria que cuenta con larga trayectoria en la optimización de los cultivos y, en conjunción, es un país con un tejido fotovoltaico muy desarrollado, sobre la base de una larga experiencia en instalación e ingenierías.

## Marco Europeo

Partimos de la denominada Estrategia de Energía Solar de la UE de 18 de mayo de 2022, en ella se sugiere a los países miembros deben impulsar formas innovadoras en el despliegue fotovoltaico, a través de un uso múltiple del suelo y concretamente establece:

“El uso múltiple del espacio puede contribuir a mitigar la escasez de tierra vinculada a la competencia por el espacio, incluida la protección del medio ambiente, la agricultura y la seguridad alimentaria”.

En particular, en determinadas condiciones, el uso agrícola de la tierra puede combinarse con la generación solar en las denominadas instalaciones agrivoltaicas.

Ambas actividades pueden crear sinergias, en virtud de las cuales los sistemas fotovoltaicos pueden contribuir a la protección de los cultivos y a la estabilización de la producción, sin que el agrícola deje de ser el uso principal de la superficie.

### España, incipiente desarrollo.

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética introduce, en su artículo 25, la necesidad de hacer compatible la conservación del patrimonio natural con el despliegue de las energías renovables, y la necesidad de medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad al cambio climático de los suelos agrícolas para facilitar la preservación de los mismos.

Por otra parte, el Plan Estratégico de la PAC de España, en su objetivo específico 4, habla de reducir la vulnerabilidad de los sistemas agrícolas, ganaderos y/o

forestales a los impactos del cambio climático y a los eventos extremos fomentando su adaptación.

Pese a que los planes y la normativa española no hacen referencias claras a medidas como la agrivoltaica, sí que dejan ver la oportunidad del establecimiento de sinergias entre la actividad agrícola y ganadera y la implementación de renovables, de acuerdo a lo marcado por la Estrategia Solar de la EU.

En la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023 (en el momento de esta redacción, prorrogados) en la Disposición adicional centésima vigésima segunda. Impulso de la energía agrivoltaica:

“El Gobierno impulsará la energía agrivoltaica. Asimismo, analizará factores que puedan incidir en su despegue, como el uso del suelo, la compatibilidad con las ayudas de la Política Agraria Común u otras políticas sectoriales. En el marco del Plan de Recuperación se pondrán en marcha líneas de ayuda que contemplen el desarrollo de este tipo de proyectos”.

La última mención a el término agrivoltaica en la normativa española la encontramos en la Orden TED/765/2024, de 22 de julio, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en proyectos innovadores de energías renovables. A

efectos de esta orden, se considera agrivoltaica a aquellos proyectos en los que se realice, sobre la misma superficie de terreno originalmente destinado a uso agrícola, un uso combinado para la producción agrícola y la generación de energía fotovoltaica, siempre que se priorice el uso agrícola como uso principal, y la producción de energía tenga un fin secundario.

En general, todos los cultivos se pueden cultivar en un sistema agrivoltaico. Sin embargo, algunas plantas son más adecuadas que otras. Esto depende, entre otras cosas, de la cantidad de luz que necesiten las plantas para crecer de forma óptima. Igualmente, no todos los cultivos tienen el mismo valor añadido por hectárea, lo que hace que en algunos haya más interés en su protección que en otros, por ejemplo, el cultivo de frutas y hortalizas se caracteriza por un alto valor añadido por hectárea de superficie cultivada.

Por otra parte, los cultivos como las bayas o las manzanas suelen ser muy susceptibles a las influencias climáticas externas, en el cultivo de frutas y hortalizas se utilizan a menudo costosas estructuras de protección, como redes antigranizo o láminas, para protegerlas de las inclemencias del tiempo, esta protección la puede dar la instalación fotovoltaica.

En el caso de la viña, en los ensayos que se están haciendo y las experiencias que ya hay, se están

demostrando múltiples efectos positivos, tanto en la calidad de la uva y en consecuencia del vino, como en la disminución de las necesidades hídricas de las plantas. El sector vitivinícola puede ser uno de los que más esté afectando el cambio climático.

Integrar sistemas agrivoltaicos en los viñedos puede mitigar algunos de los efectos del cambio climático, retrasar la maduración de las uvas y mejorar la calidad del vino.

En ocasiones se puede utilizar para cultivar variedades de uva que no son típicas de la región, y en otras para permitir que las variedades autóctonas puedan seguir cultivándose.

Se ha demostrado que la sombra que proyectan los paneles solares ha venido retrasando la vendimia de tres a cuatro semanas, respecto a los viñedos circundantes sin fotovoltaica, tanto para la uva blanca como para la uva tinta. Cómo afecta a la calidad del vino. La menor exposición al sol ralentiza la acumulación de azúcares en las uvas, lo que mejora el equilibrio entre el grado alcohólico y la acidez en la fermentación. El sistema agrivoltaico mejora el estrés hídrico de las plantas, protege las uvas de excesos meteorológicos, está demostrado una reducción del consumo de agua para riego de hasta un 20% y un aumento del rendimiento de la tierra entre un 20% y un 60%.

El objetivo fijado será establecer las bases reguladoras para la selección y concesión de las ayudas

correspondientes al programa de incentivos de proyectos innovadores de inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen tecnología fotovoltaica y eólica en su caso, así como el almacenamiento asociado a estos proyectos e implantación de bombas de calor renovable.

### Retos y oportunidades

Principales retos normativos y administrativos para la agrivoltaica en España:

1. Compatibilidad de usos del suelo: Para abordar un desarrollo de la agrivoltaica, se plantea la posible incompatibilidad en los usos del suelo, ya que, para poder realizar ambas actividades, sería necesario disponer de un uso “mixto” del mismo terreno o parcela o de algún mecanismo legal que lo permita. La normativa sobre suelo es competencia autonómica en España. Sería preciso armonizar normativa CCAA y MAPA, que son los dos organismos competentes en esta materia.

2. Afectación a las ayudas de la Política Agraria Común (PAC): La política agraria común (PAC) está financiada principalmente por la UE y cubre tres tipos de gastos: ayuda a la renta de los agricultores y al respeto de prácticas agrarias sostenibles, medidas de apoyo al mercado y medidas de desarrollo rural.

3. Acceso y conexión a la red eléctrica: las instalaciones FV dentro de la agrivoltaica son a priori instalaciones conectadas a red, por lo que deberán tener permisos de acceso y conexión para poder verter a la red, no se puede pensar en que este tipo de instalaciones sean solamente para el autoconsumo. Se debería dar un acceso preferente a este tipo de instalaciones o una reserva de capacidad.

Actualmente muchos nudos de la red eléctrica no disponen de capacidad para poder verter en ellos, por lo que no sería posible conectar una instalación agrivoltaica, hasta que no se libere capacidad o se amplie la capacidad de los mismos.

4. Línea de ayuda a la agrivoltaica, concreta y específica: Para incentivar el desarrollo de la agrivoltaica. Por sus diferencias respecto instalaciones FV convencionales en suelo, es posible que se necesite una ayuda a los proyectos agrivoltaicos para poder incentivar su desarrollo.

5. Agilidad en la tramitación bajo la naturaleza de proyecto agrivoltaico, así como considerar a la agrivoltaica en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Hay también retos técnicos y económicos:

- Por la falta de un conocimiento compartido y simultaneo entre fotovoltaica y agricultura.
- Por el elevado coste de las instalaciones fotovoltaicas.
- Por la falta de herramientas de modelamiento de un sistema agrivoltaico que incluya la entrada de

datos agronómicos y datos fotovoltaicos similares a los usados en las herramientas convencionales de sistemas fotovoltaicos.

- En la compatibilidad de usos agrícolas con las operaciones de O&M fotovoltaicas.

Las OPORTUNIDADES podrían ser las siguientes:

- Contribución al desarrollo social y económico local dando lugar a nuevos modelos que generen una alternativa de actividad en zonas rurales.
- Mayor eficiencia ecológica y económica del uso del terreno.
- Fijar población rural, y creación de puestos de trabajo.
- Adaptación al cambio climático.
- Participación en la generación eléctrica distribuida, más eficiente energéticamente y justa socialmente.
- Contribución al cumplimiento del PNIEC y objetivos europeos de introducción de fotovoltaica, de la Estrategia de Energía Solar de la UE, de la Ley de Cambio Climático.
- Reducción de impacto ambiental y disminución el consumo de agua hasta un 20%.
- Aumento del rendimiento de la tierra entre un 20% y un 70%.
- Fomento de la creación de soluciones innovadoras en el sector fotovoltaico.
- Mejora de la productividad agropecuaria. ■

# LA PROBLEMÁTICA DE LAS 62.000 FAMILIAS FOTOVOLTAICAS ESPAÑOLAS CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO

**H**ace 15 años, el Estado español se lanzó a promover la instalación de fuentes de generación renovable, con la intención de combatir la emergencia climática e iniciar una transición energética hacia un modelo eléctrico y renovable, en el que nuestro país contaba con importantes ventajas competitivas -por su territorio, su sol y su viento- y evitaba la enorme dependencia energética del exterior, que lastraba nuestra balanza comercial.

Esa decisión de Estado tenía como objetivo primordial madurar las tecnologías renovables y poner en marcha un tejido industrial tecnológico innovador. El resultado ha sido el esperado: España es líder en penetración de generación renovable, su industria solar y eólica son referencia internacional, se ha dado un paso decisivo en la transición ecológica y el precio que han de pagar familias y empresas por la energía en España ha caído a cotas impensables, gracias a la nueva producción de energías limpias, incluso son muchos los días del año que registran horas a precios cero o negativos.

Pero esta fantástica historia esconde un fiasco, que nuestro Gobierno debería enmendar, y solo se completará el éxito cuando se acuerde una solución justa y definitiva para quienes movilizaron el capital que fue necesario para impulsar este trascendental proceso: las 62.000 familias fotovoltaicas pioneras españolas, que destinaron sus ahorros e hipotecaron sus hogares para poner en marcha las primeras instalaciones, que eran imprescindibles para que el proceso de la descarbonización se pudiera poner en marcha.

Tan solo dos años después de que se pusieran en marcha dichas instalaciones, se inició un proceso de desprestigio contra ellas que tuvo como esperado colofón un carrusel de recortes retroactivos que ha supuesto recortes de hasta el 45% de los ingresos esperados. En aquellos años se señalaba que las renovables eran muy caras y un lastre para el sistema eléctrico y el consumidor, sin que ahora se diga que ese esfuerzo de unos años supone ahora ahorros de magnitud muy superior que han venido para quedarse. Se les achacó también el déficit de tarifa, que ya existía y crecía en progresión geométrica antes de que se produjera el despliegue de estas instalaciones. Una desinformación orientada a justificar el mayor atropello de una administración frente a sus administrados, a los que llamó a invertir todos sus ahorros con arreglo a unas normas que fueron publicadas en el Boletín Oficial de Estado y difundidas en una campaña del propio Ministerio.

Los inversores internacionales no vieron conveniente acudir a la justicia española como inevitablemente debieron hacer los nacionales, en cuyas instancias perdieron cualquier posibilidad de reparación frente a argumentos por parte del Estado que no han parecido aceptables en la Corte de Arbitraje del Banco Mundial en Washington, instancia a la que acudieron de forma masiva los inversores foráneos y en la que sí están logrando laudos favorables, que condenan al Estado español a repararles los daños sufridos por estos cambios normativos retroactivos.

¿Merecen las familias españolas que no se les reconozca su trascendental labor? ¿Merecen las familias nacionales peor justicia que los grandes fondos internacionales? En Anpier pensamos que no es difícil ni costoso reparar el error cometido para que nuestra transición energética pueda ser considerada realmente justa y plenamente exitosa.

### **PROBLEMA SOCIAL QUE SE PUEDE RESOLVER CON VOLUNTAD POLÍTICA**

Este colectivo de 62.000 familias españolas, pequeños productores de energía solar fotovoltaica representados por la asociación ANPIER, ha sufrido drásticos recortes en sus ingresos, de hasta un 45%, con lo que se ha quebrantado gravemente sus economías domésticas.

Estas 62.000 familias, en su inmensa mayoría ciudadanos jubilados que habitan entornos rurales, destinaron sus aho-

rros e hipotecaron sus hogares en lo que era la inversión más importante de sus vidas, fundamentalmente en los años 2007-2009, porque el propio Estado español solicitó a la ciudadanía que apoyaran con sus inversiones personales el proceso de maduración de las fuentes de generación renovable, y lo presentó como una inversión ética, patriótica, rentable y segura.

A los dos años de tener en funcionamiento sus instalaciones de generación fotovoltaica, en 2010, se inició un carrusel de recortes retroactivos que fue destrozando estas inversiones, un proceso justificado con argumentos falaces y acompañado de informaciones al ciudadano igualmente falsas para justificar estas acciones, achacando a estas instalaciones el denominado “déficit de tarifa”.

La sucesión de recortes se inició en 2010 y se consolidó en 2014 y sus implicaciones eran muy diversas en función de la tipología de la instalación. Las grandes instalaciones, propiedad de grandes empresas y fondos internacionales de inversión, gracias a sus recursos financieros propios y a las economías de escala en las compras de material y autopromoción, lograban retornos de inversión mucho más favorables que los pequeños productores, porque éstos últimos compraban las instalaciones a las grandes promotoras (que aplicaban márgenes de comercialización elevados) y tenían que recurrir a la banca financiar para afrontar los pagos (a tipos de interés cercanos al 6%).

El IDAE, organismo que impulsó estas inversiones, hizo los números a los pequeños productores en una campaña “Es sol puede ser suyo” pensada para captar a familias para impulsar el cambio de modelo energético. Estos números recomendaban financiar a diez años a las familias y para fomentar esta movilización de inversión, habida cuenta de lo indicado en el párrafo anterior, ofrecía un retorno un poco mayor para las instalaciones de menos de 100 kW, como forma de compensar en alguna medida el no poder autopromocionar y tener que soportar márgenes de comercialización y necesidad de financiar. Sin embargo, las grandes empresas y fondos fraccionaron todas sus propiedades en pequeñas instalaciones de 100 kW para realizar beneficios adicionales.

La realidad es que de los 4.000 MW de instalaciones fotovoltaicas afectadas, sólo un 20% está en manos de pequeños productores (62.000 familias), mientras que el 80% es propiedad de grandes operadores.

Por otra parte, los grandes tenedores, por lo expuesto, gozan de una situación privilegiada en sus ingresos y los internacionales, además, están ganando sus laudos arbitrales, en procedimientos arbitrales internacionales a los que los pequeños productores nacionales no pueden acudir por las normas procesales y los fueros de competencia de aplicación. En estos pleitos internacionales, aunque no logran toda

la compensación que solicitan, sí obtienen laudos que engrasan sus rentabilidades notablemente.

La norma que regula ahora la retribución de las instalaciones fotovoltaicas que nos ocupan, conocidas como históricas, encierran no pocos giros que, tras una aparente objetividad, ocultan graves injusticias que los tribunales arbitrales están sabiendo interpretar. Uno de los elementos más perversos es atribuir una rentabilidad del 7,39% que, en la práctica, no es real, puesto que parte de una arbitraria valoración de las instalaciones, muy a la baja en el caso de las familias que adquirieron (con los lógicos costes de comercialización) y más aproximada para los que por volumen pudieron construir sobre economía de escala, “disfrazados” además de pequeños productores a través de Sociedades Limitadas instrumentales para fraccionar en 100kW y obtener la rentabilidad reservada a familias.

En este punto, es preciso recordar que las instalaciones tienen una vida útil establecida, tras ella la instalación queda inservible, por lo que ya no sólo no se logra un 7,39% de rentabilidad, sino que el que sería “principal” en una inversión financiera se extingue a los 30 años. Además, estas instalaciones son máquinas que requieren mantenimientos y están sometidas a averías y daños por estar expuestas a las inclemencias climáticas, situaciones que, al no ser posible encontrar los elementos originales, están disparando los costes de mantenimiento esperados.

En este punto es preciso recordar que estas inversiones no fueron un hecho excepcional en España, se realizaron en toda Europa por imperativo de la propia UE para iniciar la necesaria transición energética. España replicó el sistema retributivo Alemán, país que no ha realizado ningún recorte retroactivo, algunos Estados de la UE han realizado, en colaboración con los productores, ajustes muy moderados. Lo de España ha sido desproporcionado, no en balde es el país del mundo -junto con Argentina y Venezuela- con más Laudos pendientes de resolución por quebrantar la Carta de la Energía, y sin remisión va perdiendo uno tras otro.

Sin el esfuerzo inversor que se hizo hace una década para madurar esta tecnología, la fotovoltaica, estaríamos indefensos frente al cambio climático y cautivos de la generación fósil, contaminante y cara, en un país con una alarmante dependencia energética del exterior. Las 62.000 familias fotovoltaicas españolas han transformado lo que era un horizonte desolador en un presente energético de ilusión y esperanza, que alumbra un escenario sostenible y competitivo. Pero, el gran milagro no surgió por generación espontánea; hemos recorrido una década apasionante de esfuerzo colectivo, que ha legado una reducción de costes de hasta un 90%. Ahora tenemos la capacidad de obtener electricidad autóctona y no contaminante a menos de 30 €/MWh, impensable unos pocos años atrás.

Esta aventura de las familias fotovoltaicas, que destinaron sus ahorros e hipotecaron sus hogares, ha favorecido que España cuente con empresas de referencia internacional que nos aportan empleo, riqueza y prestigio. Fue necesario movilizar 25.000 millones de euros, el 80% financiado por la banca, que ha realizado su negocio satisfactoriamente, puesto que el colectivo fotovoltaico, para superar las graves dificultades de los dramáticos recortes retroactivos, refinanció de los 10 años que les recomendó el Estado a 15, e incluso cerca de 20 en un elevado número de casos, para poder cumplir con sus obligaciones de pago.

Contamos ahora con un parque de generación de energía limpia y barata; una industria pujante e internacionalizada; los objetivos de reducción de GEI a nuestro alcance; una banca que realiza sus beneficios; y una modularidad que abre las puertas a la socialización de la producción.

Sin embargo, la piedra angular de estos extraordinarios avances soporta recortes retroactivos abusivos, mientras continúa cumpliendo mes a mes con sus financiaciones y gestionando unas instalaciones que, dada su obsolescencia, tienen unos costes de mantenimiento inesperados. Familias honestas que hicieron una inversión ética –en muchos casos la única inversión de sus vidas– en su gran mayoría de entornos rurales; gentes que defendieron sus convicciones renovables frente a los ataques más furibundos, cuando incluso

se negaba el cambio climático, y que todavía se preguntan si algún día podrán alcanzar la doble justicia que reclaman: una reparación económica por los abusivos recortes que quebrantaron sus economías, y un reconocimiento político y social por el sacrificio que tantos frutos ha dado.

El recorte medio en la retribución fue del 30%, una magnitud que, como se proyectó con carácter retroactivo y para toda la vida útil regulatoria, supone un montante descomunal e insoportable para los pequeños productores, algunos de ellos soportan recortes de hasta el 45%

#### **DIFERENTES CAMPAÑAS EL SOL PUEDE SER SUYO DEL IDAE:**

Uno de los elementos que se sugirió como solución para reducir el déficit tarifario fue identificar que su origen había estado en la cuantía de las primas a las renovables. Esta aseveración de responsabilidad única, a pesar de ser de una absoluta falsedad, fue apoyada e instigada por el sector tradicional, que en esos momentos carecía de inversiones en fotovoltaica, que eran las que más cuantía tenían reconocidas por MWh generado, y fue ganando cuerpo dentro de los gobiernos porque, al fin y al cabo, el sector inversor renovable siempre sería ajeno a la estructura orgánica que dirigía la política energética formada en una simbiosis entre el gobierno y el sector energético, independientemente de cuál fuera la ideología del partido en el gobierno.



Uno de los elementos que llama poderosamente la atención en los recortes que luego se produjeron, es que las grandes plantas, las que estaban financiadas sin garantías corporativas, no tuvieron impagos ni ningún default, quizás porque el recorte se diseñó para que fuera el equity el que perdiera su valor y se mantuviera la capacidad para el pago del servicio de la deuda, introduciendo procesos de adaptación de esta para facilitar dichos compromisos. Esta situación no se dio en pequeños inversores que, además de invertir a un mayor coste, lo hicieron asumiendo garantías personales para la concesión de unos créditos con ser-

vicios de deuda muy superiores a los ingresos que quedaron disponibles, después de los ajustes llevados a cabo por el gobierno.

### **LA PROPUESTA DE ANPIER: JUSTA Y EQUILIBRADA.**

Actualmente, conforme se ha indicado, la vida útil retributiva de las instalaciones fotovoltaicas es de 30 años, de acuerdo al artículo 5 de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, que sin embargo, No obstante, aquel plazo es insuficiente para que estas instalaciones pueden obtener el mismo nivel de retribución regulada que hubieran obtenido con el inicial marco regulatorio, establecido en el Real Decreto 661/2007 que regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, lo que supone el riesgo de cierre de estas instalaciones, principalmente de las pequeñas instalaciones de una potencia de hasta 100 Kw.

De hecho, conviene recordar que probablemente por dicha razón, y pese a las ventajas que presentan, en los últimos años el número de estas pequeñas instalaciones ha disminuido notablemente, habiendo pasado de representar alrededor del 62% de la capacidad instalada en los años 2007 y 2008, a representar tan solo, el 0,5% de la nueva potencia instalada, confirmando la tendencia de las instalaciones de producción en general y las fotovoltaicas.

cas en particular, al aumento de su tamaño año tras año.

Se da la circunstancia que estas pequeñas instalaciones suelen encontrarse en zonas rurales, integrantes del reto demográfico, y sus titulares son personas físicas y pequeñas y medianas empresas de carácter familiar.

Es por ello, que, para estas pequeñas instalaciones, cualquiera que sea su tecnología (eólica, fotovoltaica o minihidráulica), y siempre que sus titulares sean personas físicas y pequeñas y medianas empresas, se propone aplicar extender su vida útil regulatoria por 3 años más, y puesto que la rentabilidad razonable se reconoce a lo largo de toda la vida útil regulatoria de una instalación tipo, se propone, asimismo, el incremento del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de estas.

Esta medida, y este régimen diferenciado, no debe considerarse discriminatoria, pues tienen su justificación en el mayor impacto que los recortes retroactivos tuvieron en estas instalaciones, además de por las sus especiales circunstancias (distribución distribuida, consumo de proximidad sin transporte de la energía generada, sin las pérdidas de energía que llevan aparejadas y sin necesidad de inversiones en nuevas redes) y de sus titulares (personas físicas y pequeñas y medianas empresas), y por la necesidad de potenciar el desarrollo económico de estas zonas rurales del reto demográfico. ■

## ANPIER, UNA ASOCIACIÓN COMPROMETIDA CON LA GENERACIÓN RENOVABLE Y SOCIAL



Con más de 5.000 asociados, personas físicas y jurídicas de todas las Comunidades Autónomas del Estado español, ANPIER -Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica- es una organización de ámbito estatal y sin ánimo de lucro, comprometida con la defensa de la generación renovable y social. Una de las prioridades de ANPIER es la defensa de la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica en el sector como pilar esencial para el desarrollo de un nuevo modelo energético sostenible, competitivo y responsable con la sociedad.

**A**NPIER desarrolla acciones multidisciplinares para avanzar hacia sus objetivos. ANPIER mantiene una interlocución permanente con las administraciones, instituciones y entidades que tratan las distintas materias que afectan al sector renovable, para contribuir al estableciendo estrategias y criterios de actuación que beneficien al colectivo fotovoltaico español. Desarrollamos una relación directa frente a la Unión Europea, reforzada por nuestra presencia en Bruselas. Fortalecemos nuestras relaciones con la Administración estatal y el Ministerio que asume las competencias de energía, así como con todos los Gobiernos autonómicos, organismos reguladores, Partidos Políticos, Grupos Parlamentarios, asociaciones sectoriales y organizaciones orientadas a la mejora de las condiciones energéticas y medioambientales.

La asociación cuenta con un gabinete de comunicación especializado que orienta sus esfuerzos a mantener una adecuada relación con medios de comunicación y periodistas. Traslada sus posturas y reacciones a la prensa y desarrolla campañas de comunicación en medios online, escritos, radios y televisiones.

ANPIER desarrolla diferentes actividades encaminadas a lograr que se respeten los derechos legítimos de los productores de energía solar fotovoltaica y al impulso

de la generación social-renovable a través de publicaciones, jornadas divulgativas y formativas, patrocinios, concursos para la promoción del talento, actos reivindicativos y campañas de comunicación social.

Una asociación volcada en dar respuestas y soluciones a sus socios, al sector y a la sociedad. Emitimos continuamente, de manera proactiva, información de interés a través de los medios, de nuestra web o de nuestras redes sociales. Ofrecemos respuestas a todas las dudas e inquietudes que les surgen a nuestros asociados, tanto a través de circulares generales o territoriales, como, de manera directa y personalizada a cada socio que requiera asistencia técnica, jurídica, fiscal o de cualquier otra índole.

Nuestros asociados se benefician tanto de un servicio personalizado, directo y profesional, como de todas las ventajas que se derivan de los acuerdos de colaboración que alcanza la asociación con otras entidades para que sus asociados puedan optimizar los gastos de gestión y mantenimiento de sus instalaciones.

## EQUIPO

ANPIER cuenta con un equipo humano orientado a dar el mejor servicio, profesionales especializados en el ámbito de las energías renovables, y comprometido con

los objetivos de la asociación y del sector. La dedicación del equipo que forma la asociación es un ejemplo de entrega a una labor y a una causa. Asesor fiscal: Fernando Berenguer López; Asesor jurídico: Ángel Escribano Gutiérrez Departamento Audiovisual y comunicación: Ignacio del Pozo García; Departamento de Administración: María José Urbaneja Sánchez; Departamento Ingeniería: Miguel Martínez Tomás; Director: Rafael Barrera Morcillo.

### JUNTA DIRECTIVA

La Junta Directiva de Anpier está compuesta por productores fotovoltaicos de todo el Estado, un grupo plural y diverso capaz de aunar sus esfuerzos para progresar en la misma dirección: la defensa de un colectivo y de un modelo de generación renovable y distribuida en el territorio.

### AGRADECIMIENTO

Nuestro agradecimiento a todos los que han contribuido a la elaboración de este Anuario Fotovoltaico. En especial a Haz Energía, empresa que ha colaborado en su redacción; a OlariaTV, por su labor de maquetación; a Red Eléctrica de España y la Comisión Europea por la cesión de algunos de los gráficos. ■



Miguel Ángel  
Martínez-Aroca  
Pérez  
Presidente



Juan Antonio  
Cabrero  
Samaniego  
Vicepresidente



Juan Castro-Gil  
Amigo  
Secretario



Lluís Calatayud i  
Pla  
Tesorerer



Francisco Pérez  
Abiétar  
Vocal



Manuel Pérez  
Más  
Vocal



Francesc Selga  
Calvet  
Vocal



Jorge Edo  
Albácar  
Vocal



Miguel Carra  
Villar  
Andalucía



Jorge Edo  
Albácar  
Aragón



Fernando de la  
Hoz Elices  
Asturias



Alberto Javier  
Cuartas Galván  
Cantabria



Diamantina  
Centeno  
Castilla y León



Alberto Nieto  
Vivas  
Subdelegado  
Castilla y León



Francisco Pérez  
Abiétar  
Castilla-La Mancha



Maria Claudia  
Galan  
Subdelegada  
Castilla-La  
Mancha



Albert Mases  
Pelegrí  
Cataluña



Juan José López  
Vivas  
Extremadura



Jorge García  
Domínguez  
La Rioja



José Francisco  
Valcaneras  
Martínez  
Islas Baleares



Jorge Puebla  
García  
Madrid



Paloma Muñoz de Luis  
Subdelegada de Madrid



José Antonio Rapún  
Delegado Navarra



Pili Eraso Osés  
Subdelegada Navarra



Lluís Calatayud i Pla  
Comunidad Valenciana



Yolanda Candela  
Alfonso  
Subdelegada de Alicante



Antonio  
Cordonis  
Galicia



Julián Lana  
Iturmendi  
País Vasco



Santiago  
Martínez  
Gabaldón  
Región de Murcia



Susana Morales  
Subdelegada  
Murcia



Rafael Barrera  
Morcillo  
Director



María José  
Urbaneja  
Sánchez  
Departamento de  
administración



Juan Castro-Gil  
Amigo  
Asesor Jurídico



Ángel Escribano  
Departamento  
Jurídico



Ignacio del Pozo  
Comunicación y  
Audiovisual



Miguel Martínez  
Dto. Ingeniería

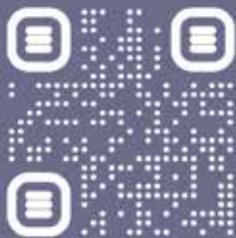


Fernando  
Berenguer López  
Asesor fiscal

## LA FOTOVOLTAICA FRENTE AL DESAFÍO DEL CLIMA



LA FOTOVOLTAICA  
FRENTE AL DESAFÍO  
DEL CLIMA



www.ruizre.es

PROTEGEMOS TU  
**ENERGÍA,**  
CUIDAMOS  
TU FUTURO

in  
f  
@  
/RUIZRE

 **RUIZRE**  
1970 Tu broker global de seguros



968 46 86 93



653 765 725